

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования «Национальный исследовательский  
технологический университет «МИСиС»  
Горный институт**

На правах рукописи  
УДК 622.272/275; 622.277/278;  
622.234;622.01.18

**ФЕДОРОВА МАРИНА АЛЕКСАНДРОВНА**

**ОБОСНОВАНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО  
РАЦИОНАЛЬНОМУ ОСВОЕНИЮ ПОТЕНЦИАЛА ГАЗОУГОЛЬНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА БАЗЕ ЛУГЭК**

**Специальность 25.00.21 – «Теоретические основы проектирования  
горнотехнических систем**

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени кандидата технических наук

**Научный руководитель  
профессор, докт. техн. наук  
Ю.Ф. Васючков**

Москва 2018

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	<b>4</b>
<b>ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УГЛЕЙ</b>	<b>9</b>
1.1 Энергоэффективность традиционной технологической цепочки «добыча угля - транспорт – подготовка - получение электроэнергии»	9
1.2 Получение из угля газового топлива	13
1.3 Анализ эффективности опыта газификации угля	22
1.4 Интеграция процесса газификации с высокоэффективными генерирующими установками	29
1.5 Анализ отечественных проектов и характеристик локальных углегазоэлектрических комплексов (ЛУГЭК)	34
<b>ВЫВОДЫ</b>	<b>39</b>
<b>ГЛАВА 2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И СОСТАВЛЯЮЩИЕ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ В СТРУКТУРЕ ЛУГЭК</b>	<b>40</b>
2.1 Мировая практика повышения эффективности угольных ТЭС	40
2.2 Физико-химические основы процесса ПГУ	46
2.3 Анализ распределения температуры в зоне горения канала	53
2.4 Оценка аэродинамических условий подачи воздуха в канал горения угольного пласта	59
2.5 Влияние мощности угольного пласта на длину зоны горения	63
2.6 Расчёт длины зоны горения в канале газификации	67
<b>ВЫВОДЫ</b>	<b>70</b>
<b>ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СЫРОГО ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА В ТЕХНОЛОГИИ ЛУГЭК</b>	<b>71</b>
3.1 Классификация технологических схем ПГУ	71
3.2 Оптимизация длины огневого забоя в канале ПГУ	77
3.3 Исследование рационального расстояния между скважинами ПГУ	81
3.4 Схема скважин ПГУ для получения генераторного газа средней теплоты сгорания	86
3.5 Исследование методов повышения теплоты сгорания вырабатываемого генераторного газа ПГУ	91
<b>ВЫВОДЫ</b>	<b>96</b>

<b>ГЛАВА 4. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ОЧИЩЕННОГО ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА (ООГ) ПУТЁМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДОБЫВАЕМОГО УГОЛЬНОГО МЕТАНА</b>	<b>97</b>
4.1 Методика расчёта синтеза угольного метана с ООГ	97
4.2 Оценка участка месторождения по фактору добычи угольного метана в технологии ЛУГЭК	101
4.3 Оценка дебитов метанодобывающих скважин в технологии ЛУГЭК и способы их интенсификации	107
4.4 Проектирование подготовки газифицируемых и метанодобывающих (МД) блоков в технологии ЛУГЭК	113
4.5 Алгоритм проектирования разработки газоносного угольного месторождения на базе технологии ЛУГЭК	118
<b>ВЫВОДЫ</b>	<b>122</b>
<b>ГЛАВА 5. ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛОКАЛЬНОГО УГЛЕГАЗОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА (ЛУГЭК) В УСЛОВИЯХ ПРОКОПЬЕВСКО – КИСЕЛЁВСКОГО МЕТАНОНОСНОГО УГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУЗБАССА</b>	<b>123</b>
5.1 Геологическая характеристика опытного участка	123
5.2 Проектирование основных технических параметров комплекса ЛУГЭК-метан	133
5.3 Оценка ресурсов шахтного поля «Суртаиха» для проектирования ЛУГЭК	140
5.4 Технологическая схема ЛУГЭК-Метан для условий шахтного поля «Суртаиха»	151
5.5 Экологическая оценка проекта ЛУГЭК-метан на поле шахты «Суртаиха»	159
5.6 Технико-экономическая оценка проекта использования ЛУГЭК-метан в условиях шахты «Суртаиха»	162
<b>ВЫВОДЫ</b>	<b>170</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	<b>171</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b>	<b>173</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность работы и степень проработанности темы исследования.** Исходя из анализа состояния энергоэффективности традиционной технологической цепочки по разработке угольных месторождений «добыча - предварительное обогащение - транспортирование железнодорожным транспортом - подготовка для сжигания на ТЭС в пылеугольных котлах - получение пара - выработка электрической /тепловой энергии» установлено, что производство энергии, основанное на пылеугольном цикле имеет серьёзное отставание от инновационных углеэнергетических решений, позволяющих увеличить интегральный КПД использования угля в 1,8 - 2,2 раза.

Такие решения в настоящий момент, как за рубежом, так и в России основываются на использовании в наземных газогенераторах газового топлива, полученного из добытого в шахте и/или разрезе угля. Таким образом, углеэнергетический цикл, используемый отечественной промышленностью, является не только расточительным и экологически грязным, но и весьма энергозатратным. Современные технологии, использующие гибкие и малооперационные системы с вариативным программным обеспечением позволяют увеличить его энергоэффективность, что весьма существенно влияет на макроэкономические показатели государства. К таким технологиям относится промышленная трансформация каменного угля в газовое (наиболее эффективное в настоящее время) углеводородное топливо, основанное на подземной газификации угольных пластов, очистки и обогащении генераторного газа, параллельной добычи угольного метана и выработки из смеси синтетического газа и метана электрической и/или тепловой энергии в установках комбинированного цикла в локальных углегазоэлектрических комплексах.

Перспективным направлением коренного совершенствования углеэнергетической технологии является использование локальных углегазоэлектрических комплексов (ЛУГЭК) – комплексов будущего электроэнергетики, внедрение которых сдерживается отсутствием методически обоснованных проектных решений по комплексному использованию

метаноносных угольных месторождений для выработки газового топлива в высокоэффективных генерирующих установках.

Исходя из вышеизложенного, научная задача обоснования проектных технологических решений и их параметров по подземной газификации угля с попутной добычей угольного метана при освоении газоугольных месторождений имеет высокую актуальность.

**Целью диссертации** является разработка инновационных проектных и технических решений по комплексному использованию и энергоэффективному освоению газоносных угольных месторождений, раскройке и подготовке шахтного поля для подземной газификации угольных пластов, добычи угольного метана, и обоснованию параметров этих процессов и средств получения газового топлива, удовлетворяющего требованиям высокоэффективных генерирующих установок.

**Основная идея** работы заключается в разработке инновационных проектных решений с применением законов химической кинетики и газовой динамики горения угля, моделирования схем подготовки шахтного поля, включающей его раскройку, использование газификационных и метанодобычных скважин различной направленности, создания в угольном пласте зон газификации угольного пласта и обоснования эффективных способов добычи угольного метана для получения газового топлива при эксплуатации локальных углегазоэлектрических комплексов.

**Задачами**, решаемыми для достижения поставленной цели, являются:

- анализ отечественного и зарубежного опыта выработки газового топлива из угля;
- исследование динамики горения угля в канале угольного пласта;
- обоснование схемы скважинной подготовки угольного пласта для обеспечения стабильного и заданного режима горения угля в недрах и получения среднекалорийного газового синтетического топлива;
- установление закономерности и пропорциональности синтеза потоков генераторного газа и угольного метана;
- разработка схемы и параметров технологии добычи угольного метана с дебитом газа, удовлетворяющим требованию синтеза потоков;

- разработка и технико-экономическая оценка технологической схемы локального газозаэлектрического комплекса ЛУГЭК – ПГУ.

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

1. При проектировании функциональной структуры локального углегазозаэлектрического комплекса для определения размера зоны выработки качественного синтез-газа с теплотой сгорания не менее 20 МДж/м<sup>3</sup> необходимо провести конформные преобразования канала огневого горения на основе математического моделирования процесса фильтрации окислителя в зоне канала с установлением зависимостей длины канала горения от мощности угольного пласта и расхода окислителя, а на основе распределения температуры в угольном пласте при горении стенки огневого забоя для получения закономерности температуры прогрева пласта.

2. Для обеспечения угольным метаном кластера ЛУГЭК-метан и выработки качественного газового топлива необходимо установить диапазон значений метаноносности угольных пластов в границах шахтного поля с разработкой критерия использования запасов метана для выбора наиболее эффективной последовательно-распределенной схемы размещения газификационных и метанодобывающих скважин в пределах шахтного поля и выбора способа подготовки и синхронизации работы этих скважин при создании методики проектирования и эксплуатации метанодобывающих скважин для обеспечения газовым топливом ЛУГЭК-метан.

3. При разработке методики расчета расхода и теплоты сгорания синтетического топлива, вырабатываемого в процессах подземной газификации угольного пласта и попутной добычи угольного метана необходимо разработать проектную схему кластера ЛУГЭК-метан, с обоснованием экологических преимуществ технологической схемы ЛУГЭК-метан по сравнению с традиционным углеэнергетическим кластером.

**Методы исследований.** Теоретическая и методологическая часть диссертации базируется на основе научного анализа и обобщения результатов исследований по разработке и моделированию закономерностей процессов, происходящих при подземной газификации угля и использовании угольного метана для увеличения теплоты сгорания генераторного газа, в работе

использованы методы статистической обработки данных, экономико-математического моделирования, функционально-структурного анализа и т.д.

**Научная новизна результатов исследований:**

1. На основе математического моделирования разработаны закономерности распределения температуры в угольном пласте при горении стенки огневого забоя и методика проектирования длины канала горения в зависимости от мощности пласта и расхода окислителя, что позволяет получать синтетический газ в процессе газификации угольного пласта после его очистки с теплотой сгорания до 20 МДж/м<sup>3</sup>.

2. Разработаны критерий использования добываемого угольного метана для его синтеза с очищенным генераторным газом, обеспечивающего производственную мощность локального углегазоэлектрического комплекса и методика выбора эффективной последовательно – распределенной схемы размещения метанодобывающих и газификационных скважин в пределах шахтного поля.

3. Составлен концептуальный проект разработки газоносных крутых угольных пластов в конкретных горно-геологических условиях разработки углеметанового месторождения.

4. Доказаны технико-экономические преимущества технологии ЛУГЭК-ПГУ по сравнению с традиционными технологиями разработки угольных месторождений и выработки электроэнергии на угольных ТЭС.

**Научное значение результатов исследований** заключается в развитии технологии использования локальных углегазоэлектрических комплексов (ЛУГЭК) и методического обоснования проектных решений по комплексному использованию метаноносных угольных месторождений для выработки газового топлива в высокоэффективных генерирующих установках.

**Практическое значение диссертации** заключается в разработке концептуального проекта разработки газоносных крутых угольных пластов в условиях шахтного поля «Суртаиха» Прокопьевско-Киселёвского угольного месторождения.

**Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций работы подтверждаются:**

- использованием при исследовании фундаментальных особенностей газификации топлив, закономерностей и пропорциональности синтеза потоков генераторного газа и угольного метана;

- использованием современных методов оценки разработанных технологических решений с учетом экономических и экологически необходимых запросов;

- установлением закономерностей параметров подземной газификации угля и синтезом разработки метаноносных угольных месторождений на основе повышения калорийности сгорания синтез - газа, использованием угольного метана для получения при совместной подземной газификации высокоэнергетического газового топлива.

**Апробация работы.** Основные положения диссертации докладывались на ежегодных международных научно-практических конференциях в рамках «Неделя горняка» (Москва, 2010-2018), а также на научных семинарах кафедры «Подземная разработка пластовых месторождений - Геотехнологии освоения недр» МГГУ-МИСиС (Москва, 2010-2018).

**Реализация выводов и рекомендаций.** Разработанные закономерности распределения температуры в угольном пласте при горении стенки огневого забоя и методика проектирования длины канала горения рекомендованы к использованию в практике составления концептуального проекта разработки газоносных крутых угольных пластов в условиях шахтного поля «Суртаиха» Прокопьевско-Киселёвского угольного месторождения, а также при подготовке специалистов по направлению «Горное дело» в НИТУ МИСиС.

**Публикации.** Соискатель имеет 9 научных трудов, основополагающими по теме диссертации являются 6 статей, опубликованных в журналах по перечню ВАК Минобрнауки РФ, 1 статья в SCOPUS.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, 5 глав, заключения, содержит 48 рисунков, 25 таблиц и список литературы из 75 наименований.

Автор выражает благодарность за помощь в работе коллективу кафедры «Геотехнологии освоения недр» НИТУ МИСиС, а особенно профессорам Ю.Ф. Васючкову, В.В. Агафонову и В.В. Мельнику.



# ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УГЛЕЙ

## 1.1 Энергоэффективность традиционной технологической цепочки «добыча угля - транспорт – подготовка - получение электроэнергии»

По данным Шаповаловой Г.П. [1] традиционная цепочка использования энергетического угля в качестве топлива ТЭС, характеризуемая интегральным коэффициентом полезного использования угля – КПИу [2], отличается значительными энергетическими потерями. По элементам (процессам) технологической цепочки дифференциальные КПД, суммирующиеся в КПИу, автором оцениваются: добыча полезного ископаемого 80%, предварительная подготовка (обогащение) 95%, доставка к ТЭС 90%, трансформация угля в котлах и генераторах (выработка электроэнергии) 38%, сети распределения 80%. Итого, интегральный термический коэффициент полезного использования ископаемого угля оценивается в среднем: с учетом сетей распределения 21,9%, без этого учёта – 25,9%.

По расчётам акад. Ржевского В.В. для традиционных углеэнергетических цепочек КПИу колеблется в диапазоне 7-9%. В своих расчётах автор учитывал не только энергетические затраты по технологической цепочке, но и энергозатраты на изготовление задействованных при этом оборудования и материалов. На наш взгляд это – более правильное решение.

Потери угля при разработке кондиционных запасов, по нормативным показателям, составляют (по коэффициенту извлечения) от 8 до 25% в зависимости от их горно-геологических условий залегания. Но при наличии, «забалансовых запасов», которые состоят из весьма тонких пластов и участков с большими геологическими нарушениями отрабатываемых пластов, общие потери угля часто приближаются к 40 – 60% в пределах шахтного поля [3].

В соответствии с проведенными исследованиями аудиторско-консалтинговой группы «Финэкспертиза» - эффективность производства в РФ почти в 5 раз ниже, чем в европейских странах, но в 6 раз выше, чем в Индии

и в 3 раза выше, чем в Китае. В связи с этим, экономика РФ требует инновационных высокотехнологичных решений по внедрению новых технологий при разработке ресурсов полезных ископаемых, для увеличения производительности труда не меньше чем в промышленно развитых странах ЕЭС.

Для производства 1МВт мощности энергии, в одной из ведущих российских энергетических компаний «МосЭнерго» требуется 0,45 чел., при этом в Евросоюзе такой же показатель - 0,28 чел. на 1 МВт [6]. Эффективность производства при разработке угольных месторождений в США выше, чем в РФ в 8 – 10 раз, т.е. в США 6,6 – 7,1 т/чел·ч или 13,5-14,1 тыс.т/чел в год, а в России – 1,48-1,53 тыс.т/чел·год (по данным [4] за 2016 - 2017 гг. ).

Разработка и внедрение новых технологических решений по максимально комплексному использованию угольнометановых месторождений, позволит повысить эффективность производства при подземной разработке месторождений угля и метана порядка в 3-5 раз в ближайшие несколько лет, что позволит увеличить не только экономическую выгоду, экологическую безопасность, но и социальную ответственность использования труда шахтеров.

При большом разнообразии видов углей залегающих на территории России, его зольность изменяется от 2 до 50%, при среднем содержании золы в добытых углях - 24-26%. Снижение влаги и зольности угля на 5 – 6%, позволит снизить затраты на 8-10% на выработку электроэнергии на ТЭЦ. Однако, обогащению для целей использования на ТЭЦ России подвергается лишь 12-15% добытого угля. В связи с чем, для повышения эффективности энергетического комплекса необходимо уменьшать зольность угля, либо использовать такие технологические решения как подземная газификация полезных ископаемых, чтобы не выдавать минеральную часть на поверхность.

Общая производительность горнодобывающего производства на 40% составляет объем проведения подземных горных выработок, что влияет в значительной мере на эффективность угле-энергетического комплекса. В РФ в среднем на каждые 1000 т добытого угля подземным способом в 2010г.

приходилось проводить 5,07 м подготовительных выработок, а добыча той же массы угля открытым способом требовала переместить 3318 м<sup>3</sup> вскрышных пород [7].

85% выбросов углекислого газа составляющих около 10 млрд. т/год, уходит в атмосферу за счёт сжигания органического топлива, при норме содержания CO<sub>2</sub> в воздухе составляющей 426 ppm.

При добыче 1 млн. т угля в открытые водоемы попадает более 3 млн. м<sup>3</sup> загрязненных сточных вод, выдачей и размещением на дневной поверхности 1,48 млн. м<sup>3</sup> вскрышных пород, нарушением 10,2 га земельных угодий, выбросом в атмосферу 2,93 тыс. т вредных веществ.

Традиционные технологии угледобычи сопровождаются определенными недостатками, которые требуется устранить или снизить их влияние на эффективность трудозатрат. Решить эти проблемы разработки угольных месторождений может развитие интегрированных технологий, например основанные на выработке газообразного топлива из угля с применением высокоэффективных энергогенерирующих установок, действующих по принципу комбинированного цикла с получением КПД 0,48 - 0,52.

В РФ доля метана полученного при угледобыче и загрязняющего атмосферу составляет 5 МТ/год или 15% от общего количества попадающих загрязнителей в воздух. По эффекту «парникового газа» метан стоит на втором месте за диоксидом углерода. При разработке угольных месторождений опасных по наличию газа метана на 1 т метана необходимо нагнетать до 10-12 т/сут свежего воздуха, в связи с чем, использование угольного метана в промышленных масштабах может способствовать развитию потенциала угольной промышленности, для чего изучение этой проблемы и внедрения ее решения является важной задачей при развитии горной науки.

Таким образом, углеэнергетический цикл, используемый отечественной промышленностью, является не только расточительным и экологически грязным, но и весьма энергозатратным. Современные технологии, использующие гибкие и малооперационные системы с вариативным

программным обеспечением позволяют увеличить его энергоэффективность, что весьма существенно влияет на макроэкономические показатели государства. К таким технологиям относится промышленная трансформация каменного угля в газовое (наиболее эффективное в настоящее время) углеводородное топливо, основанное на подземной газификации угольных пластов, очистки и обогащении генераторного газа, параллельной добычи угольного метана и выработки из смеси синтетического газа и метана электрической и/или тепловой энергии в установках комбинированного цикла в локальных углегазоэлектрических комплексах, предложенных в МГГУ в 1996г. [8].

Следует принять во внимание значительные преимущества ПГУ перед традиционными технологиями разработки угольных пластов: метод ПГУ позволяет не нарушать растительный слой, и после окончания газификации угольного пласта наземный участок может быть без какой-либо рекультивации передан для сельскохозяйственного употребления.

На стадии добычи (при замене традиционных методов методом ПГУ) исключается образование отходов горной породы (5-6 т/т у.т.), предотвращается отчуждение земли (15-20 га/млн. т у.т.), исключается выброс в атмосферу угольной пыли (0,3-15 кг/т у.т.) и уменьшается сброс взвешенных веществ в сточные воды (с 0,452 до 0,044 кг/т у.т.).

На стадии транспорта полностью предотвращается характерный для твердого топлива унос пыли (3-6 кг/т у.т.).

На стадии сжигания исключается выброс золы, практически исключается выброс сернистого ангидрида и уменьшается в 1,5-2 раза выход окислов азота (с 2-5 до 1-1,5 кг/т. у.т.).

Данные показатели в полной мере отражают все преимущества ПГУ перед другими методами добычи углей, что имеет важное значение для использования технологии ПГУ в локальных углегазоэлектрических комплексах.

## 1.2 Получение из угля газового топлива

Все существующие виды топлива разделяются на твердые, жидкие и газообразные. Для нагрева используется также тепловое действие электрического тока и пылевидное топливо. Некоторые группы топлива, в свою очередь, делятся на две подгруппы, из которых одна представляет собой топливо в том виде, в каком оно добывается, и это топливо называется естественным; другая подгруппа — топливо, которое получается путем переработки естественного топлива. Это топливо называется искусственным.

Газообразное топливо: а) естественное - природный газ; б) искусственное - генераторный газ, получаемый при газификации различных видов твердого топлива (торфа, дров, каменного угля и др.), коксовальный, доменный, светильный и другие газы.

Все виды углеводородного топлива состоят из одних и тех же элементов. Разница между видами топлива заключается в том, что эти элементы содержатся в топливе в различных количествах. Элементы делятся на две группы. К первой группе относятся те элементы, которые горят сами или поддерживают горение - углерод, водород и кислород. Ко второй группе принадлежат те, которые сами не горят и не способствуют горению - азот и вода. Сера является горючим веществом и при горении выделяет тепло, но ее присутствие в топливе нежелательно, так как при горении серы выделяются её оксиды.

Количество тепла (количество калорий), которое выделяется при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива или при сгорании 1 м<sup>3</sup> газообразного, называется теплотворной способностью или теплотой сгорания. Теплотворная способность различных видов топлива имеет широкие пределы. Для сравнения тепловой ценности топлива применяется общая единица измерения условного топлива. В качестве такой единицы принято топливо, имеющее теплотворную способность 29,3 МДж/кг.

Наибольшее распространение для сжигания на пылеугольных станциях (ТЭС) находят следующие виды естественного топлива: бурый уголь, каменный уголь и газообразное топливо.

**Бурые угли.** Бурые угли представляют собой наиболее молодые сорта каменных углей. Золы в бурых углях содержится от 9 до 45%. Теплотворная способность от 10,4 до 21 МДж/кг. Только что добытый бурый уголь отличается большим содержанием влаги (до 60%). На воздухе бурый уголь теряет влагу, и содержание ее понижается до 30%. Под влиянием атмосферных условий эти угли быстро выветриваются и превращаются в мелочь. При длительном хранении бурые угли самовозгораются.

**Каменный уголь.** Каменный уголь - один из основных видов топлива для энергетики. Процесс образования угля идет очень медленно и длится тысячелетия. В зависимости от длительности образования получаются разные сорта каменного угля с различной теплотворной способностью.

**Природное газообразное топливо.** Это - газ, который выделяется из земли через естественные выходы или буровые скважины и содержит, в основном, метан, а также тяжёлые углеводороды - этан, пропан, бутан и другие газы в незначительных количествах. Теплотворная способность природного газа около 33,5 - 35,6 МДж/м<sup>3</sup> и может достигать до 62,8 МДж/м<sup>3</sup>.

**Кокс.** Кокс получают из каменного угля обработкой в специальных коксовых печах без доступа воздуха. При этом выделяются летучие, образуя богатый по калорийности газ, называемый коксовым, который, в свою очередь, является хорошим топливом. Кокс содержит 87% углерода, 4% летучих веществ, 8% золы и 1-2% серы. Теплотворная способность кокса 23,5 – 29,3 МДж/кг.

**Жидкое топливо.** Единственным жидким топливом естественного происхождения, имеющим промышленное значение, является нефть. Сырую нефть как топливо в печах не применяют, а применяют продукт ее переработки - мазут, т. е. остатки, получаемые после отгонки из нефти керосина и бензина. Мазут по составу не постоянен, чаще всего содержит углерода 84-86%,

водорода 12,4%, кислорода + азота + серы 1,3%, золы 0,3 %, воды 1—2%. Теплотворная способность мазута 39,8 – 41,9 МДж/кг.

**Искусственное газообразное топливо** получается путем газификации топлива в газогенераторах или как побочный продукт при других процессах, например, при коксовании - коксовальный газ, в доменном процессе - доменный газ. На металлургических заводах в специальных коксовальных печах вырабатывается кокс, который служит топливом для доменных печей. При этом как побочный продукт получается газ, который называется коксовальным. Теплотворная способность коксовального газа изменяется в пределах от 16,8 до 20,9 МДж/м<sup>3</sup>.

Для лучшего и более удобного использования твердого топлива его превращают в газ в специальных устройствах, которые называются газогенераторами. Например, из торфа получают торфяной генераторный газ, из каменного угля — каменноугольный генераторный газ и т. д. Теплотворная способность генераторного газа зависит от вида топлива, из которого получен газ, и от способа газификации. Например, торфяной генераторный газ имеет теплотворную способность от 6,3 до 6,7 МДж/м<sup>3</sup>, каменноугольный генераторный газ - от 5 до 5,9 МДж/м<sup>3</sup>.

**Пылеугольное топливо.** Уголь для сжигания в нагревательных печах в виде пыли предварительно размалывается в специальных мельницах до частиц 0,07—0,05 мм.

Из сказанного ясно, что самым энергоэффективным и экономически более доступным является газовое топливо. В 1926 году под авторством Франца Фишера и Ганса Тропша была размещена научная работа "О прямом синтезе нефтяных углеводородов при нормальном давлении", в которой описаны процессы, при которых восстановление монооксида углерода водородом в нормальных условиях при температуре в 270 °С и с присутствием катализатора могут быть получены гомологи метана в жидком и твердом состояниях.

Этот труд описал новый способ синтеза водорода из монооксида углерода, который получил название – «метод Фишера-Тропша». Используя указанный метод, можно с большой эффективностью получать из природного угля, или из любого сырья, содержащего углерод - смеси водорода и углекислого газа в разных пропорциях. Смеси газов, получаемых при реализации такого процесса называются **синтез-газом** или сокращённо - **сингазом**. В его состав входят главным образом CO и H<sub>2</sub>. В зависимости от метода получения сингаза соотношение CO:H<sub>2</sub> в нем варьируется от 1:1 до 1:3. Чаще всего, доленое содержание веществ в промышленном (сыром и неочищенном) сингазе составляют: 38-40% - H<sub>2</sub>, 30-32% - CO<sub>2</sub>, 15-18% - CO и 9-11% - CH<sub>4</sub>. Увеличить количество CO при производстве сингаза возможно путем повышения температуры, а содержание метана и водорода при повышении давления.

Кроме указанных компонентов в синтез-газе могут присутствовать дополнительные составляющие, такие как серосодержащие соединения (H<sub>2</sub>S), если имеются в месторождении примеси серы и инертные газы (типа N<sub>2</sub>). Наличие приведенных дополнительных компонентов можно исключить с помощью очищения селективными растворителями.

Один из первых способов получения сингаза это газификация каменного угля. Такой способ был применен в 30-е годы 19 века, и использовался для опытно-промышленного производства в странах Европы и Америке до 50-х годов 20 века. Но с ростом добычи и использования нефти и газа этот метод был усовершенствован и видоизменен при использовании жидких углеводородов.

В настоящее время используют три основных метода для получения сингаза.

1 метод. Газификация угля. Процесс газификации угля происходит путем взаимодействия каменного угля с водяным паром

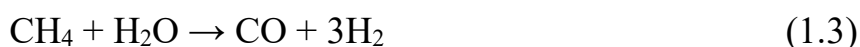




Такая реакция является эндотермической, и достигает равновесия при температуре проведения реакции не менее 900-1000 °С. Существуют разнообразные процессы технологии, с добавлением парокислородного дутья, где вместе с эндотермической реакцией параллельно осуществляется экзотермическая реакция сгорания угля

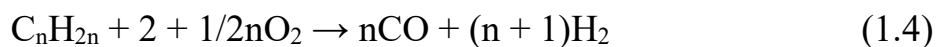


2 метод. Конверсия метана. Такой тип реакции взаимодействия водяного пара и метана возможно применять при соблюдении температур 800-900 °С и давлении с обязательным использованием никелевых катализаторов (Ni - Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)



Используя этот метод существует возможность замены метана любым видом сырья, содержащего углеводород.

3 метод. Парциальное окисление углеводородов. Процесс окисления, происходит при температурах свыше 1300°С и состоит в термическом окислении углеводородов



Такой метод возможно применять с любыми углеводородосодержащими минералами, хотя чаще всего получило применение мазут - высококипящая фракция нефти.

Сегодня производство сингаза довольно часто видоизменяется, т.к. потребность в газовом сырье увеличивается пропорционально развитию мировых технологий. Сегодня сингаз задействован в химической промышленности при фьюминговании различных направлений, в качестве экологически чистого источника тепла и энергии, а также сырьевого материала при синтезе метилового спирта и жидкого топлива, которые по своим качественным параметрам не отличаются от полученных традиционными методами.

Итак, основой получения газового углеводородного топлива из каменного или бурого угля является процесс газификации угля (coal gasification). Согласно истории первое сообщение о получении горючего газа из древесного угля

сделал в 1609 г. Джон Ван Хельмонт из Брюсселя. Первый патент на способ газификации угля был выдан в 1788 г. Роберту Гарднеру. А в 1792 г. инженер Вильям Мэрдок, работавший у знаменитого изобретателя парового двигателя Джеймса Уатта, изготовил первый газификатор и начал использовать угольный газ для освещения.

В 1807 г. в Лондоне, а в 1815 г. в Балтиморе (США) на улицах зажглись первые газовые фонари. Уже через 10-20 лет многие крупные города Европы и Америки имели газовое освещение. Но наивысшего расцвета технология газификации достигла к середине XX века. В 1925 г. только в США около 12 тысяч установок перерабатывали в газ до 25 млн т угля в год. В СССР в конце 1950-х годов производилось около 35 млрд м<sup>3</sup> газа из угля.

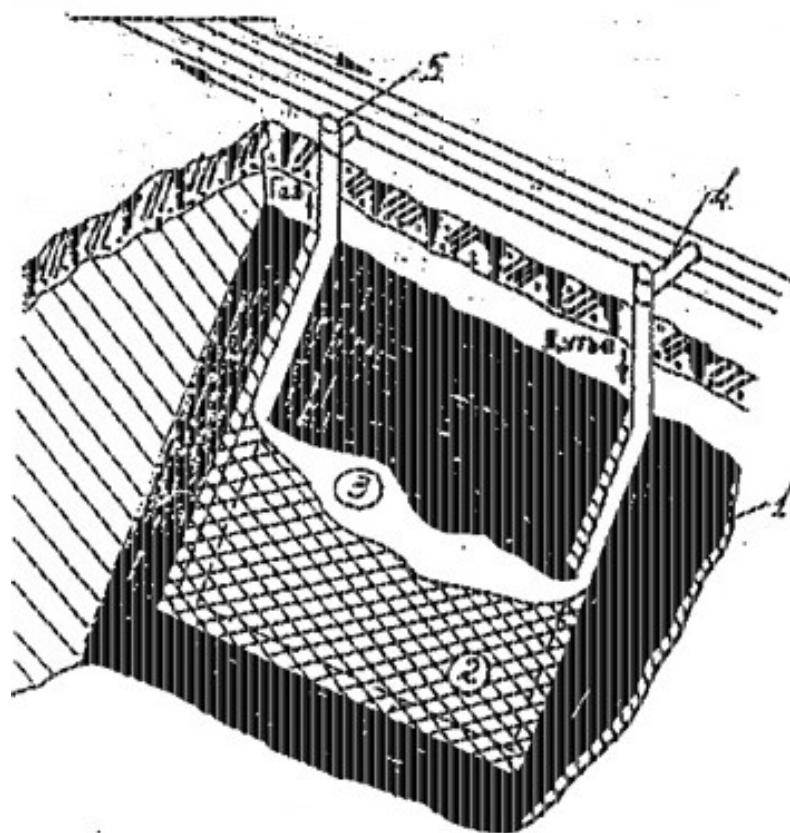
За прошедшие годы технология газификации угля много раз совершенствовалась и усложнялась. Так, начиная с конца XIX века, у проф. Д.И. Менделеева появилась идея о возможности проведения газификации угля под землёй, непосредственно в угольном пласте.

Советский Союз и позднее – Россия имеют приоритетный опыт применения подземной газификации угольных пластов. Опытные работы в этом направлении проведены в Донецком, Подмосковном, Кузнецком бассейнах и Ангрене. В 1934 г. инженерами В.А. Матвеевым, П.В. Скафой и Д.И. Филипповым в б. СССР был предложен метод ПГУ, при котором нет необходимости проведения дополнительного измельчения угля в подземных условиях. Схема ПГУ, возможная для использования к наклонным угольным пластам, приведена на рис. 1.1. Две наклонные выработки, проведенные по пласту, объединены вертикальными скважинами пройденными с поверхности земли, а огневой штреком они соединяются горизонтально. На рисунке он изображен пунктирными линиями, соединяющими каналы внизу.

Горение в огневом штреке распространяется по всей поверхности канала, сразу после осуществления процесса розжига угольной поверхности.

Непосредственно газификации угля производится путем нагнетания дутья (кислорода или его смесей) в одну скважину, с последующим отводом

получаемого «горючего газа» из другой. Такой метод применили на Горловской станции ПГУ «Подземгаз» и получили генераторный газ с теплотой сгорания 4,2 МДж/м<sup>3</sup>. Позднее патент на этот метод купили США. Низшая теплота сгорания газа, зависит от дутья направленного в подающую скважину и составляет: при использовании дутья, обогащенном кислородом (60-65%), или парокислородном - 28 МДж/м<sup>3</sup>; при использовании воздушного - 3,2-5 МДж/м<sup>3</sup>; при этом по химическому составу получаемый газ пригоден для синтеза аммиака и углеводородов.



**Рисунок 1.1 - Схема первого поточного метода ПГУ (б. СССР)**  
**1 – наклонный пласт; 2 - шлак и обрушенные породы; 3 – огневой забой; 4,5 – дутьевая и газоотводящая скважины**

К настоящему времени усилиями многих учёных Крейнин Е.В (2004-2007), Burton E.(2007), Lamb G. (1997), Sury M. (2004), Beath A/ 92006) Walter K. (2007) и др. проведены исследования по совершенствованию процесса ПГУ.

Доказано, что непроизводительные потери тепла можно снизить, осуществляя процесс ПГУ в две стадии. Если в зону образовавшегося

генераторного газа с температурой 700 - 800 °С в реакционном канале через специальные скважины подавать перегретый водяной пар или углекислоту, то их физическое тепло будет использоваться на эндотермические реакции восстановления  $H_2O$  и  $CO_2$ . Благодаря этому ПГУ не только обогащается водородом и монооксидом углерода, но и появляется возможность активного воздействия на химизм процесса ПГУ и конечный состав газа ПГУ.

Двухстадийная ПГУ может быть проведена в две периодически осуществляемые фазы. В первой из них осуществляется подвод окислителя к реакционной поверхности угольного пласта, во второй фазе к раскаленной угольной массе подводится восстановитель. При этом непроизводительные потери тепла могут быть снижены с 30 до 10%, а, следовательно, химический КПД процесса ПГУ повышен с 60 до 80%.

Рассмотрев фазы ПГУ, приведем в таблице 1.1 классификацию процессов газификации угля, учитывающую промышленный опыт получения газового топлива из угля.

Таблица 1.1 - Классификация процессов газификации угля.

№	Классификационный признак	Характеристика операций в технологии газификации угля
1.	Конструкция реакционной зоны	-Огневой забой -Неподвижный слой (процесс Лурги) -Псевдосжиженный слой (процесс Винклера) -Пылеугольный факел (процесс Копперса-Тотцека)
2.	По виду твёрдого топлива	-Угольный массив -Крупнозернистое -Мелкозернистое -Пылевидное
3.	По виду дутья	-Парокислородное -Паровоздушное -Воздушно-кислородное -Воздушное
4.	Способ подвода тепла	-Смешение топлива с предварительно нагретым теплоносителем (рекуперативный нагрев) -Частичное сжигание в газогенераторе
5.	Давление	-При повышенном -При атмосферном

6.	Способ обогащения газовой смеси метаном	-Непрерывная газификация топлива в CO, H <sub>2</sub> и CO <sub>2</sub> в синтезе с отдельной стадией метанирования CO и CO <sub>2</sub> водородом -Газификация с максимальным получением метана в слое топлива -Гидрогазификация
7.	Способ выведения золы	-В виде жидкого шлака -В твёрдом виде
8.	Энергетическая ценность получаемого газового топлива	-Газы заданного состава -Высококалорийное (30 ÷ 35 МДж/м <sup>3</sup> ) -Среднекалорийное (12 ÷ 18 МДж/м <sup>3</sup> ) -Низкокалорийное (< 6,7 МДж/м <sup>3</sup> )

Таким образом, газификация угля, в том числе ПГУ являются в настоящее время перспективными способами энергетического использования угля.

Другим направлением модернизации процесса ПГУ и повышения его энергоэффективности являются усилия по повышению стабильности процесса подземного горения угольного канала в массиве. Это направление включает: выбор оптимизированной схемы расположения дутьевых и газоотводящих (продуктивных) скважин; применение управляемой схемы перемещения точки подачи дутья в огневой забой; рациональным сочетанием вертикально-наклонных, горизонтально направленных и вертикальных скважин; а также эффективной схемой подготовки шахтного поля к огневой отработке, включающей его деление на блоки, последовательно включаемые в газификацию с целью повышения теплоты сингаза.

### 1.3 Анализ эффективности опыта газификации угля

Интегрированной энергетической технологией за рубежом называют совокупность производственных процессов, включающих наземную газификацию отбитого угля и выработку электрической/тепловой энергии в парогенераторных установках, в том числе – комбинированного цикла. Поэтому в англоязычной литературе процесс газификации угля в такой технологии носит название «внутрициклового».

При выработке электроэнергии использование процесса наземной газификации угля может позволить использовать более передовую, в текущий период, технологию электрогенерации – интегрированную внутрицикловую газификацию угля (ВЦГУ). Одной из первых коммерческих электростанций ВЦГУ Cool Water считается построенная в США (штат Калифорния) в 1983 г. станция мощностью 100 МВт (или 60 т/ч по углю) [9]. Технология была основана на подаче топлива в виде водо-угольной суспензии в газогенератор Техсако. Всего к 2001 г. с использованием технологии ВЦГУ вырабатывалось до 30% электроэнергии, необходимой региону.

Следует отметить высокие энергетические характеристики комплексов получения синтетического газа на основе процесса ВЦГУ с использованием генерирующих установок комбинированного цикла. Эти установки отличаются тем, что паровая и газовая турбины работают на одном валу. Конструкция позволила увеличить энергетический КПД генерирующей установки до 0,48-0,52.

В США в течение 1972-1992 гг. реализовалась программа изучения основ подземной газификации угля. В горно-геологических условиях угольных месторождений штатов Вайоминг, Западная Вирджиния, Иллинойс, Нью Мексико, Техас проведено около 30 экспериментов по технологии ПГУ [9]. Проведенные промышленные экспериментальные работы по внедрению такой технологии в США получили следующие результаты:

- сформирована база данных по процессу ПГУ, с изложением опытно-промышленных изысканий, освидетельствование теоретических, лабораторных и промышленных исследований, примененные методы и алгоритмы;
- произведена оценка вариантов возможностей использования полученного при ПГУ газа с получением водорода, в качестве замены природного газа, дизельного топлива, бензина, метанола, сингаза, получения электроэнергии и углекислого газа для интенсификации добычи нефти и т. д.
- предложены экономико-математические модели для оценки эффективности и конкурентоспособности технологии ПГУ на горнодобывающем предприятии, позволяющие реализовывать технологические решения и оборудование;
- созданы система управления и контрольно-измерительный комплекс для проведения натурных экспериментов; испытаны методы контроля выгазованного пространства и огневого забоя, которые изучались в национальных лабораториях;

При проведении промышленных испытаний были опробованы несколько способов проведения сбоек между скважинами, различные методы огневой проработки каналов, разные режимы способов газификации в зависимости от вида дутья (паровоздушное и парокислородное), велись работы по влиянию на окружающую среду, изменения горного массива и управления им в пределах площадок опытных газогенераторов. Одним из часто предлагаемых в настоящее время, являются разработка и исследование способа ПГУ с управляемым переносом точки подачи дутья. Такой метод позволяет вскрывать пласт вертикальной скважиной, которая используется для отвода газа, а также наклонно-горизонтальной скважиной для подачи дутья, где горизонтальная часть проходит около почвы пласта. По обсаженной наклонно-горизонтальной скважине перемещается гибкая трубка со специально внедренной пропановой горелкой-воспламенителем по пласту. В процесс выгазования угля до пределов кровли пласта сильно увеличиваются теплотери, в связи с чем уменьшается

энергетичность получаемого газа. В период выгазовывания горелка-воспламенитель отодвигается в зону с незатронутым процессом углем, происходит прожигание в обсадной трубе и в процесс включается следующий участок пласта. Во время этого процесса всё выделяющееся при экзотермических реакциях тепло расходуется на термическую подготовку пласта угля и поддержание эндотермических реакций газификации. Далее процесс прожигания в канале повторяется по мере продвижения между скважинами.

С 1979 г во Франции «Исследовательской группой по проблемам газификации углей» осуществляла изыскания по использованию технологии подземной газификации угля. Исследования проводились для возможности применения газификации тонких угольных пластов мощностью менее 2 м при залегании в пределах 1000-2000 м (запасы около 2 млрд. т) с затратами 155 млн. франков. Цель программы представляет собой получение ЗПГ с теплотворной способностью около 36 МДж/м<sup>3</sup> (8600 ккал/м<sup>3</sup>). Работы по газификации предполагалось проводить с использованием парокислородного дутья. Комплексная программа развития ПГУ во Франции, предлагала переработку 1 млрд. т угля на период до 20 лет, которая позволила бы синтезировать 150 млрд. м<sup>3</sup> газа. За 5 лет было проведено два крупных промышленных испытания, на пласте 22 мощностью 1,2 м. Пробы в противотоке дутья при огневой проработке канала не получались из-за частого самовозгорания угля возле устья дутьевой скважины. Основной проблемой срыва промышленного опыта явилась плохая гидравлическая связь между скважинами, что обусловило проведение розжига при высоком давлении дутья и самовозгорание угля.

Еще одно исследование осуществлялось в условиях угольного бассейна Нор-Па де Кале в От-Дель, при залегании на 880 м угольного пласта мощностью 1,8 м. Были пробурены две вертикальные скважины с поверхности с расположением в 60м друг от друга. Подготовка велась способом гидроразрыва, а самовозгорание угля у устья дутьевой скважины в процессе



огневой проработки канала в противотоке дутья получилось изменить, добавив в подаваемое дутье двуокись углерода. Проведение промышленных испытаний было остановлено в связи с разгерметизацией газоотводящих скважин через 50 суток, хотя проработка огневого канала не была до конца закончена. В связи с неудавшимися неоконченными промышленными экспериментами, привести исследования до стадии непосредственно газификации угольного пласта не получилось. В странах Евросоюза самыми глубокими промышленными исследованиями занимались в Северной Испании и Бельгии.

В угольном бассейне Боринаж вблизи бельгийского г. Тулен с 1976 г. проводились натурные изыскания в горно-геологических условиях по совместному бельгийско-западногерманскому проекту ПГУ. С 1979 г. этот проект поддерживался ЕЭС, финансировавшим до 40 % его стоимости. Целью проекта являлась реализация технологии ПГУ на больших глубинах (около 1000 м) под давлением 2-3 МПа. Этот процесс являлся экономичным при газификации 40-80 тыс. т угля на одну пару скважин. Получаемый газ планировали использовать для производства метанола и заменителя природного газа. Газификация началась в 1986 г. Розжиг угля осуществляли провоцированием его самовозгорания. Малые расходы кислородно-воздушного дутья подавались под большим давлением. Горизонтальный канал постоянно забивался и заливался, процесс приходилось вести при повышенных давлениях.

Наибольшего внимания в этот период заслуживает второй этап проекта ПГУ Европейского союза, осуществляемого в Северной Испании. Группа европейских стран (Бельгия, Франция, Германия, Англия, Нидерланды, Испания) в 1978-1986 гг. в Бельгии также, вблизи г. Тулен, провели натурные исследования подземной газификации угля на глубине 1100 м. Были успешно применены направленное бурение глубокой скважины по угольному пласту, новая конструкция газоотводящей и дутьевой скважин и ряд других элементов технологии. Однако, самого технологического процесса ПГУ осуществить по ряду причин не удалось. В 1988 г. Европейский союз решил продолжить изучение и освоение технологии ПГУ на меньших глубинах, для чего был

выбран район с типичными для Западной Европы угольными пластами в области Теруэль в Испании. Подземный газогенератор был размещен на пологопадающем участке угольного пласта мощностью 2 м на глубине 500 м.

Опытный газогенератор имел управляемое перемещение зоны подвода дутья вдоль рабочего участка скважины к реакционной поверхности рабочего участка скважины в угольном пласте. Дутьевой канал представлял собой пробуренную (по нефтегазовой технологии направленного бурения) вертикально-горизонтальную скважину, вертикальный участок которой был закреплен зацементированной обсадной колонной до входа в угольный пласт, а горизонтальный участок представлял собой открытый ствол по угольному пласту. В дутьевую скважину с поверхности была спущена рабочая колонна из гибкой рулонированной трубы, намотанной на барабан и способной перемещаться вдоль ствола скважины. Внутри рулонированной трубы были смонтированы трубки меньшего диаметра для подачи по ним окислителя (кислорода) и топлива для розжига угольного пласта (природного газа, пропана). По дутьевой скважине подавали также и газообразный азот. На нижнем конце рулонированной трубы была установлена газовая горелка с устройством для воспламенения газовой смеси. С помощью барабана рабочая колонна с горелкой на забое могла перемещаться вдоль горизонтального участка скважины в угольном пласте, фиксируя и регулируя положение зоны воспламенения и выгазования угольного пласта. На забой горизонтального участка дутьевой скважины была пробурена вертикальная скважина большего диаметра, оборудованная системой охлаждения горячего потока получаемого газа и других продуктов газификации. В результате управления траекторией бурения забой газоотводящей скважины отстоял всего на расстоянии 0,5 м от забоя горизонтальной скважины, что обеспечило успешное соединение (сбойку) обеих скважин в единый гидравлический связанный комплекс. Была предусмотрена вторая нагнетательная вертикальная скважина, забой которой был удален на 30 м от горизонтального канала. Эта скважина предназначалась

для испытаний фильтрационного метода газификации, который не был испытан ввиду осложнений при выполнении основной программы.

В последние 5-7 лет опытные работы по ПГУ активно велись в Китае и Австралии. В Китае преобладала шахтная подготовка подземных газогенераторов к газификации, глубина заложения которых не превышала 100 м. В настоящее время все 10 участков газификации законсервированы.

Особого внимания заслуживает австралийский проект предприятия «ПГУ-ТЭС». Экспериментальные работы по ПГУ были начаты в 1999 г., а в 2003 г. планировалось реализовать проект на полную мощность. Однако, до сих пор проект предприятия «ПГУ-ТЭС» не реализован. Производительность подземного газогенератора - 100000 м<sup>3</sup>/ч газа с теплотой сгорания около 5,5 МДж/м<sup>3</sup>.

Активные работы в области развития технологии подземной газификации углей для получения газообразного топлива и производства электрической энергии на ТЭС проводятся и в КНР[11]. В Корее в период 1994-2001 гг. было реализовано 11 проектов по использованию технологии двухстадийной газификации угольного пласта по схемам, включающим традиционную ПГУ при 1300-1500°С, а также использование вторичной подачи в раскалённый угольный пласт водяного пара (табл. 1.2).

Таблица 1.2 - Эффективность двухстадийной технологии ПГУ (КНР)

Шахта	Глубина залегания пласта, м	Мощность пласта, м	Доля горючих компонентов в генераторном газе, %	Теплота сгорания газа, МДж/м <sup>3</sup>
Xinhe	80	3,5	76,2	11,8
Liuzhuang	100	2,5-3,5	72,9	12,2
Xinwen	100	1,8	73,3	11,4
Xiyang	190	6	70,6	11,9

Рассматривая наличие большого содержания горючих компонентов при испытаниях на шахтах КНР, а также добавление в канал ПГУ водяного пара увеличивает теплоту сгорания генераторной смеси почти в 2 раза, а значит позволяет применять технологию подземной газификации успешно на шахтах.

Успешным использованием скважинных технологий на угольных месторождениях являются экспериментальные работы на угольном месторождении Сурат, проведенные в 1999г. в штате Квинсленд (Австралия). Компания «LincEnergy, Ltd», пробуравив 9 вертикальных скважин с поверхности, соорудила подземный газогенератор на глубине 140м. При работе газоотводящих скважин работы газогенератора, был произведен генераторный газ имеющий теплоту сгорания 4,5-5,7 МДж/м<sup>3</sup>. За период работы 28 месяцев было получено 80 млн. м<sup>3</sup> низкокалорийного газа и подвергнуто газификации 35 тыс. т угля. За указанный период удельный выход генераторного газа составил примерно 2,3 м<sup>3</sup>/кг угля. Капитальные затраты составили 17,5 млн. долларов США, что получается порядка 3 долларов за 1000 м<sup>3</sup> газа.

Вопросами подземной газификации углей для производства электрической энергии конструктивно занимаются Индия, Германия, Англия, США, Канада. Использованная одновальная парогазовая установка SCC5-8000H с газовой турбиной «Сименс» SGT5-8000H в Иршинге (Германия) поставила рекорд энергоэффективности, её КПД составил – более 60%. Впервые введена в эксплуатацию в 2014 г твёрдотопливная электростанция немецкой компания «RWE Power» мощностью 450 МВт, которая газифицирует рейнские бурые и каменные угли. [64]. Модернизированная электростанция по технологии IGCC энерго мощностью 900 МВт в расположенная в местечке Хэтфилд, Южный Йоркшир, Великобритания (компания «PowerFuels, Ltd») запланирована в ближайшее время для перевода на синтетический горючий газ.

Правительство Чукотского автономного округа провело презентацию проекта ПГУ, предложенного энергокомпанией LinkEnergy в 2013г.. на основании которого было принято решение о разработке проект ПГУ для одного из угольных месторождений Якутии.

## 1.4 Интеграция процесса газификации с высокоэффективными генерирующими установками

Параллельно с развитием и попытками использования процесса ПГУ на мировом энергетическом пространстве в последние два десятилетия развивались технологии выработки газового топлива в *наземных газогенераторах* и получения синтетического газа для генерации электрического тока. В литературе такая технология получила название «интегрированная газификация угля в установках комбинированного цикла (IGCC) [12].

Но оказалось - главная проблема технологии IGCC - высокие капитальные затраты 1,491 \$/кВт против \$1,290 в традиционных пылеугольных (далее – угольных) ТЭС. Несколько устаревшие данные по удельным капитальным затратам (2010г.) на выработку электроэнергии интегрированной технологией составляли \$ 56/МВт·ч против 52/МВт·ч для угольной ТЭС. Однако, в случае использования в технологиях процесса секвестирования (изъятия, улавливания) углекислого газа экономическое преимущество интегрированной технологии становится более существенным \$79/МВт·ч против \$95/МВт·ч.

**WabashRiver** проект был остановлен вследствие долговременного решения проблем с газогенератором. Однако, в последний год после запуска третьего газогенератора проект можно считать работоспособным.

Проект **Polk County IGCC** также имел много проблем с газогенераторным оборудованием и с трубопроводными линиями, подающими угольное топливо в газогенераторы. Поэтому было принято решение о модернизации конструкции газогенерирующего блока. Компания General Electric отводит важнейшее место модернизированным турбинам, оптимизированным под угольный сингаз и сегодня конструирует модельную установку по технологии IGCC которая будет более надёжной. Фабрика

промышленной газификации угля Eastman в Kingsport (штат Tennessee, USA) использует твёрдотопливный газогенератор.

В Европе имеются несколько установок IGCC, которые характеризуются высокой работоспособностью (90-95%) после начального периода эксплуатации. Факторы, способствующие этому, заключаются в том, что все очистительные установки используют отходы очистки, а не уголь как исходное сырьё. Это исключает оборудование для доставки и обогащения угля и связанные с этим проблемы. Также значительно уменьшается уровень зольности продукции газогенератора, что снижает потери времени на стадии очистки и охлаждения.

В Нидерландах запущена установка Buggenum 250 МВт мощностью. Эта угольная установка IGCC использует биомассу в качестве 30% топлива в качестве добавочного сырья. При этом владелец установки NUON получил поощрительный платёж от правительства для использования биомассы. В Нидерландах NUON построил фабрику IGCC (1311 МВт), включающую три установки по 437 МВт каждая. Фабрика Nuon Magnum IGCC была введена в эксплуатацию в 2011г. и официально зарегистрирована в июне 2013г. Строительство было присуждено компании Mitsubishi Heavy Industries. После запрета использовать процесс сжигания угля и биомассы на период до 2020г., а также высоких цен на газ, две из трёх установок сегодня закрыты, а третья работает на неполную мощность. Относительно низкая эффективность установки Magnum 59% означает, что более эффективной является технология IGCC – генерация энергии на базе установки комбинированного цикла.

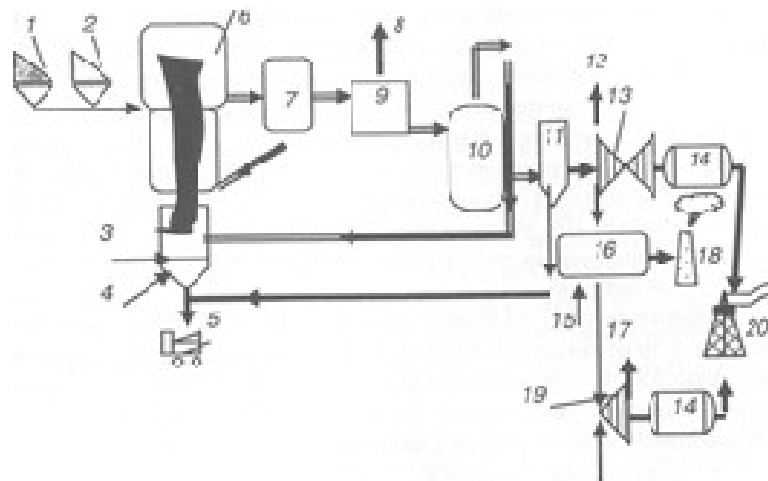
Компаниями в США AEP, Duke Energy и Southern Company, а также в Европе ZAK/PKE - Centrica (Великобритания), E.ON и RWE (обе в Германии), NUON (Нидерланды) подготовлены проекты по применению технологии IGCC. В Миннесоте анализ Департамента коммерции установил, что технология IGCC имеет более высокие затраты и гораздо лучший эмиссионный профиль по сравнению с пылеугольными ТЭС. В штате Delaware компания Delmarva и консультативная группа штата пришли к тем же результатам.

Высокая стоимость является крупной помехой технологии IGCC её интеграции на энергетическом рынке. Однако, в свете наступающего регулирования диоксида углерода в атмосфере Земли и возможность утилизации последнего в этой технологии значительно повышает область её промышленного использования: включение в технологию IGCC процесса секвестирования диоксида углерода увеличивает стоимость выработки электричества на 30%, в то время как на пылеугольных ТЭС – на 68%. Этот факт делает технологию IGCC достаточно привлекательной на энергетическом рынке.

В Японии энергетические компании в кооперации с Mitsubishi Heavy Industries эксплуатируют пилотную установку на технологии IGCC производительностью по углю 200 т/сут. В сентябре 2007г. была запущена демонстрационная пилотная установка 250 МВт в Nakoso на воздушном дутье и сухом угле, которая использовала газовые турбины различных типов.

Ожидают, что следующая генерационная установка IGCC с секвестированием  $\text{CO}_2$  будет иметь более высокую энергоэффективность, а стоимость ниже, чем традиционная технология IGCC. Главной особенностью является процесс использования кислорода и  $\text{CO}_2$  вместо воздуха. Преимуществом является возможность повысить эффективность использования холодного газа и снизить выход негорючих углеродных веществ (char). Кроме того, в конструкцию газовых турбин включают системы извлечения  $\text{CO}_2$  из самой газовой турбины путём компримирования и ожижения, что устраняет необходимость строительства сепарационной и каптажной систем.

На рисунке 1.2. представлен демонстрационный проект технологической схемы углегазификационного комплекса «Томс Крик» («Toms Creek IGCC Project») расположенного в штате Вайоминг, США [13].



**Рисунок 1.2 - Технологическая схема углегазификационного комплекса «Томск Крик»**

1 - уголь; 2 - сорбент; 3 - воздух; 4 - пар; 5 - отходы шлаколомита; 6 - газификатор кипящего слоя; 7- циклон; 8 - пар для последующего использования; 9 - газоохладитель; 10 - сероочистка; 11 - керамический свечной фильтр; 12 - воздух в газификатор; 13 - газовая турбина; 14 - электрогенератор; 15 - вода подпитки; 16 - теплообменник-парогенератор; 17 - пар к газификатору; 18 - дымовая труба; 19 - паровая турбина; 20 - линии электропередачи

Технологическая схема ПГУ комплекса использует схему IGCC. Совместная производительность комплекса 107 МВт, где 55 МВт обеспечивается угольными газогенераторами расположенными на поверхности, а 52 МВт - производится за счет природного газа полученного в процессе углегазификации в кипящем слое с подачей воздушного дутья в присутствии кальциевого сорбента с последующей горячей очисткой газа (до 90%) для получения электрической энергии установками комбинированного цикла. Для очистки газа в двухстадийных циклонах улавливаются твердые взвешенные частицы.

Перед подачей в сероочистительную установку с цинко-титановым катализатором для удаления остаточной серы из газа, низкокалорийный газ, из второй ступени циклона, охлаждается с 982 - 1037°С до 538°С.

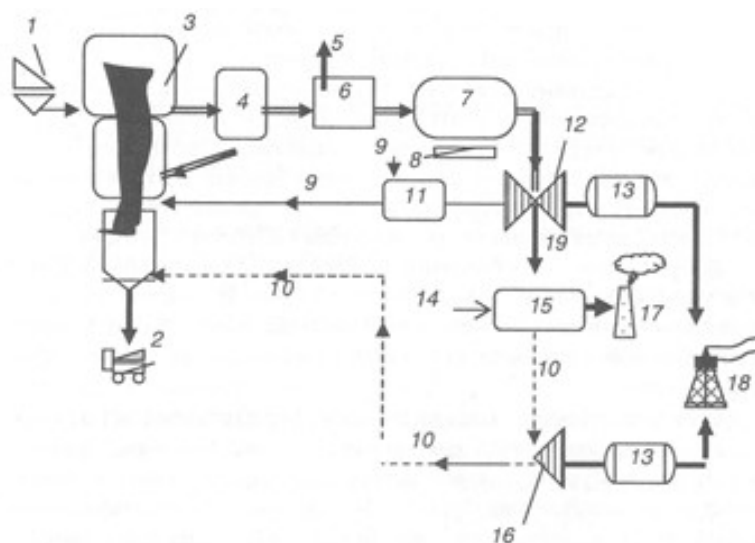
Для обеспечения мощностей по 55 МВт газовой и паровой турбин, функционирующих на генераторном газе, необходимое потребление каменного угля составляет 430 т/сут.

При объединении двух газовых турбины с одной паровой, производительность также может достигать 9 т/ч пара. Получаемая



электроэнергия поступает в центральную электросеть. Такая технология дает возможность уменьшить выбросы  $SO_x$  на 99%,  $NO_x$  на 95%, увеличить КПД до 48 %, а также возможность перерабатывать различные типы и марки угля для подземной газификации.

Комплекс (Reno, штат Невада) по добыче энергии при ПГУ «Pinon Pine, IGCC Power Project» был спроектирован и построен в 1996г. при поддержке Энергетического департамента США [14]. Энергокомплекс представляет собой углегазификационную установку совместно с технологически интегрированной парогазотурбинной установкой комбинированного цикла (рис.1.3).



**Рисунок 1.3 - Технологическая схема углеэнергетического комплекса «Пиньон Пайн»**

Совокупные затраты на проект составят 340,7 млн. долл. Запроектированная мощность комплекса - 86 МВт, из них - газотурбинная установка 56 МВт, паротурбинная установка 30 МВт. При необходимости альтернативным топливом может являться природный газ.

## 1.5 Анализ отечественных проектов и характеристик локальных углегазоэлектрических комплексов (ЛУГЭК)

Идея повышения энергоэффективности углеэнергетического цикла, работающего по принципу разделения отраслей промышленности и вырабатывающего электрическую и тепловую энергию в результате функционирования технологической цепочки «добыча угля-предварительное обогащение-складирование-железнодорожный транспорт-подготовка к сжиганию-генерация энергии», была сформулирована в России профессором Ю.Ф. Васючковым в 1995г. [23] и сформулирована в виде научной концепции в 1996г. [8].

Исследования, проведенные в МГГУ [24, 25, 26], рассмотрели газодинамические особенности процессов ЛУГЭК при подземной газификации угольных пластов с попутной утилизацией угольного метана, для последующего синтеза его с полученным генераторным газом (М.Ю. Васючков), в них была произведена экологическая оценка достоинств комплекса ЛУГЭК (С.Б. Воробьев), а также и предложены проектные решения по рассмотрению стадий реализации проекта (М. Ю. Кирьянова).

Исследованиями Васюčkова М.Ю. был представлен пилотный проект скважинной разработки Южно-Абинского участка Прокопьевско–Киселевского угольного месторождения Кузбасса, использующий комплекс законсервированных горных выработок поля шахты «Суртаиха» с внедрением технологических решений ЛУГЭК. Технологический комплекс ЛУГЭК действующий на очищенном и обогащенном генераторном газе интегрировал в себя несколько технологий: добыча и утилизация угольного метана, подземное сжигание угля (ПСУ), подземная газификация угля (ПГУ), охлаждение и очистка сырого генераторного газа (СГГ) от примесей углекислого газа, обогащение очищенного генераторного газа (ОГГ) угольным метаном с созданием очищенной и обогащенной горючей смеси (ООГС) с получившейся теплотой сгорания  $7,2 - 7,3 \text{ МДж/м}^3$ , на основе использования которой в

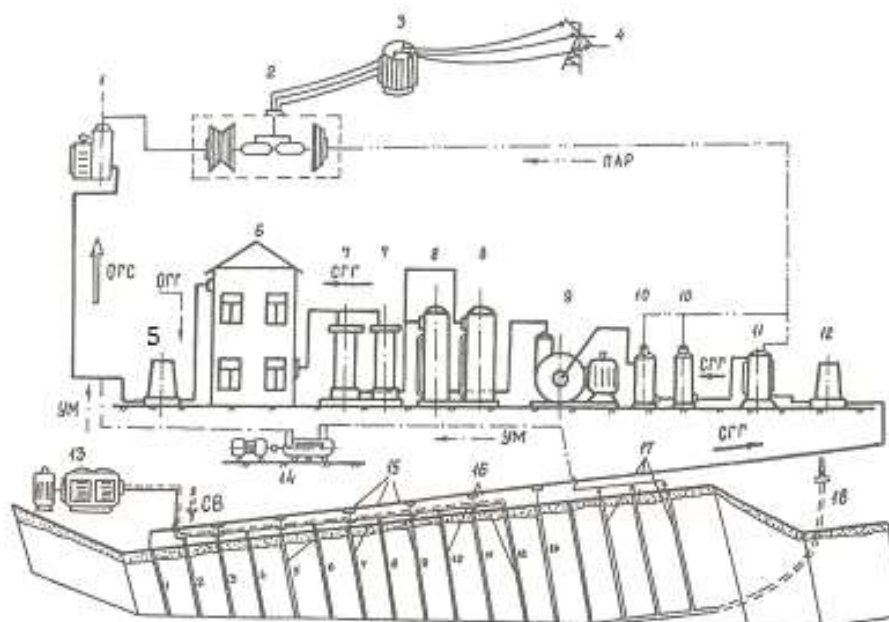
парогазовой установке комбинированного цикла, производится электрическая энергия.

Предложенный проект предусматривал огневую отработку пластов IV, VI, VII, VIII, Горелый и Мощный с зольностью 2,3 – 9,5%, влажностью 2- 8%, теплотой сгорания угля 28,9 – 35МДж/кг и выходом летучих 22 – 32%. Запасы угольных пластов пригодные для отработки по технологии ЛУГЭК, на указанных пластах достигают 2 млн. т. На глубине более 250 м отмечается повышенная метаноносность угольного массива. В связи с такими показателями для обогащения получаемого генераторного газа предусматривается использование угольного метана. Запасы угля в пластах общей мощностью 26м достигают 850 тыс.т, а объем угольного метана полученный при дегазации одной скважиной составляет 15,3 млн. м<sup>3</sup>.

Тепловая мощность проектируемого комплекса определена в 130 МВт состоит на 85% генераторного газа очищенного от CO<sub>2</sub> и на 15% - утилизируемого угольного метана. Электрическая мощность установки используемой такую тепловую мощность, будет составлять 60 МВт с КПД равным 46,2 %.

Для эффективной работы комплекса необходимо довести теплоту сгорания сырого генераторного газа до 3,98 МДж/м<sup>3</sup>, очищенного генераторного газа (ОГГ) до 6,3 МДж/м<sup>3</sup>, а в процессе его обогащения угольным метаном поднимется до 7,21 МДж/м<sup>3</sup>. Такую мощность, при указанных условиях, возможно получить при расходе свежего воздуха 52682 м<sup>3</sup>/ч, расходе сырого генераторного газа 79023 м<sup>3</sup>/ч и очищенного генераторного газа 63218,4 м<sup>3</sup>/ч. Этот расход обеспечивали семь продуктивных (газоотдающих) скважин ПГУ-ПСУ и дополнительно 6 воздухоподающих скважин, с расходом свежего воздуха по 10000 м<sup>3</sup>/ч каждая.

В МГГУ в 2003г. была разработана технологическая схема углегазо-электрического комплекса способного выдавать тепловую мощность в 130 МВт, которая представлена на рис. 1.4.



**Рисунок 1.4 - Схема ЛУГЭК для условий Прокопьевско-Киселёвского угольного месторождения**

1 – компрессор среднего давления; 2 – электрогенераторная установка комбинированного цикла; 3 – трансформатор; 4 – ЛЭП; 5 – градирня; 6 – абсорбционная обогатительная установка; 7 – циклонный пылеуловитель; 8 – скруббер; 9 – дымосос; 10 – экономайзер; 11 – котёл-утилизатор; 12 – градирня; 13 – компрессор низкого давления; 14 – вакуум-насос; 15 – продуктивные скважины; ПГУ-ПСУ; 16 – воздухоподающие скважины; 17 – метановые скважины; 18 – вертикально-горизонтальная сбоечная скважина.

Условные обозначения потоков ЛУГЭК: СВ – свежий воздух, УМ – угольный метан, СГГ – сырой генераторный газ, ОГГ – очищенный от углекислого генераторный газ, ОГС – обогащенная газовая смесь.

Учитывая работу ПГУ на Южно-Абинской станции при удельном выходе генераторного газа  $3,5 \text{ м}^3/\text{кг}$  угля эффективность работы участка ш. Суртаиха по сгоревшему углю составит  $541,9 \text{ т/сут}$ . Сопоставление технико-экономических характеристик ЛУГЭК между разрезом и шахтой, представило следующие результаты: трудоемкость добычи в расчёте на  $1 \text{ т}$  у.т. для разреза  $0,68$ , для шахты  $6,3$ , а для комплекса  $2,6$ , чел.-смен/т, при разработке в одинаковых горно-геологических условиях. Соответственно это доказывает эффективность скважинной технологии по сравнению с шахтной в  $2,4$  раза, по численности рабочих - в  $2$  раза, по удельным капитальным затратам – в  $2$  раза, а по себестоимости выработки энергоносителя - в  $1,55$  раза.

В МГГУ была представлена диссертационная работа на соискание ученой

степени кандидата технических наук М.Ю. Быковой [2], в которой обоснованы научно-методические основы проектирования интегрированных горно-энергетических комплексов, включающих процессы добычи и переработки ископаемого угля в газовое топливо, утилизацию угольного метана и генерацию электрической и/или тепловой энергии. На этой методической основе составлен концептуальный проект строительства и эксплуатации локального углегазоэлектрического комплекса для горно-геологических условий разработки негазового месторождения Минусинского угольного бассейна. Проектом рассмотрены процессы по отработке угольных пластов на одной из шахт и/или в разрезе, газификация его в наземных газогенераторах с получением газового топлива, его очистка и выработка электроэнергии в установке комбинированного цикла.

В предложенной проектируемой технологии принят тип дутья для работы газогенератора – в виде смеси кислорода и водяного пара, в пропорции  $\text{CO}:\text{H}_2 = 3,1:3,8$ , при этом состав газового топлива (объёмные %):  $\text{CO}_2 - 30\div 35\%$ ,  $\text{CO} - 10\div 13\%$ ,  $\text{H}_2 - 38\div 40\%$ ,  $\text{CH}_4 - 10\div 12\%$  и  $\text{C}_n\text{H}_{2n} - 0,5\div 1,5\%$ . Смесь подобранная таким образом получает окислительный газ - достигающий теплоты сгорания в среднем  $20\div 22 \text{ МДж/м}^3$ , с расходом кислорода на уровне  $q_{\text{кд}} = 54000 \text{ м}^3/\text{час}$ . В условиях разработки Черногорского месторождения для предоставления такого расхода кислорода в процессе газификации необходимы две криогенные кислородные станции мощностью по  $27000 \text{ нм}^3/\text{ч}$  каждая, например НПК «Грасис» (Россия). Также возможно использование парогенератора фирмы Bosch «Universal UL - S» с температурой пара до  $235^\circ\text{C}$  и мощностью подачи пара до  $28000 \text{ кг/ч}$  при давлении насыщенного пара  $3 \text{ МПа}$ , обеспечивающего газогенератор паром.

При рассмотрении концептуального проекта разработки Черногорского угольного месторождения на базе технологии ЛУГЭК были определены главные технико-экономические параметры, которые представлены в табл. 1.3.

Таблица 1.3 - Основные характеристики концептуального проекта ЛУГЭК в условиях Черногорского угольного месторождения

№№ п/п	Характеристика ЛУГЭК	Единица измерения	Значение
1	Расход газового топлива	тыс. м <sup>3</sup> /сут	864
2	Расход пара	кг/ч	9450
3	Расход кислорода	нм <sup>3</sup> /ч	54000
4	Производственная мощность по углю	т. у. т./сут	255
5	Тепловая мощность	МВт	200
6	Теплотворная способность газового топлива	МДж/м <sup>3</sup>	20
7	Электрическая мощность	МВт	100
8	Энергетический к.п.д.	-	0,5
9	Производительность труда	МВт·ч/чел·см	30,638
10	Себестоимость электроэнергии	руб/МВт·ч	733,77
11	Удельные капитальные затраты	млн. руб/МВт	66,59
12	Объём капитальных вложений (инвестиции)	млн. руб	6659,73
13	Срок окупаемости инвестиций	лет	3,5

Отметим, что в вышеуказанной работе процесс выработки газового топлива решен на основе технологии наземной газификации. Между тем, главная проблема углеэнергетической цепочки при таком подходе остаётся не решённой: не модернизируется подземный угледобывающий блок со всеми его недостатками, изложенными в разделе 1.1. Инновационный подход к созданию обновленных технологий требует кардинальных решений по повышению энергоэффективности угледобычи. Напомним, что затраты энергии в этом блоку составляют 20% и более. Поэтому разработка малооперационной технологии угольных пластов с учётом вовлечения в разработку нерабочих в настоящее время пластов и крупных потерь угля в целиках (до 14-16% от промышленных запасов) является весьма актуальной научно-практической задачей.

## ВЫВОДЫ

1 Традиционная технологическая цепочка выработки электрической и тепловой энергии является многоступенчатой и отличается весьма низкой конечной энергоэффективностью использования угольного топлива, не превышая 8-10%.

2 Современный уровень технологии углеэнергетических комплексов приблизился к максимальному интегральному КПД. Переход угольных ТЭС на сверхвысокие параметры не может коренным образом повлиять на рост энергоэффективности всего цикла.

3 Трансформация угля в газовое топливо и использование его в качестве углеводородного носителя является в настоящее время единственной альтернативой традиционной углеэнергетической технологии.

4 Перспективным направлением коренного совершенствования углеэнергетического комплекса является использование Локальных углегазоэлектрических комплексов (ЛУГЭК) – комплексы будущего электроэнергетики.

5 Внедрение технологии ЛУГЭК сдерживается отсутствием методологически обоснованных проектных решений по комплексному использованию газоносных угольных месторождений, включая выработку электроэнергии и/или тепла на установках комбинированного цикла на базе использования синтетического газа от газификации угольных пластов и добычи угольного метана.

## **ГЛАВА 2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И СОСТАВЛЯЮЩИЕ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ В СТРУКТУРЕ ЛУГЭК**

### **2.1 Мировая практика повышения эффективности угольных ТЭС**

На основании рассмотренных зарубежных и отечественных исследований проведенных в последние годы, анализ показал, что в связи со складывающейся экологической и экономической обстановкой в мире, в большинстве стран обладающих запасами угля активно возрастает внимание к разработке месторождений угля, не только как к топливному ресурсу, но и как источнику ценных продуктов химической промышленности, а также основе по формированию на угольных предприятиях локальных угле-электрических комплексов (кластеров), действующих по схеме "чистая угольная технология - clean coal technology".

Учитывая публикации International Mining [15], один из ведущих мировых экспортеров угля и один из крупных поставщиков парниковых газов на единицу населения – Австралия, ратифицировал Киотский протокол, что приведет к активному использованию атомной энергетики в этой стране, хотя на этой стадии сама атомную энергию не вырабатывает.

В настоящее время в Австралии обладает мировыми запасами урана в размере 27%. В энергетическом секторе совершенно четко очерчивается потребность увеличения эффективности работы угольных теплоэлектростанций (УТЭС), и при этом уменьшения вредных выбросов (парниковых и иных газов) в окружающую среду.

Учитывая сведения, полученные Мировым институтом угля, полезные ископаемые, используемые в качестве топливного ресурса, преобладают в первичном использовании для производства энергии.

Их потребление составляет 80% всех энергоресурсов, а в последующие 10 лет их доля вырастет до 81%. Запасы угля географически хорошо распространены на земном шаре, а учитывая разведанные и возможные запасы, его роль в энергетике и химической промышленности будет только



увеличиваться. Международное агентство энергетики для опережения возрастающих запросов на нефть и газ, планирует рост добычи угля ежегодно на 2,2% вплоть до 2030г. во всём мире.

Для удовлетворения необходимости получения мировой электрической энергии в четверти всех случаев используется уголь, но при этом за счет его использования в атмосферу попадает около 40% от всех углеродных выбросов, без учета ещё таких газов, как оксиды азота, серы и др. На сегодняшний день Россия занимает пятое место по добыче угля, а самыми масштабными по разработке угольных месторождений в мире считаются: КНР, США и Индия [15].

Углепотребляющие производства Китая вырабатывают до 80% всей своей электроэнергии, Индийские предприятия - 70%, а углесжигающие предприятия США 50%, при этом используя ежегодно более 2 млрд.т угля. По сведениям Департамента энергетики США, энергопроизводящие и углесжигающие производства в настоящее время создаются быстрее, чем в прошлом, а при их проектировании или модернизации - учитываются возможности применения «coal clean technologies». В ЕЭС компания RWE направила более 6 млрд. евро на проектирование и последующее строительство нескольких электрогенерирующих предприятий на угле [15].

Китай занимает лидирующую позицию по использованию coal clean technology, т.к. при осуществлении больших выбросах загрязняющих веществ (полютантов) применяются серьезные решения по улучшению экологической обстановки.

Китайская международная теплоэлектростанция Zouhian в Хьюдиане реализовывает технологии higy-tech "суперкритические ультрагенераторы", позволяющие уменьшить выбросы вредных газов на единицу производимой энергии.

Сжигание порошкового топлива при температуре около 600°C, переводя воду в пар без её закипания, уменьшает выбросы углерода и экономит энергию. Газогенераторы создаются совместной акционерной компанией с Hitachi и

планируются в 2020 году к вводу в эксплуатацию. Лидирует при внедрении в эксплуатацию с новыми суперкритическими ультрастанциями – Китай. Компания Huadian также запланировала самостоятельную реализацию проектов двух электроустановок по 1,3 ГВт каждая.

Применение технологии "уголь в жидкость - coal-to-liquid, CTL" активно развивает свое действие. В США вооружённые силы уже опробуют жидкое (моторное) топливо CTL полученное из угля на воздушных судах. В настоящее время первенство использования технологии high-tech у Южной Африки отобрал Китай, владеющий значительными угледобывающими компаниями (China Shenhua Energy Co. (CSEC)), которые выдают на поверхность до 12 млн.т угля в год из одного забоя (система разработки longwall) [16].

Угледобывающая компания (CSEC) реализовывает подготовку своей программы CTL на полупроизводственной станции расположенной в Shanghai, уже достигшая выработки дизельного топлива и газолена из угля с производительностью 6 т/сут. Данная модель установки позволила внедрить технология high-tech в используемый метод с контролем затрат и эксплуатационного менеджмента. К 2020г. компания CSEC намечает внедрить к использованию восемь установок по ожижению угля с планируемой проектной эффективностью более 30 млн.т/год жидкого топлива, для возможности замены 10% импорта нефти.

Правительство Пакистана объявило о Национальной угольной политике по созданию детального ТЭО (feasibility study) для определения технико-экономической целесообразности газификации угольных пластов (угля) с получением попутно ценных химических продуктов на угольном месторождении страны с применением нетрадиционных инновационных технологий [17].

Проблема использования угольных шламов для экономически целесообразной трансформации этих углеотходов в электрогенерирующей установке размещенной на устье угольной шахты, использующей иллинойские угли освещается в статье из США [18]. В ней, освещается проблема, о наличии

тонких отходов обогащения (шлама) с теплотой сгорания до 666 ккал/кг, на углеобогащительных фабриках США, а также об образовании эмиссии окислов серы (в основном,  $SO_2$ ) в пределах 0,027 г/ккал. Расходы в размере от 3 до 6 американских долларов на 1 т содержания и размещения шламов составляют немалую долю затрат в угольной промышленности США.

Затраты на эту статью расходов, по мнению авторов, можно минимизировать путём физической сепарации переработки шламов через накопительно-питательную подачу в виде топлива для газификации угля при двойном цикле сжигания – «combustion couple gasification» (CCG - процесс), где уже используется топливо с теплотой сгорания более 2000 ккал/кг.

Для применения такой технологии CCG необходимо затрачивать всего 23 кг шлама для производства электричества, эквивалентного добыче 1т угля, что значительно меньше чем при традиционной технологии, где расходуется 28 кВт.ч при добыче 1т угля. При электрической мощности от 5 до 10 МВт целесообразно использование на угольных шахтах небольших электростанций работающих по технологии CCG.

Опытное сопоставление трёх технологических схем очистки топлива (гравитационные сепараторы, центрифуги, циклоны в разных вариантах) представили, что больший показатель очистки создаётся при объединении ситовой центрифуги «Декантер» с гравитационным сепаратором «Фалькон».

В этом случае эмиссия  $SO_2$  при сжигании угля всего 0,0144 г/ккал, что намного меньше, чем при комбинациях оборудования в другие технологические комплексы.

Соответственно, по мнению авторов статьи, очистка газовых выбросов от сернистых окислов после сжигания топлива, гораздо менее эффективна и более энергозатратна, чем очистка топлива от примесей до его сжигания.

Также необходимо отметить исследования украинских учёных по разработке угле-энергетических комплексов [19]. Их исследования описывают элементы проектирования шахтных «когенерационных энергетических комплексов». Этот способ состоит из сочетания водогрейных или паровых

котлов с газопоршневыми, газотурбинными или паротурбинными комплексами по принципу сжигания отходов углеобогащения и углей малой калорийности, а также с утилизацией угольного метана и сжигания топлива в циркулирующем кипящем слое (ЦКС).

В том числе рассматривается и способ использования каталитических реверсо-поточных ректоров, который позволяет утилизировать их исходящих шахтных струй метан. Исследования по этому направлению развития комбинированных углегазоэнергетических углегазовых комплексов на основе использования трансформации угля в газовое топливо и угольного метана, получили свое начало в МГГУ в начале девяностых годов, но ссылки на эти изыскания украинские источники не делают [20, 21].

Изучение этой проблемы в горной науке представляет из себя инновационное направление развития научно-практических исследований, которые направлены на формирование принципиально новых технологических решений по разработке угольных месторождений с производством электрической и тепловой энергии непосредственно в пределах горнодобывающего предприятия.

Внедрение углегазоэнергетических комплексов могло бы стать дополнительными источниками электрической энергии в угледобывающих регионах РФ с технико-экономическими, экологическими и социальными показателями, которые увеличат в несколько раз выработку электроэнергии на ТЭС по сравнению с традиционной технологией использования угля.

Использование таких комплексов поможет обеспечить в угледобывающих регионах перевод социальной сферы на безопасный экологический и более экономичный уровень, за счет получения в них чистейшего моторного топлива - водорода [22, 9].

Для финансирования научно-проектных разработок и вложения инвестиций в углеэнергетический сектор экономики необходимы сравнительно небольшие капитальные вложения, т.к. реализацию проекта можно осуществлять уже на действующих либо законсервированных объектах

угледобычи, с получением положительных результатов в достаточно короткий промежуток времени.

Концепции совершенствования отработки угольных пластов с переработкой угля по нетрадиционной технологии во всем мере активно развивается не только в теоретических исследованиях, но и на практике, что позволяет выделить основные идеи ее развития:

- развитие исследований по созданию чистых угольных технологий – «clean coal technologies», которые позволят существенно уменьшить количество загрязнений в окружающую среду в виде окислов азота, углерода и серы; практически всегда чистые угольные технологии это один из критериев нетрадиционных технологий разработки месторождения;

- проектирование и внедрение инновационных технологических схем по добыче угля и его переводу в газообразное или жидкое состояния, а также топливо на основе водорода, особенно с применением ожижающих реакторов и технологий по утилизации шламов углеобогащения;

- внедрение углегазоэлектрических комплексов, интегрирующих на одном месторождении способы трансформации угля в газовое топливо, совместную утилизацию угольного метана с выработкой тепловой и электрической энергии в месте залегания угольных пластов на основе использования газопаротурбинных (генераторов) установок комбинированного цикла.

## 2.2 Физико-химические основы процесса ПГУ

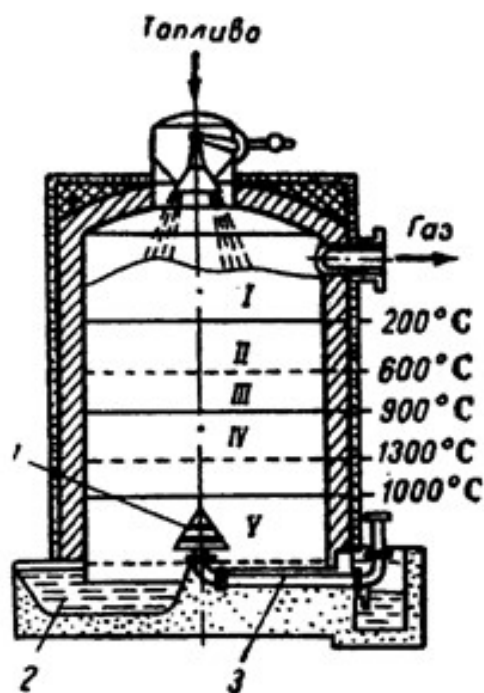
Высокотемпературные процессы реакций органической массы твердых или жидких горючих ископаемых или продуктов их термической переработки с диоксидом углерода, водяным паром, кислородом, воздухом или смесями газов, в конечном итоге реакций которых, в смесь горючих газов превращается органическая часть топлива определяемая как газификация твердого топлива.

В процессе газификации угля только негорючая часть – в виде золы может быть в качестве твердого остатка. Однако в процессе преобразования в шлаке присутствует часть горючей массы топлива, которую невозможно полностью перевести из органической массы угля в газ.

На примере газогенератора Лурги можно проанализировать основные позиции действия установок (газогенераторов) для газификации (рис 2.1).

Схема работы слоевого газогенератора: по высоте слоя образуется несколько зон с различными температурами: наибольшая (более 1000 °С) - в нижнем слое, где происходит процесс газификации угля, выше - температура снижается за счёт эндотермических реакций и при  $t < 800-900$  °С газификация прекращается и в верхней части слоя преобладает процесс полукоксования. Удельный расход топлива 2,4 т/(м<sup>2</sup>·ч), производительность генераторного газа 10<sup>5</sup> м<sup>3</sup>/ч, максимальный диаметр газогенератора 4 м. [27]

Такой тип газогенератора является вертикальной шахтой из листовой стали, облицованный огнеупорным строительным материалом, которая имеет загрузочный люк для постоянного поступления угля, снабженного затвором 1 и расположенного в верхней части. Непрерывную подачу газифицирующего агента в шахту обеспечивает колосниковая решетка 3, расположенная в нижней части газогенератора.

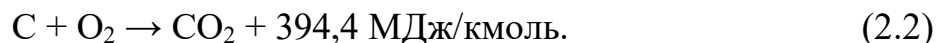


**Рисунок 2.1 - Схема слоевого газогенератора Лурги с зонами подсушки и нагрева воздуха (I), сухой перегонки (II), коксования (III), золы (IV) и шлака (V):**

1- колосниковая решётка; 2 - гидравлический затвор; 3 - трубопровод для подачи воздуха.

При использовании паровоздушного дутья, обогащенного кислородом, состав генераторного газа по высоте колонны меняется в следующей последовательности: кислород - водяной пар - диоксид углерода - монооксид углерода - водород - метан.

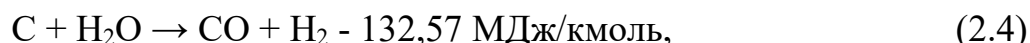
Прямо у колосниковой решетки (в зоне окисления или зоне горения) происходит горение угольного концентрата с образованием CO и CO<sub>2</sub> с нагнетанием воздуха в газогенератор, в соответствии со следующими реакциями перехода из одного состояния в другое:



В процессе реагирования в восстановительной зоне оксид углерода восстанавливается новыми порциями углерода из образовавшегося диоксида углерода



При подаче в генератор водяного пара совместно с воздухом, в восстановительной зоне протекают следующие реакции:





Метан может преобразоваться при взаимодействии CO и H<sub>2</sub>



в условиях процесса газификации метан подвергается термическому распаду



Газ, образующийся в подземном генераторе, содержит два горючих компонента: оксид углерода и водород. Реакции между оксидом углерода и водяным паром, кроме других возможных, тоже могут происходить в газовой фазе

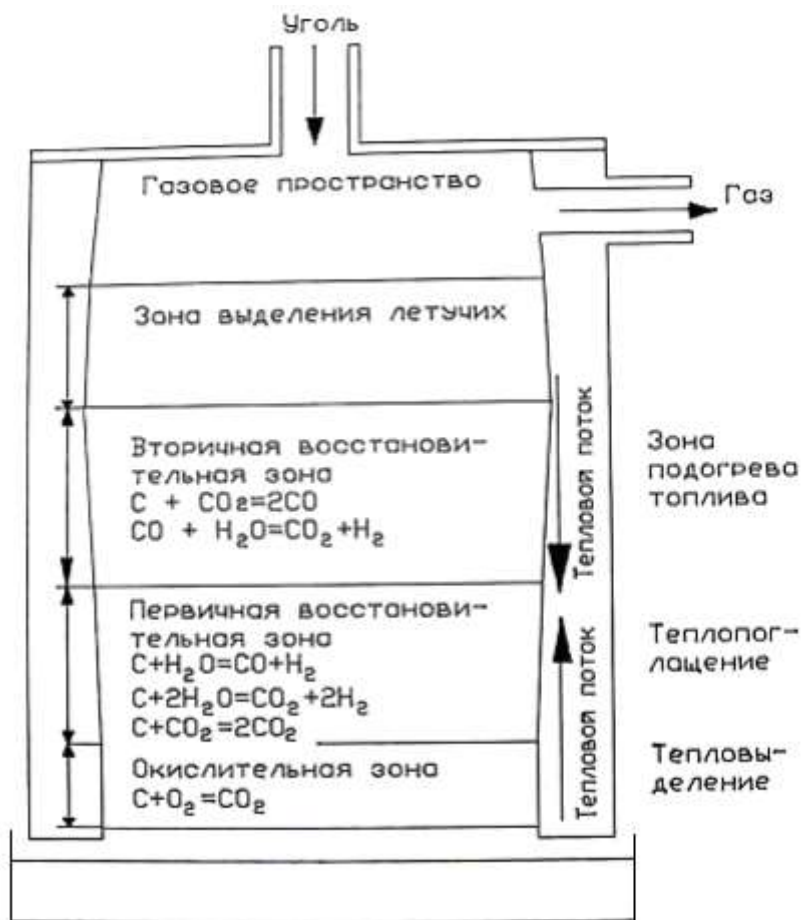


Состав образующегося газа устанавливает комплекс описанных физико-химических реакций, зависящих от изменения высоты газогенератора. Из зоны газификации состоящей из окислительной и восстановительной зон, выделяются горячие газы с температурой 800 - 900°C, которые подогревают газифицируемый уголь в зоне пиролиза или полукоксования. Уголь в зоне сушки подогревается газами, выходящими из зоны полукоксования. Зоны восстановления и окисления образуют зону подготовки топлива. Исходя из этого, сочетание термической переработки топлива и непосредственно газификации угля полученного в зоне подготовки топлива, составляют технологию слоевой газификации. В процессе газификации газ, отводимый из установки, содержит не только составляющие горючего газа, но и продукты пиролиза угольного пласта (газ пиролиза, пары смолы, водяной пар) подвергшегося термическому воздействию. Конденсация смолы и воды, извлекаемые из газогенератора в процессе охлаждения газа, необходимо извлекать и подвергнуть переработке. На рис. 2.2 показаны зоны наземного газогенератора с обозначением химических реакций в каждой из зон.

В процессе газификации состав твердой фазы трансформируется. Кокс, в виде угля прошедшего фазу пиролиза, попадает в зону газификации, из зоны окисления перемещается раскаленный шлак, для охлаждения в чаше с водой,



являющейся в то же время гидравлическим затвором, и только после всех этих фаз переработки выходит из установки.



**Рисунок 2.2 - Зоны и химические процессы газификации угля в слоевом газогенераторе Лурги**

Технология газификации угля представляет собой сложное совмещение гетерогенных и гомогенных процессов. Протекание этих реакций может быть последовательным или параллельным. Распределение этих процессов внутри закрытых зон еще не до конца объяснено. Образование поверхностного углерод-кислородного адсорбционного комплекса происходит в зоне горения на начальной стадии взаимодействия кислорода и углерода, где предметом обсуждения считается вопрос начального продукта при взаимодействии водяного пара с раскаленным коксом.

Экзотермические и эндотермические реакции имеют различные условия для синтеза горячего газа в газогенераторе. Реакции равновесия (2.1) и (2.2) смещены в сторону образования CO и CO<sub>2</sub>. Выход CO и H<sub>2</sub> уменьшается

при увеличении давления, но при увеличении температуры происходит смещение равновесия эндотермических реакций (2.3) - (2.5) в сторону образования водорода и оксида углерода.

При увеличении давления в процессе газификации по реакции (2.6) появление метана более возможно. При температурах выше 1000 °С и вне зависимости от давления равновесие экзотермической реакции (2.8) сдвигается в сторону образования исходных продуктов.

Для определения равновесных составов газов в зависимости от температуры и давления в процессе газификации необходимо производить термодинамические расчеты. Но из-за значительных различий в скоростях реакций и влияния на процесс ряда технологических факторов, использование результатов таких вычислений для прогнозирования реального состава газов не представляется возможным.

Ограничение скорости химических реакций в газовой фазе, а также на поверхности твердой фазы, связанные со скоростью диффузии также ограничивают скорости реакций подземной газификации угля.

Процесс газификации при температурах 700-800°С замедляется в основном химической реакцией, а диффузией притормаживается при температурах выше 900°С. Скорость суммарного процесса газификации протекает в промежуточной области, и зависит от кинетических и диффузионных параметров в конкретных горно-геологических условиях.

Интенсифицировать процессы газификации возможно за счет увеличения концентрации кислорода и скорости дутья, при развитии площади реакционной поверхности, увеличением температуры и давления газификации, которые дадут возможность значительно поднять парциальные давления реагирующих компонентов.

Проведение процесса при высоких скоростях газовых потоков с использованием тонкоизмельченного угля позволит приблизить процесса газификации к кинетической области.

От качества дутья изменяются выход газа, его состав и теплота сгорания в. Промышленные названия газов, получаемых при использовании различных видов дутья, приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1 - Продукты газификации угля в зависимости от типа дутья

Продукт газификации	Подаваемое дутье
Воздушный газ	Сухой воздух
Полуводяной газ	Смесь воздуха и водяного пара
Водяной газ	Водяной пар (при внешнем подводе тепла)
Оксиводяной газ (газ парокислородного дутья)	Смесь кислорода и водяного пара

Как правило теплота сгорания продукта газификации возрастает от воздушного к оксиводяному газу.

Генераторные газы выработанные при проведении исследований различаются по составу и выходу от номинальных генераторных газов. Это происходит вследствие комплекса действующих факторов при ПГУ. Пластовый уголь в недрах не является чистым углеродом, в связи с чем, выход горючих компонентов на 1 кг органической массы угля чаще всего намного меньше, чем определено химической реакцией. Особенно это применимо к углям, с большим содержанием кислорода и низкой степенью метаморфизма.

Т.к. в газогенераторах нельзя добиться химического равновесия, то в генераторных газах всегда присутствует определенное количество  $\text{CO}_2$ . В угольном пласте всегда есть какое-то количество влаги, что приводит к парообразованию в зоне его горения. Содержание азота в больших или меньших пропорциях присутствует во всех газах, и в процессе сжигания газа часть тепла используется для нагревания балластного азота, за счет чего уменьшается реальную теплоту сгорания газа.

Из-за смешения потоков и неравномерного распределения зон, некоторая доля горючих газов сжигается с образованием водяного пара и  $\text{CO}_2$  в зависимости от конкретных условий размещения газогенератора. Также неизбежны различные тепловые потери в окружающие породы (с выделяющимися газами и шлаком) происходящие в процессе газификации. В

соответствии с этим при расчете величин термических коэффициентов полезного действия для идеальных условий по сравнению с фактическими значениями - ощутимо меньше.

Процессы, происходящие при наземной газификации угля, имеют следующие классифициционные признаки:

1) в зависимости от температуры газификации: низкотемпературная (до 800 °С), среднетемпературная (800 - 1300 °С) и высокотемпературная (выше 1300 °С);

2) в зависимости от типа дутья: воздушное, паровоздушное, кислородное, парокислородное, паровое;

3) в зависимости от характера движения газифицируемого топлива: в псевдостационарном опускающемся слое, в псевдооживленном (кипящем) слое, в движущемся потоке пылевидных частиц;

4) в зависимости от размера частиц используемого топлива: газификация крупнозернистых, мелкозернистых и пылевидных топлив;

5) в зависимости от давления в процессе газификации: при атмосферном (0,1 - 0,13 МПа), среднем (до 2--3 МПа) и высоком давлении (выше 2-3 МПа);

6) в зависимости от баланса тепла в процессе газификации: автотермический (стабильная температура поддерживается за счет внутренних источников тепла в системе) и аллотермические, с внешним подводом тепла для поддержания процесса газификации осуществляемый (с помощью твердых, жидких и газообразных теплоносителей);

7) в зависимости от способа удаления минеральных примесей: мокрое и сухое золоудаление, жидкое шлакоудаление;

8) в зависимости от назначения получаемых газов: для энергетических (непосредственного сжигания) и технологических (синтезы, производство водорода, технического углерода) целей;

9) в зависимости от теплоты сгорания получаемых газов (в МДж/м<sup>3</sup>): получение газов с низкой (4,18-6,70), средней (6,70-18,80) и высокой (31-40) теплотой сгорания.

### 2.3 Анализ распределения температуры в призабойной зоне канала газификации угольного пласта

На рис. 2.3 схематично показан очаг горения угольного пласта при подземной его газификации. Черный цвет обозначает угольный пласт в вертикальном разрезе по простиранию, красный - очаг горения угля с температурой 800-1200<sup>0</sup>С, желтый - пониженная температура воздуха в потоке свежего воздуха 500-800<sup>0</sup>С и синий -поток воздуха (окислителя) возле обрушенной породы кровли. Указанные температуры являются условными, т.к. при нагнетании окислителя в пласт в канале горения постоянно существует турбулизация и перемешивание нагнетаемого потока окислителя.

Жёлтая стрелка означает поток конвективного тепла от очага горения вглубь угольного пласта. Таким образом, возле очага горения находятся зоны с различной и быстро изменяющейся температурой, что сильно затрудняет составление термической модели процесса переноса тепла в горящем угольном пласте и прилегающих к нему зонах.

Однако важно представлять характер распределения температуры в угольном пласте процессе его газификации. На рис. 2.3 показаны зоны, образующиеся при наличие очага горения. Проанализируем модель горения огневого забоя в недрах и на этой основе определим характер распределения температуры вглубь угольного пласта от очага горения, что поможет уточнить область (глубину) прогрева пласта в процессе газификации.

За начало отсчёта примем стенку канала горения пласта, ось абсцисс расположим по простиранию пласта (рис. 2.3). Решим задачу теплопроводности угольного массива в стационарных условиях при температуре в очаге горения (на поверхности стенки огневого забоя) равной 1000 <sup>0</sup>С. Примем следующие краевые условия задачи: коэффициент теплопроводности угля  $\lambda = 0,14$  Вт/м·К [28], коэффициент теплоотдачи угля в массиве  $\alpha = 0,1$  Вт/м<sup>2</sup>·К. Низкое значение коэффициента теплоотдачи принимаем на основе того, что задачу будем решать для угольного массива в виде параллелепипеда площадью 1 м<sup>2</sup> и периметром

1м, т.е. по условию, что теплообмен между боковыми гранями данного параллелепипеда и окружающей его массой угольного пласта практически отсутствует. Таким образом, имеем одноосную линейную задачу теплопроводности.

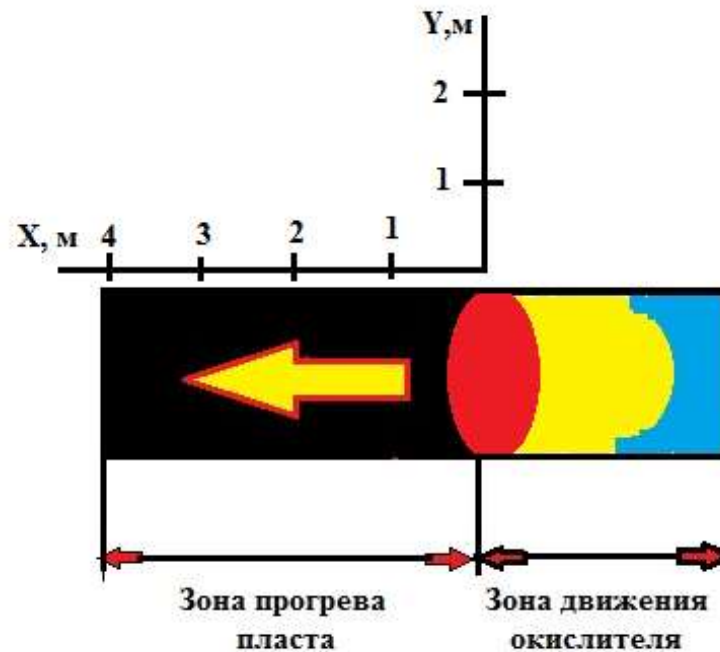


Рисунок 2.3 - Распределение температурных зон в огневом забое горящего угольного пласта

Из теории теплопроводности для условий (рис. 2.1) дифференциальное уравнение имеет вид

$$\frac{d^2T}{dx^2} = \frac{k}{D} \cdot T, \quad (2.9)$$

где  $T$  – температура угольного пласта,  $K$ ;  $k$ ,  $D$ – параметры угольного пласта, характеризующие его теплофизические свойства. Обозначим

$$k/D = a^2 = \alpha \cdot P_y / (\lambda \cdot S_y), \quad (2.10)$$

где  $P$ ,  $S$  – соответственно периметр (м) и сечение единичного угольного параллелепипеда в угольном пласте ( $m^2$ ). Примем  $P = 4m$  и  $S = 1 m^2$ . Тогда  $a =$

$\sqrt{\frac{\alpha \cdot P}{\lambda \cdot S}}$ , ( $m^{-1}$ ). Уравнение (2.9) решаем на основе метода конформных преобразований Лапласа.

С введенными обозначениями уравнение (2.1) будет иметь вид

$$T''(x) - a^2 \cdot T(x) = 0 \quad (2.11)$$

По таблицам конформных преобразований для оригинала (2.11) находим изображение

$$p^2 y - p^2 x_0 - p x_1 - a^2 y = 0 \quad (2.12)$$

Решая (2.12) относительно  $y$ , получаем

$$Y(p) = x_0 \frac{p^2}{(p^2 - a^2)} + \frac{x_1}{a} \frac{p \cdot a}{(p^2 - a^2)} \quad (2.13)$$

Изображению находим решение задачи для оригинала  $T = f(x)$

$$T(x) = \frac{T_2 \cdot sh(a \cdot x) + T_1 \cdot sh(a \cdot (l - x))}{sh(a \cdot l)} \quad (2.14)$$

где  $T_2$  – температура в очаге горения угольного пласта,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $T_1$  – температура конечной исследуемой длины  $l$ (м) угольного пласта (единичного угольного параллелепипеда),  $\text{K}$ ;  $sh(a \cdot x)$  – гиперболический синус произведения  $(a \cdot x)$ , которое безразмерно.

Произведём численное моделирование процесса при следующих граничных условиях:

$x = 0$  (стенка огневого канала в угольном пласте)  $T_0 = 1000^{\circ}\text{C}$ ;

$x = l$  (углубление в угольный массив от стенки огневого канала)  $T_l = 100^{\circ}\text{C}$ ;

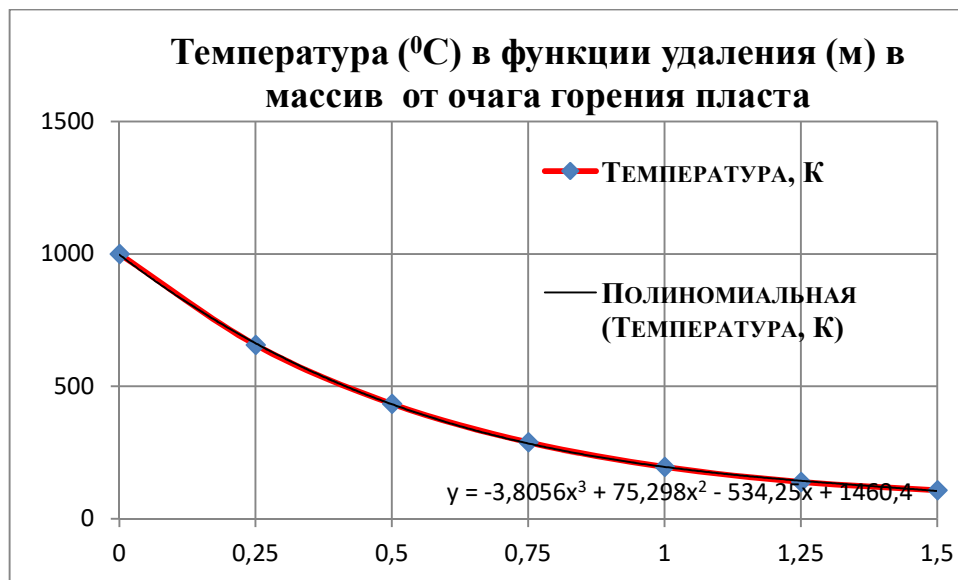
$$a = \sqrt{\frac{\alpha \cdot P}{\lambda \cdot S}} = \frac{0,1 \cdot 4}{0,14 \cdot 1} = 1,69 \text{ 1/м.}$$

Результаты вычислений приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Численное моделирование термического прогрева призабойной зоны угольного пласта в процессе его газификации

$x, \text{ м}$	$a \cdot x$	$sh(a \cdot x)$	$a \cdot (l - x)$	$sh(a \cdot (l - x))$	$T(x)$
0	0	0	3,380	14,668	1000,0
0,25	0,423	0,436	2,957	9,594	657,0
0,50	0,845	0,949	2,535	6,269	433,8
0,75	1,268	1,636	2,112	4,072	288,8
1,00	1,690	2,617	1,690	2,617	196,3
1,25	2,112	4,072	1,268	1,636	139,3
1,50	2,535	6,269	0,845	0,949	107,4
1,75	2,957	9,594	0,423	0,436	101,2
2,00	3,380	14,668	0	0	100

Данные моделирования убедительно доказывают, что наибольшие потери в угольном пласте (около 34%) происходят в ближайшей зоне к очагу горения. Более 50% теплового напора теряется в пределах 0,5 - 0,1 м от стенки огневого канала. Сама по себе зависимость  $T = f(x)$  имеет убывающий полиномиальный характер, приближающийся к падающей экспоненте (рис. 2.4).



**Рисунок 2.4 - Характер распределения температуры в угольном пласте при его подземной газификации**

Из трех промышленно освоенных процессов наземной газификации угля (Лурги, Винклера и Копперс-Тотцека) в процессе подземной газификации угольного пласта аналогом может быть процесс Лурги. Это – газификация угля в слое твёрдого топлива при парокислородном дутье и давлении около 30 бар.

Описание процесса. Сырой уголь отмывают, дробят и классифицируют, подвергают сушке. Затем его подают в газогенератор через периодически открывающийся шлюз. В тонкой зоне горения газифицирующий агент нагревается до температуры 600- 700°C.

Затем следует зона, в которой преимущественно протекает газификация водяным паром, в следующей зоне осуществляется дегазация и гидрогазификация угля при температуре 500-600°C.

Далее сырой газ подсушивается углем, медленно движущимся вниз, и затем при температуре между 300 и 800°C (в зависимости от типа угля) он покидает газогенератор. Газогенератор выполнен в виде сосуда с двойной



стенкой с испарительным водяным охлаждением под давлением. Зола периодически удаляется через шлюзовой бункер в нижней части газогенератора.

Для газификации используется уголь крупностью 6-40 мм, при этом доля мелочи составляет не более 7%. Влажность угля должна составлять не более 19 %, зольность – не более 35%. Диаметр реактора – 3,6÷4 м. Расход угля – 15 т/ч

Технические характеристики процесса «Лурги»: производительность газогенератора по сухому углю (т/ч) 40÷75, по сухому газу (м<sup>3</sup>/ч) 75000, температура (°С) в зоне реакции 750÷1100, газа на выходе 260÷430, время пребывания топлива в газогенераторе (с) ≈ 5000, расход: угля (кг на 1000 м<sup>3</sup>), сухого газа 800÷650, кислорода (м<sup>3</sup> на 1000 м<sup>3</sup> (CO+H<sub>2</sub>)) - 210÷250, выход сухого газа (м<sup>3</sup> на 1т угля) 1200÷1500, теплота сгорания газа (кДж/м<sup>3</sup>) 11900÷16300. Состав сухого газа: (CO<sub>2</sub>+H<sub>2</sub>S) - 25÷31%; CO - 17÷25%; H<sub>2</sub> - 40÷42%; CH<sub>4</sub> - 9÷10%; N<sub>2</sub> - 0,5÷1%.

В условиях подземного горения угольного пласта этот способ осуществить сложно. Реальное же и практически доказанное получение горючей смеси из угольного пласта, так называемого «синтез-газа» или сингаза, можно осуществить в процессе Фишера-Тропша (рис. 2.5).

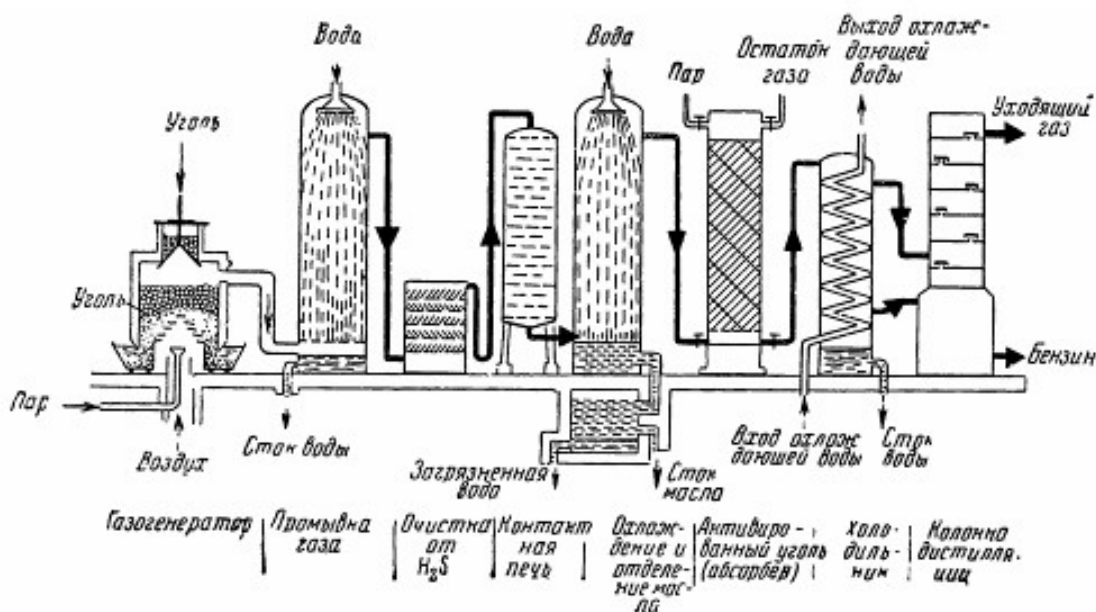


Рисунок 2.5 - Схема аппаратов в установке по принципу Фишера-Тропша

Получение синтез-газа (смесь монооксида углерода с водородом) можно осуществить тремя способами – обработкой углерода водяным паром, паровой или углекислотной конверсией метана и парциальным окислением метана кислородом.

Наиболее близка к процессу ПГУ первая реакция углерода с водяным паром при  $t = 500 \div 600$  °С. Продуктом реакции служит синтез-газ. Вообще эта реакция обратима, но при  $t = 900 \div 1000$ °С эндотермическая реакция сдвигается вправо и вследствие этого продуктом реакции служит синтез-газ (2.15).



Если применять парокислородное дутьё, то наряду с эндотермической в канале газификации протекает экзотермическая реакция по типу



добавляя тепло к эндотермической реакции восстановления, тем самым поддерживая её.

Учитывая заданную, но непостоянную вследствие подвигания огневого забоя в процессе выгорания угля и периодического обрушения кровли скорость движения воздуха в огневом забое, точное определение длины канала горения в угольном пласте встречает большие сложности.

Полученная зависимость  $T = -3,8x^3 + 75,3x^2 - 534,2x + 1460,4$  является результатом численного моделирования распределения температуры угольного массива в призабойной зоне, а значит частном случае решения задачи. Изложенный материал является методикой проектирования подземной газификации угольного пласта при заданных термодинамических условиях системы "канал горения - угольный пласт".

## 2.4 Оценка аэродинамических условий подачи воздуха в канал горения угольного пласта

Канал горения в угольном пласте формируется в зависимости от геологических условий залегания пласта и технологии подачи в очаг горения окислителя (воздух, паровоздушная смесь). К геологическим условиям относятся прежде всего петрографический состав угля, его зольность, трещиноватость, пористость и влажность. Последние два свойства не являются определяющими в процессе горения угольной стенки. Что касается структуры угольного массива и петрографии угля, то наиболее быстрому выгоранию будут подвержены более легкоплавкие ингредиенты. В технологическом отношении в огневом канале будет важна скорость переноса масс окислителя вдоль очага горения в пласте. При турбулентном режиме температура пограничного высокотемпературного слоя угольной стенки будет сильно колебаться, создавая тем самым нестационарные, изменчивые условия реакций окисления и его восстановления. Ламинарный режим потока окислителя создаёт более постоянные термические и массообменные условия протекания химических реакций горения угля на угольной стенке. Проанализируем гидродинамические условия нахождения потока окислителя в канале горения угольного пласта. На рис. 2.6. показана схема выгорания угольного пласта при его подземной газификации.



Рисунок 2.6 - Канал горения стенки угольного пласта

Критерием, определяющим режим движения воздуха в закрытом канале, является число О. Рейнольдса [29]. Найдём связь критерия Рейнольдса  $Re$  с размерами канала горения угольного пласта, если задана его мощность.

$$Re = \frac{v \cdot D_{\Gamma}}{\eta} = \frac{Q_{ок} \cdot D_{\Gamma}}{\eta \cdot S}, \quad (2.17)$$

где  $v$  – скорость движения струи окислителя (воздуха) вдоль огневого канала, м/с;  $D_{\Gamma}$  – гидравлический диаметр огневого канала, м;  $\eta$  – кинематическая вязкость окислителя в канале, м<sup>2</sup>/с;  $Q_{ок}$  – расход окислителя в канале горения, м<sup>3</sup>/с;  $S$  – площадь сечения канала горения, м<sup>2</sup>.

Примем мощность пласта равной  $h_{пл}$ , м. Тогда площадь сечения канала выразится в виде  $S = h_{пл} \cdot l_k$  (см. рис. 2.3) и критерий будет иметь вид

$$Re = \frac{Q_{ок} \cdot D_{\Gamma}}{\eta \cdot h_{пл} \cdot l_k} \quad (2.18)$$

где  $D_{\Gamma}$  – гидравлический диаметр огневого канала, м;  $\eta$  – кинематическая вязкость окислителя в канале при температуре 900-1000 °С;  $l_k$  – ширина огневого канала от очага горения до линии обрушенных пород кровли, равная, длине зависшей консоли непосредственной кровли, м. Для сечения огневого канала неправильной формы гидравлический радиус может быть рассчитан по формуле

$$D_{\Gamma} = 2 \sqrt{\frac{S}{\pi}}, \text{ м} \quad (2.19)$$

Произведём численное моделирование аэродинамических условий в свободном (незакрепленном) канале угольного пласта при наличии меняющейся ширины канала в результате выгорания угля. Примем, что для процесса подземной газификации угля в огневой канал подаётся 60 000 м<sup>3</sup> воздуха (условия ЛУГЭК на поле шахты «Суртаиха»). Кинематическая вязкость воздуха в канале по справочным данным равна 0,1625 м<sup>2</sup>/с. Оценим число Рейнольдса для потока окислителя в канале при различной ширине канала (длине обрушаемой консоли непосредственной кровли) 0,01 – 0,1 – 1,0 –

10м. Результаты численного моделирования по формулам (2.17 - 2.19) представлены в табл. 2.3.

Таблица 2.3 - Расчётные значения гидравлического критерия Рейнольдса для огневого канала переменной ширины

Мощность угольного пласта $h_{пл}= 1\text{м}$			Мощность угольного пласта $h_{пл}= 2\text{м}$		
$l_k$	S	Re	$l_k$	S	Re
0,01	0,01	1159	0,01	0,02	817
0,1	0,1	366	0,1	0,2	259
1,0	1,0	116	1,0	2,0	82
10,0	10,0	37	10,0	20,0	26

Измерения, проведенные в горных выработках, показали, что критерий Рейнольдса равный 1500 [29] является примерно пороговым значением, выше которого ламинарный режим газового потока переходит в турбулентный режим. Данные табл. 2.2 показывают, что при данных расходах окислителя и вязкости газа превышение граничного значения Re не имеет место на пластах мощностью более 1 м. В этом случае режим движения воздушной струи вдоль огневого забоя становится ламинарным и для протекания реакций окисления и восстановления создаются более благоприятные аэродинамические условия, чем при турбулентном режиме. В этом случае температура в очаге возрастает до периода, когда выделение тепла при химических реакциях уравновешивается его потерями во вмещающие породы и на конвективный вынос с потоком газа.

В случае турбулизации потока скорость массообмена между горячей угольной стенкой и окислителем увеличивается и в единицу времени больше кислорода поступает к очагу горения, что поднимает локальную температуру процесса. В этом случае можно говорить о процессе *автосохранения* очага горения в процессе подземной газификации.

При увеличении мощности угольного пласта более 2 м режим становится (при заданном расходе воздуха) ламинарным даже в случае обрушения кровли

под забой. Вот почему опытно-промышленные работы по подземной газификации угля (ПГУ) на мощных пластах будут более успешными, чем на маломощных пластах.

Определим, при какой мощности пласта произойдет турбулизация потока в канале горения при минимальной ширине канала горения пласта  $l_k = 0,01$  м и соответственно  $S = h_{пл} \cdot l_k$ . Для этого при  $S = 0,01 \cdot h_{пл}$  решаем неравенство

$$1500 \leq \frac{2Q}{\eta \cdot S} \sqrt{\frac{S}{\pi}} \quad (2.20)$$

Подставляя  $S = 0,01 \cdot h_{пл}$  и решая (2.12) относительно мощности пласта, находим  $h_{пл} \leq 0,59$  м.

Исходя из приведенного анализа, при современном состоянии науки и технологии ведения процесса подземной газификации угля и по условию обеспечения ламинарности потока окислителя в огневом канале (для обеспечения стационарности реакций окисления и восстановления) для обеспечения тепловой мощности комплекса 100 МВт применение ПГУ следует производить на пластах мощностью более 0,6 м.

Если же рассчитывать на подачу окислителя в угольный пласт через одну скважину диаметром 250 мм (допустимый расход воздуха 10000 м<sup>3</sup>/ч), то для соблюдения ламинарности потока в огневом забое мощность угольного пласта должна быть не менее 0,37 м.

## 2.5 Влияние мощности угольного пласта на длину зоны горения

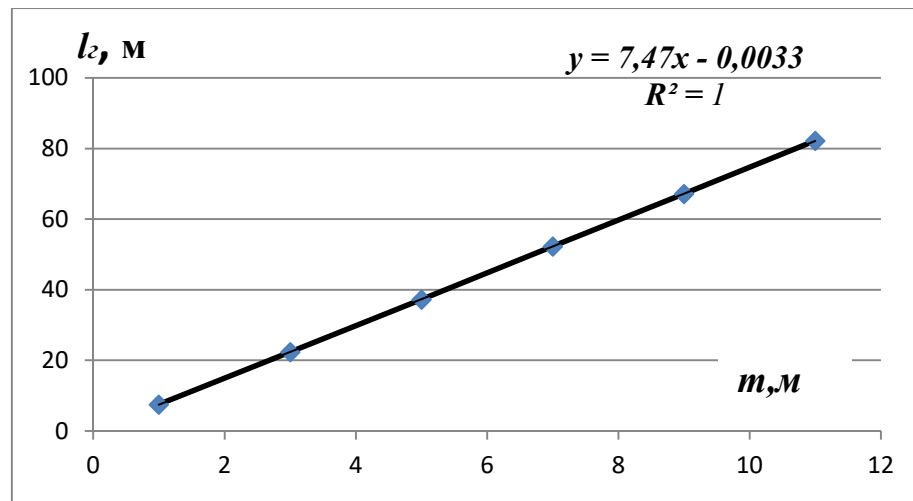
Длина зоны горения в угольном пласте в процессе ПГУ является важным параметром управления качеством получаемого генераторного газа и в конечном счёте – тепловой производственной мощностью всего углегазоэлектрического комплекса. Этому вопросу посвятили свои исследования Скафа П.В., Крейнин Е.В., Янченко Г.А., Васючков М.Ю. и др.). В частности, по мнению Г.А. Янченко длина зоны горения в угольном пласте  $l_2$  зависит от мощности угольного пласта, размеров канала горения и параметров потока окислителя (воздуха, кислорода или пара). [30]

$$l_T = 5,1 m Re^{0,16} \quad , \quad (2.21)$$

где  $m$  – мощность пласта, м;  $Re = Q_{ок} \cdot d_k / (\eta \cdot S)$  - гидродинамическое число Рейнольдса;  $Q_{ок}$  - расход окислителя, м<sup>3</sup>/с;  $d_k$  - эквивалентный диаметр канала горения, м;  $\eta$  - кинематическая вязкость окислителя, м<sup>2</sup>/с;  $S$  - площадь сечения канала, м<sup>2</sup>.

Проведём численное моделирование на основе (2.21): установим эмпирическую связь между параметрами потока окислителя в канале газогенератора и длиной зоны горения в нём. Примем следующие ограничения:

Мощность пласта  $m$  изменяется от 1 до 11м, расход окислителя  $Q_{ок}$  колеблется от 5 до 35 тыс. м<sup>3</sup>/ч (1,4 ÷ 9,7 м<sup>3</sup>/с) и сечение канала  $S$  меняется в диапазоне от 3 до 120 м<sup>2</sup>. Моделирование ведётся по одному из названных переменных параметров (аргументу) в уравнении (2.21). При этом остальные параметры должны быть постоянны. Постоянными параметрами из этих аргументов в каждом моделировании приняты: мощность пласта 1м, расход окислителя 10000 м<sup>3</sup>/ч, сечение 3,14 м<sup>2</sup>. Зависимость длины зоны горения в угольном канале от мощности угольного пласта представлена на рис. 2.7.



**Рисунок 2.7 - Связь длины зоны горения  $l_2$  угольного пласта при его подземной газификации от мощности пласта  $m$**

Зависимость (2.21) и график (рис. 2.7) говорят о линейной связи между мощностью угольного пласта и длиной зоны горения в канале подземной газификации.

Уравнение, описывающее эту связь, может быть представлено формулой

$$l_2 = 7,47 \cdot m - 0,0033, \text{ м} \quad (2.22)$$

с достоверностью аппроксимации расчётных данных  $R^2=1$ . Следует отметить, что установленная связь достаточно активна: на единице прироста мощности пласта длина канала прирастает на десять единиц.

Физически эту зависимость можно объяснить увеличением интенсивности тепловыделения на одном метре длины канала с ростом мощности пласта и соответственно – увеличением длины зоны горения. Отсюда вывод – с увеличением мощности газифицируемого угольного пласта растёт термический эффект процесса его подземной газификации.

В связи с этим можно рекомендовать для осуществления ПГУ свиты угольных пластов в первую очередь обрабатывать более мощные пласты, что будет экономически более выгодно, чем отработка тонких пластов.

Связь длины зоны горения с расходом окислителя, подаваемого в канал угольного пласта для реализации ПГУ, представлена на рис. 2.8.



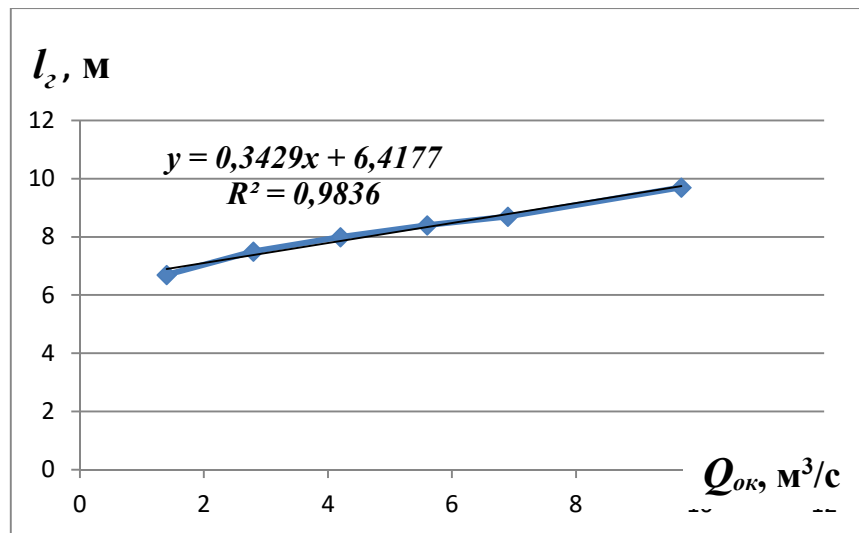


Рисунок 2.8 - Зависимость длины зоны горения угольного пласта  $l_2$  от расхода окислителя по каналу  $Q_{ок}$

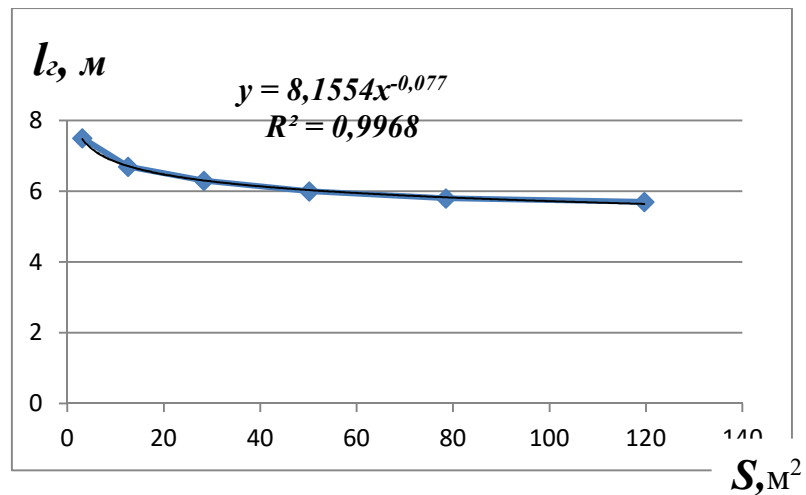
Эта зависимость выражается эмпирической формулой

$$l_2 = 0,34 Q_{ок} + 6,43 \quad (2.23)$$

с достоверностью аппроксимации  $R^2 = 0,98$ . Связь малоактивна: при изменении аргумента на порядок величина длина зоны горения прирастает всего на 2 - 3 единицы. Таким образом, регулировка длины зона горения, а значит – и эффективности процесса ПГУ, изменением расходом окислителя, подаваемого компрессором к очагу горения, является слабым средством: значительно увеличить длину зоны горения угольного пласта в процессе ПГУ путем наращивания подачи окислителя не получится.

По результатам численного моделирования можно сделать вывод о том, что из рассмотренных параметров только геологический фактор (мощность пласта) играет существенную роль в повышении технической (теплота сгорания генераторного газа) и экономической (увеличение расстояния между скважинами ПГУ) эффективности процесса ПГУ.

Сечение канала горения оказывает обратный эффект на длину зоны горения в канале угольного пласта (рис. 2.9): с увеличением пространства пропуска окислителя в поперечном сечении огневого канала длина зоны горения уменьшается по зависимости



**Рисунок 2.9 - Влияние площади поперечного сечения огневого канала  $S$  на длину зоны горения  $l_2$  в нём**

$$l_2 = 8,155 \cdot S^{(-0,077)} \quad (2.24)$$

с достоверностью аппроксимации  $R^2 = 0,99$ .

Полученные данные интересны тем, что демонстрируют изменчивость зоны горения в огневом канале угольного пласта по мере подвигания огневого забоя в сторону массива. При этом в поперечном сечении канала ширина выработанного пространства будет увеличиваться и в соответствии с (2.24) длина зоны горения будет уменьшаться. После увеличения ширины выработанного пространства на шаг обрушения и обрушения кровли длина зоны горения вновь приобретает свою начальную длину. В результате во время процесса ПГУ длина зоны горения будет пульсировать в зависимости от ширины выработанного пространства и значит – будет пульсировать качество генераторного газа. При известном шаге обрушения и наличии данных по количеству полученного генераторного газа с известной теплотой сгорания по полученной зависимости можно прогнозировать время таких пульсаций и применять средства стабилизации качества генераторного газа перед его поступлением в электрогенерирующую установку.

Таким образом, разработана методика проектирования (выбора) длины канала горения от геологических (мощность пласта, шаг обрушения кровли) и технологического (расход окислителя) факторов.

## 2.6 Расчёт длины зоны горения в канале газификации

В процессе подземной газификации вначале создают канал горения путём сбойки между воздухоподающей и продуктивной скважинами. Как правило, геометрию канала, предназначенного для подземной газификации угольного пласта (его длину  $l_k$ , длину газификационной панели), задают путём бурения указанных скважин. После воспламенения угля в канале формируется длина зоны горения канала  $l_z$ . В теории газификации считается, что величины  $l_k$  и  $l_z$  могут быть не равны друг другу. Поэтому важно ещё в проекте рассчитать длину зоны горения, чтобы синхронизировать с ней длину канала.

Длину зоны горения в канале прямоугольной формы (эта форма точно не соответствует форме выработанного пространства канале газификации, но наиболее близка к нему) определяют [30] следующим образом

$$l_r = A \cdot d \cdot Re^n \quad (2.25)$$

$$l_r = B \cdot d^n \cdot Re^c \quad (2.26)$$

где  $A$ ,  $B$ ,  $n$ ,  $c$  – эмпирические параметры;  $d$  – эквивалентный диаметр канала,  $d = 4S/P$ ;  $S$  – сечением канала,  $m^2$ ;  $P$  – периметр канал, м;  $Re = v \cdot d / \lambda$  – число Рейнольдса;  $v$ ,  $\lambda$  – соответственно скорость (м/с) и кинематическая вязкость ( $m^2/c$ ) потока газовой смеси в канале;  $n = 2,86 \cdot a / (2a + b)$ ;  $a$ ,  $b$  – соответственно средние высота и ширина угольного канала, м. В табл. 2.4 приведены численные значения коэффициентов для расчёта длины зоны горения в канале прямоугольной формы.

Таблица 2.4 - Варианты расчёта длины зоны горения в канале газификации

Значения параметров уравнения		Автор
A	B	
38	0,16	Гольденберг С.А.
5	0,16	Крейнин Е.В.
7,5	0,21	Сыромятников Н.И.
12,5	0,25	Цуканова О.А.
25	0,20	Чуханов З.Ф
19	0,25	Широков М.Ф. и др.

По Гольденбергу С.А.  $n = 16$ ,  $c = 0,14$ . Энергетическая мощность канала горения в угольном пласте  $N_{к.з.}$  (кВт) может быть выражена через массовый расход угля при сгорании  $M_{к.з.}$  (кг/с) и теплоту его сгорания  $Q_y$  (кДж/кг)

$$N_{к.з.} = \eta \cdot M_{к.з.} \cdot Q_y, \quad (2.27)$$

где  $\eta$  – КПД канала, учитывающий теплопотери во вмещающие породы. Тогда после приведения коэффициентов и размерностей к единой системе получаем выражение для расчёта длины зоны горения в канале прямоугольной формы

$$l_{г} = B \cdot d^n \cdot \left( \frac{741,9 \cdot N_{к.з.} \cdot V_{г}^0 \cdot T_{г}}{(a+b) \cdot \lambda \cdot P_{г} \cdot Q_y} \right) \quad (2.28)$$

где  $V_{г}^0$  – выход газов при сгорании 1 кг угля, м<sup>3</sup>/кг;  $T_{г}$  – средняя температура продуктов сгорания в канале, К;  $P_{г}$  – давление газовой смеси в канале, Па. Подставляя в (2.4) значения физических параметров  $B = 0,16$ ,  $d = 1$  м,  $N_{к.з.} = 100$  МВт,  $V_{г}^0 = 3$  м<sup>3</sup>/кг,  $T_{г} = 1373$  К,  $a = 1$  м,  $b = 1$  м,  $\lambda = 0,1625$  м<sup>2</sup>/с,  $P_{г} = 101325$  Па,  $Q_y = 20000$  кДж/кг, получим  $l_{г} = 74,3$  м.

Таким образом, при мощности угольного пласта 1 м, размерах поперечного сечения огневого канала 1 м<sup>2</sup>, и требуемой тепловой мощности на выходе из канала равной 100 МВт аналитическое моделирование даёт, как результат, необходимую длину зоны горения такого пласта более 70 м. Физически это значение оправдано: огромная тепловая мощность зоны горения должна быть продуцирована (стимулирована) значительной длиной зоны горения.

В условиях подземной газификации угольного пласта параметры канала горения во времени меняются, основном – по ширине канала.

После очередного обрушения кровли вслед за выгоранием огневого забоя по углю канал может уменьшиться по ширине до нескольких сантиметров. В процессе газификации пласта огневой угольный забой удаляется от завальной стенки обрушенной кровли и ширина огневого забоя постепенно увеличивается до величины, равной шагу обрушения кровли, т.е. до максимального пролёта.

В этом случае, в соответствии с (2.28) расчётная длина канала горения должна уменьшаться до 25-35 м. Причём, по длине огневого забоя величина максимального пролёта может колебаться, что отражается на выходной тепловой мощности огневого канала.

На практике же мы имеем длину канала горения не более 25 - 30 м – например, опыт Ангренской станции ПГУ.

Учитывая эти колебания – изменяющуюся во времени ширину канала горения и неравномерность ширины канала по длине огневого забоя – следует ввести в уравнение коэффициент колебания тепловой мощности огневого канала горения на уровне 1,4 – 1,6.

Учёт коэффициента неравномерности тепловой мощности огневого канала даёт ещё увеличение его длины.

Следовательно, при проектировании ЛУГЭК-ПГУ зависимость для определения оптимальной длины огневого забоя (2.4) может быть достаточно надёжно использована при проектировании участков ПГУ с корректирующим коэффициентом  $l_{\Gamma} = (25-35) \times (1,4-1,6) = (35-56)$  м. Указанные значения могут служить базой принятия решений по размерам сетки скважин ПГУ.

## ВЫВОДЫ

1 Полезные ископаемые, используемые в качестве топливного ресурса, преобладают в первичном использовании для производства энергии во всем мире. Их потребление составляет 80% всех энергоресурсов, а в последующие 10 лет доля угля вырастет до 81%. Уголь максимально стратегически насыщенный и географически широко распространённый на земном шаре вид ископаемых топлив.

2 Анализ химического механизма газификации угля позволяет сделать вывод о возможности образования синтез – газа (смесь водорода с оксидом углерода и другими компонентами) за счёт регулирования температуры и давления процесса газификации, а также путём настройки дутья из воздуха, водяного пара и кислорода. Правильное сочетание этих компонентов в проекте позволяет получить газовое топливо с высокой теплотой сгорания.

3 На основе решения задачи распределения температуры в угольном пласте при горения стенки огневого забоя разработана методика расчета прогнозируемой температуры прогрева пласта, что позволяет оценить зону подготовки угольного массива к газификации с получением син-газа.

4 На основе математического моделирования процесса фильтрации окислителя в зоне канала огневого горения установлено, что при мощности угольного пласта более 40 см поток окислителя движется вдоль огневого забоя в ламинарном режиме, что способствует более интенсивному процессу газификации пласта. Это условие накладывает ограничение на условия применения технологии ЛУГЭК на весьма тонких пластах.

5 Установлены зависимости длины канала горения от мощности угольного пласта и расхода окислителя, что является методической базой проектирования процесса выработки газового топлива из угля.

6 Разработана рекомендация по расчёту длины канала горения в технологии ЛУГЭК-ПГУ.

# ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СЫРОГО ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА В ТЕХНОЛОГИИ ЛУГЭК

## 3.1 Классификация технологических схем ПГУ

За время разработки и внедрения способа подземной газификации угольных пластов, начиная с предложений Д.И. Менделеева (1898г.), У. Рамсея (1912г.) газифицировать угольный пласт через одиночную скважину и сотрудников Донецкого углехимического института на Горловской станции (1934г.) предложены многие варианты технологических схем этого процесса. [31, 32, 33, 73]

Обобщая имеющиеся на практике схемы ПГУ можно их классифицировать по определённым признакам (критериям): тип скважины ПГУ, способ проведения скважин, режим подачи окислителя в угольный пласт, вид подаваемого дутья количество газифицируемых пластов.

К *первому классификационному признаку* относятся скважины, буримые или с поверхности до угольного пласта, или из подземных горных выработок на газифицируемый угольный пласт, либо комбинация этих схем для газификации одного и того же пласта. На рис. 3.1. показаны эти три схемы расположения скважин ПГУ.

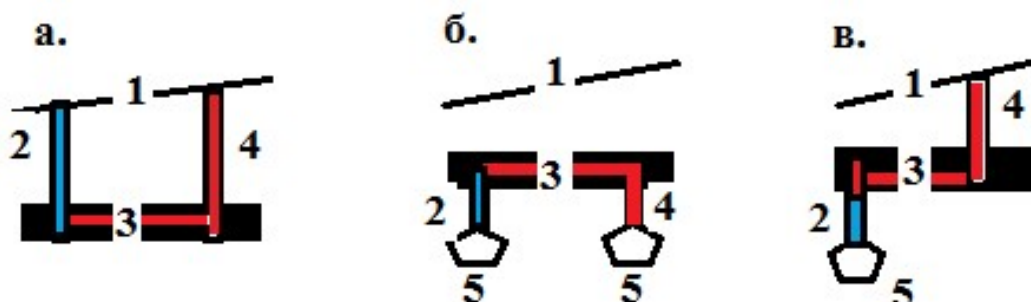


Рисунок 3.1 - Типы схем размещения скважин ПГУ в недрах:

а - поверхностная; б - подземная; в - смешанная;

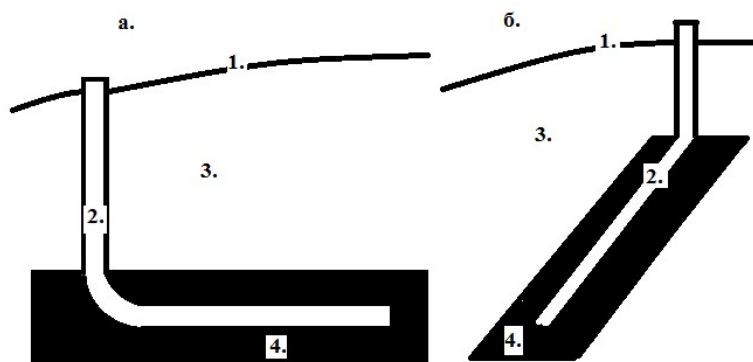
1-уровень земной поверхности; 2-дутьевая скважина; 3-огневой канал; 4-продуктивная скважина.

На практике, начиная с 30-х годов XX столетия в процессах подземной газификации угольных пластов использовали, в основном, схему «а». Но схемы «б» и «в» вполне могут быть использованы при их экономической эффективности и обеспечении безопасности работ в горных выработках. Такими случаями могут быть подземная газификация угольных пластов при разработке угленосной свиты, когда её часть извлекается с применением традиционных технологий, а пласты, не подлежащие выемке традиционными технологиями, отрабатывают по схеме ПГУ или подземная газификация угольных пластов при невозможности бурения поверхностных скважин до пласта вследствие обширной подработки кровельной толщи. Подчеркнём: использование той или иной схемы должно быть обосновано экономически, экологически и соблюдены нормы безопасности при эксплуатации газификационного комплекса.

В соответствии со *вторым классификационным признаком* дутьевые и продуктивные скважины могут быть пробурены как по угольным пластам, подлежащим ПГУ, так и по пустым породам. Известен опыт Лисичанской станции «Подземгаз» (1934 г.), на которой впервые было опробовано бурение обеих скважин ПГУ по круто-наклонному пласту и опробована поточная схема ПГУ. Однако, в чистом виде схема пластовых скважин является скорее исключением, чем правилом, т.к. редко встречаются угольные месторождения, пласты которого выходили бы на земную поверхность. На практике в одном стволе скважины ПГУ комбинируют вертикальное бурение с горизонтальным, наклонное с горизонтальным или вертикальное с наклонным. Распространены вертикально – горизонтальные и вертикально-наклонные типы скважин как по углю, так и по породе (рис. 3.2).

Комбинация наклонного ствола с наклонным его продолжением может быть использована в случае невозможности бурения на данном участке вертикальных скважин с поверхности из-за наличия рек, озёр, болот, жилых застроек и т.д.





**Рисунок 3.2 - Вертикально-горизонтальный (а) и вертикально-наклонный (б) тип скважин ПГУ:**

1-земная поверхность; 2-скважина ПГУ; 3-вмещающие породы; 4-угольный пласт для ПГУ.

*Режим подачи окислителя* в зону горения (нагнетание свежего в зону горения воздуха или отсос продуктивных газов из неё) является весьма важной составляющей всей технологии ПГУ. Достаточно сказать, что простая закачка компримированного воздуха показала, что такой процесс может обеспечить окислителем работу как окислительной, так и восстановительной зоны огневого канала, а значит – выработку горючих компонентов (метана, водорода и монооксида углерода) в составе генераторного газа. Кроме того, компрессорное нагнетание воздуха в зону ПГУ создаёт условия регулировки расхода окислителя, что важно для обеспечения реакции диоксида углерода с кислородом для выработки горючего монооксида кислорода. Напротив, отсос продуктивных газов и соответственно поступление свежего воздуха в зону горения приводит к увеличению коэффициента избытка кислорода в воздушной струе, поступающей в канал горения угля, и к полной её реакции с углём с образованием балласта ПГУ – диоксида углерода.

В конце XX века в Кузбассе была апробирована совместная схема подачи окислителя в зону горения, что увеличило эффективность ПГУ. В этом случае отсос продуктивных газов играет больше аэродинамическую роль в процессе ПГУ, позволяя направленно отводить поток генераторного газа без потерь его тепла в выработанное пространство и окружающие горные породы. Однако, в этом процессе очень важна тонкая настройка расхода окислителя, чтобы можно

было обеспечивать протекание восстановительной кислородно-углеродной реакции в подземном генераторе.

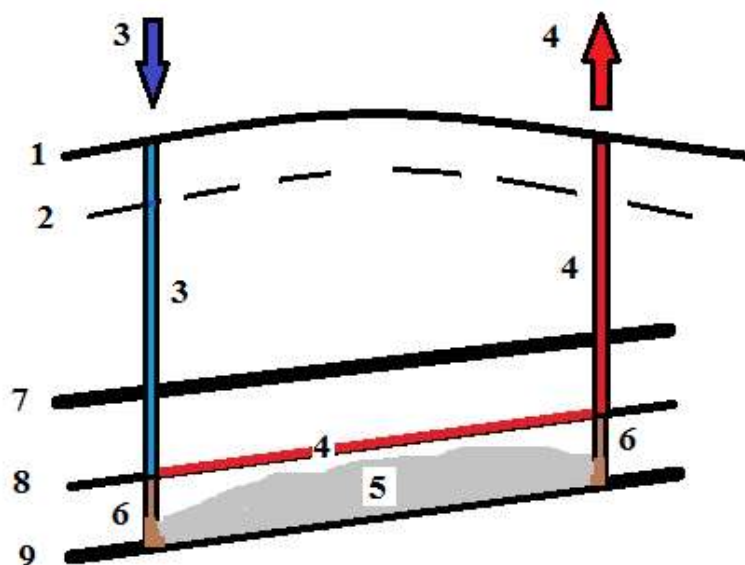
*Вид подаваемого дутья* также широко варьируется в промышленных испытаниях технологии ПГУ. Достаточно сказать, что закачка в угольный пласт сжатого воздуха позволяет выработать только низкокалорийный газ с теплотой сгорания до 4 МДж/м<sup>3</sup>. Такой газ называют воздушным. Состав генераторного газа при использовании в технологии ПГУ воздушного дутья обычно представлен следующими компонентами (%): 12,0÷15,3 - CO<sub>2</sub>; 10,0÷14,0 - CO; 12,1÷16,2 - H<sub>2</sub>; 2,0÷4,0% - CH<sub>4</sub>; 0,1÷0,7% - C<sub>m</sub>H<sub>n</sub>; 0,2% O<sub>2</sub>; 55,0÷60,0 - N<sub>2</sub>; 0,01÷0,06 - H<sub>2</sub>S. Этот генераторный газ имеет теплоту сгорания 4÷4,5 МДж/м<sup>3</sup> и пригоден для использования в газотурбинных установках, либо котельных или ТЭЦ.

Кислородная схема позволяет уменьшить потери энергии на прогон азота по системе каналов ПГУ, но является более затратной по сравнению с воздушной схемой за счёт затрат на выработку кислорода. Такой газ называют оксидным и состоит он, в основном, из водорода и монооксида углерода (примерно 50/50%). Теплота его сгорания составляет до 12 МДж/м<sup>3</sup>.

При использовании парокислородного дутья состав генераторного газа изменяется в сторону увеличения выхода горючих компонентов: CO - 35,0%; H<sub>2</sub> - 50,0%; CH<sub>4</sub> - 7,5%; C<sub>m</sub>H<sub>n</sub> - 1,2%; O<sub>2</sub> - 0,3%; N<sub>2</sub> - 5,0%. Это может быть водяной или полуводяной газ. Такая схема ПГУ позволяет вырабатывать генераторный газ с теплотворной способностью 7-12 МДж/м<sup>3</sup>, что значительно увеличивает энергетическую эффективность ПГУ.

*По количеству газифицируемых пластов в свите* способы ПГУ делятся на монопластовые, когда только один угольный пласт газифицируется через поверхностные скважины, и многопластовые, которые служат для огневой отработки по крайней мере двух угольных пластов из всей свиты (рис. 3.3). В принципе, при многопластовой схеме могут быть последовательно отработаны все принятые для газификации угольные пласты в данной свите. В этом случае, в технологии ПГУ для свиты пластов должны быть приняты защитные и

регулирующие меры по изоляции отработанных (выгазованных) пластов и исключении их отрицательного влияния на качество вырабатываемой генераторной смеси из соседних пластов и экологию угленосного региона.



**Рисунок 3.3 - Схема многопластовой подземной газификации свиты угольных пластов:**  
 1- уровень земной поверхности; 2 – граница четвертичных отложений; 3 – поток свежего воздуха по воздухоподающей скважине; 4 – огневой забой для газификации пласта 8 и исходящий поток генераторных газов; 5 – выгазованная (отработанная) зона пласта 9; 6 – изоляционные перемычки выгазованного пласта 9; 7 – пласт, предназначенный для будущей ПГУ; 8 – газифицируемый пласт.

Таким образом, классификацию технологических схем подземной газификации угольных пластов можно представить табл. 3.1.

Таблица 3.1 - Классификация схем подземной газификации угольных пластов

№№ п/п	Классификационный признак	Технологическая схема
1.	Тип скважин газификации	Поверхностная Подземная Смешанная
2.	Способ проведения скважин	Пластовая Породная Комбинированная
3.	Режим подачи окислителя в огневой забой	Нагнетательная Вытяжная Совместная
4.	Вид дутья через скважины	Воздушная Кислородная Паро-кислородная
5.	Количество газифицируемых угольных пластов	Монопластовая Многопластовая

Выбор технологической схемы ПГУ в конкретных экономических и геологических условиях зависит от:

- Цели использования процесса ПГУ;
- Горно-геологических условий используемого участка и качественных характеристик пластов угольного месторождения;
- Требуемой энергетической эффективности и технических характеристик газового топлива, вырабатываемого из угольного пласта в процессе ПГУ;
- Требуемого соблюдения экологических норм при выработке газового топлива.

В значительной степени выбор этих условий определяется длиной канала горения в угольном пласте. Рассмотрим факторы, влияющие на определение длины канала в процессе подземной газификации угля, а значит и – на расстояние между воздухоподающей и продуктивной скважинами ПГУ.

Как аргумент в пользу тесной связи длины канала горения и расстояния между скважинами ПГУ можно сформулировать следующее. Если длина канала горения угля в канале конечна, т.е. равна  $l_{к.г.}$ , то это означает, что за её пределами в канале не может иметь место окислительная реакция углерода и соответственно – образование диоксида углерода, без которого в свою очередь невозможно восстановительная реакция диоксида углерода до горючего компонента монооксида углерода. В такой зоне произойдёт снижение температуры угольной реакционной поверхности, что приведёт к изменению качественного состава генераторного газа в сторону потери его теплоты сгорания.

Поэтому теоретически следует проектировать такое расстояние между воздухоподающей (кислородоподающей) и продуктивной скважинами, чтобы оно соответствовало длине канала горения. Только в этом случае появляется возможность поддерживать процесс ПГУ на уровне, обеспечивающем выработку генераторного газа заданного качества.

### 3.2 Оптимизация длины огневого забоя в канале ПГУ

Оценке оптимальной длины огневого забоя ПГУ посвящено несколько работ (Г.А. Янченко, Донецкий углехимический институт, 1934 и др.). По данным института «Донуглехим» на рис. 3.4. показано распределение концентраций компонентов генераторного газа по длине 100-метрового канала горения в подземном газогенераторе.

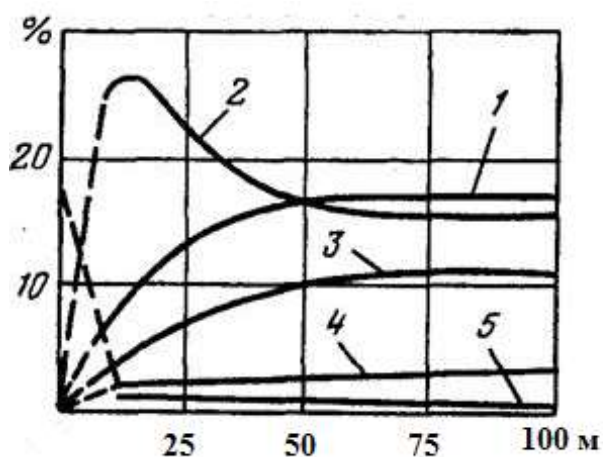


Рисунок 3.4 - Изменение состава газа в канале подземного газогенератора (%): водород (1), окись углерода (2), диоксид углерода (3), метан (4) и кислород (5)

Опыты проводили на воздушном дутье с получением энергетического газа. Энергетический газ подземной газификации содержит горючие компоненты - водород, окись углерода и летучие продукты, которые условно принимаются за метан. Кроме того, в нем в незначительных количествах содержатся сероводород, непредельные углеводороды, аргон и др. Негорючие газы представлены кислородом (до 0,2%), двуокисью углерода (до 20-22%) и азотом. Концентрация последнего особенно значительна при ведении процесса на воздушном дутье и резко сокращается при обогащении дутья кислородом.

Данные позволяют сделать вывод о том, что при подаче свежего воздуха в канал горения угольного пласта 87-92% кислорода расходуется на первых 10-12 м, а на первых 25 м имеет место быстрое нарастание содержания водорода. На первых 50 м практически завершается прирост водорода и диоксида углерода, а содержание монооксида углерода стабилизируется. Эти данные

являются следствием реализации, по крайней мере, двух разнонаправленных химических углеводородных реакций – окислительной и восстановительной. Окислительная фаза завершается образованием диоксида углерода, восстановительная фаза генерирует горючий монооксид углерода. С точки зрения эффективности процесса ПГУ восстановительную фазу следует считать потенциально перспективной и стремиться к её активации.

Учитывая приведенные опытные данные, длина огневого канала более 50 м не приносит значительного выигрыша по фактору содержания горючих компонентов в генераторном газе. Практика ПГУ подтверждает наш вывод: длина канала горения обычно не превышает 40 м. Так, на Ангренской станции ПГУ (б. СССР) длина канала горения колебалась в интервале 24-30 м.

Согласно исследованиям [34] на длину зоны горения огневого канала влияют следующие факторы. После выгазовывания угольного пласта (подвигания огневого забоя) на определенную ширину в выработанном пространстве под влиянием горного давления начинается прогиб, а затем и обрушение пород кровли. Чем больше глубина залегания сжигаемого угольного пласта и его мощность, тем при меньшем шаге подвигания начинается обрушение кровли. Кроме того, под влиянием горного давления раздавливается верхняя часть термически подготовленного, а следовательно, и механически непрочного угольного пласта.

Согласно такой последовательности формирования канала установившаяся стадия газификации характеризуется процессом газообразования не только на реакционной поверхности внешнего огневого забоя и внутренних разветвленных трещин, но и частично в слое отвалившихся кусков угля и кокса. Периметр такого канала образован активной углеродной поверхностью. Стенки канала активно обнажаются только при мощности угольного пласта не менее 1 м.

С учетом приведенного механизма поведения канала газификации изменение концентрации кислорода по его длине удовлетворительно описывается

$$c_1 / c_0 = \frac{1}{[(1,4 \exp(\frac{0,56}{Re^{0,16}} \cdot \frac{l}{d}))]} \quad (3.1)$$

где  $C_0$ - начальная концентрация кислорода,  $C_1$ - концентрация кислорода в сечении, удаленном на расстояние  $l$ (м) от начала канала,  $d$ (м) - эквивалентный диаметра канала,  $Re$  - критерий Рейнольдса в канале. Длина кислородной зоны, в конце которой  $C_1/C_0 \approx 0,05$  при  $Re \geq 10^5$  и  $l/d \geq 10$ , получается равной

$$l_{oz} = 5 \cdot Re^{0,14} \cdot d, м \quad (3.2)$$

Для типичного канала газификации, имеющего по результатам вскрытия свободное сечение около  $0,5 \text{ м}^2$  и эквивалентный диаметр  $0,8 \text{ м}$ , длина кислородной зоны составляет  $25 \text{ м}$ . Фактическая длина кислородной зоны (согласно эксплуатационным данным динамики газообразования по длине канала) составляет  $15-25$ , т.е. совпадение достаточно удовлетворительное. По завершению расходования кислорода горячие газообразные продукты поступают в восстановительную зону, где протекают реакции восстановления диоксида углерода и водяного пара с углеродом до монооксида углерода. Если бы реакции восстановления протекали в диффузионной области, то длина восстановительной зоны была бы близка длине кислородной зоны.

Практически же температура на выходе из кислородной зоны на воздушном дутье не выше  $1600-1800^\circ\text{C}$ . При такой температуре область реагирования далека от диффузионной. Поэтому длина восстановительной зоны, как показали аналитические исследования, в  $1,5-2$  раза превышает длину кислородной зоны. Таким образом, длина общей зоны газификации (окислительная зона + восстановительная) составляет  $30-60 \text{ м}$ .

В работе С.А. Гольденберга экспериментально исследовано изменение содержания кислорода в цилиндрическом очаге горения угля по длине угольного канала горения в зависимости от температуры процесса (рис. 3.4, 3.5).

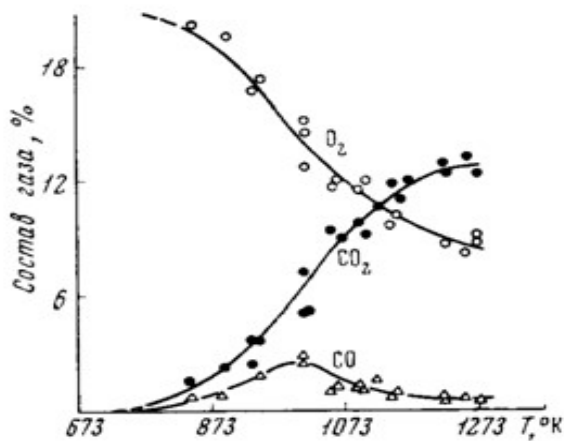


Рисунок 3.5 – Динамика газообразования в угольном канале.

Расход 140 л/мин;  $V = 11-35$  м/с;  
 $L=760$  мм;  $Re = 4120 - 5500$

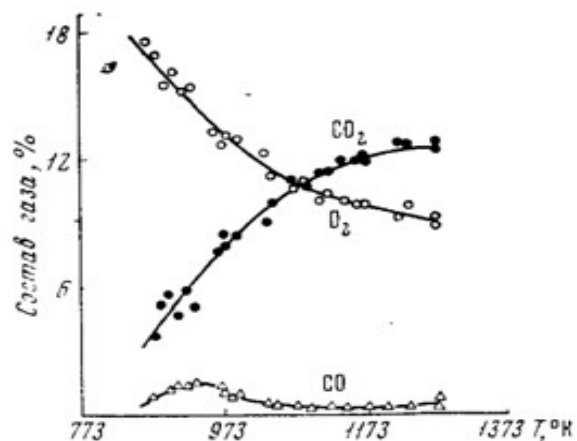


Рисунок 3.6 - Динамика газообразования в угольном канале.

Расход 587 л/мин;  $V = 83-145$  м/с;  
 $L=960$  мм;  $Re = 41000 - 21000$

Опытные данные убедительно говорят об интенсификации окислительной реакции по длине канала при повышении температуры процесса газификации. Отсюда можно сделать определённый вывод: технологическая схема ПГУ должна обеспечивать условия максимизации температуры в угольном канале ПГУ. Достигнутая фиксированная температура в канале достигала  $900 \div 1100$  °С. Этот термодинамический фактор является важным для получения качественного газового топлива в процессе ПГУ.

Анализ теплоты сгорания генераторного газа в зонах кислородного и/или паровоздушного дутья, и использование метода плавающей точки подачи кислорода в канал горения позволяют сделать вывод о том, что она может быть увеличена по сравнению с воздушным дутьем (теплота сгорания вырабатываемого генераторного газа около  $4 \text{ МДж/м}^3$ ) и достигать  $10 \div 12 \text{ МДж/м}^3$ . Последний метод получил в иностранной литературе название КРИП (L-CRIP или P-CRIP) [35]. Он осуществляется путём секционирования воздухоподающих канала или устройства и обеспечивает полноту реакции окисления в канале, а следовательно – повышение теплоты сгорания сырого генераторного газа. В отечественной литературе также известен метод плавающей точки подачи окислителя по воздухоподающей скважине (Е.В. Крейнин и др.).

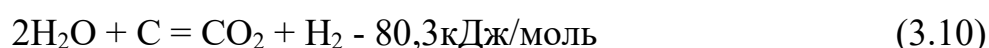


### 3.3 Исследование рационального расстояния между скважинами ПГУ

Под процессом газификации твердого топлива принято понимать сложный термохимический процесс превращения твердого топлива в газообразное. При этом горение и газификацию следует рассматривать как единый процесс, что в первую очередь подтверждается общностью протекания при этих процессах химических превращений. В процессе газификации угля, будь это его слой или канал, можно выделить две основные стадии. Первая - стадия окислительного процесса или горения угля и термического разложения, при которой из угля выделяются влага и летучие парогазовые вещества (в частности – диоксид углерода, как продукт окислительной реакции), и остается коксовый остаток, горючую часть которого составляет углерод. Вторая - стадия газификации, при которой, во-первых, углерод коксового остатка с помощью свободного или связанного кислорода превращается в горючие газы, и, во-вторых, эти газы взаимодействуют с кислородом и водяным паром. Именно эта стадия газообразования является главной, определяющей состав генераторного газа подземной газификации. При газификации угля в канале газообразование происходит по тем же химическим реакциям, что и в обычном наземном слоевом генераторе: реакции горения углерода, водорода, окиси углерода и метана



реакция восстановления двуокиси углерода и водяного пара



другие реакции



Однако, в отличие от газификации угля в наземных установках при подземной газификации проявляется ряд особенностей: отсутствует движение топлива, выгорание угля происходит за счет перемещения зоны горения, вместе с которой перемещаются и другие зоны газификации (зона восстановительных реакций, зона сухой перегонки и подсушки угля или транспортировки газа). По мере выгазования угольного пласта под действием горного давления происходит сдвиг пород кровли и заполнение ими выгазованного пространства. Благодаря этому размеры и структура каналов газификации остаются неизменными лишь определенное время, что обуславливает постоянство состава газа именно в этот период времени, но впоследствии вызывает дополнительные затраты тепла на нагрев пород и приводит к образованию обводных потоков дутья, дожигаящих горючие компоненты газа.

Далее, в канале отсутствуют газонепроницаемые стенки, поэтому в процессе газообразования участвуют не только влага угля, но и влага вмещающих пород и, если они есть, гравитационные подземные воды. Реакционный канал непосредственно граничит с массой угля, подлежащей газификации, что приводит к его термической подготовке. Обычно расстояние между скважинами в угольном пласте во много раз превышает необходимую длину канала реагирования.

Состав и теплота сгорания получаемого газа зависят как от вида подаваемого на газификацию дутья и качества угля, так и от геологических условий залегания угольного пласта.

Теоретически теплота сгорания газа при газификации углерода на воздушном дутье не может быть более 4,4 МДж/м<sup>3</sup>. Однако, благодаря тому, что в процессе участвует определенное количество водяных паров и разлагается органическая масса угля, теплота сгорания газа подземной газификации на воздушном дутье может достигать 4,6-5,0 МДж/м<sup>3</sup>. При

применении дутья, обогащенного кислородом (концентрация кислорода 65 %), теплота сгорания газа достигает 6,3-6,7 МДж/м<sup>3</sup> и более.

Отношение CO<sub>2</sub>/CO в первичных продуктах зависит от кинетических и гидродинамических условий горения углерода и имеет существенное значение не только для газообразования, но и для интенсивности расходования кислорода и, следовательно, протяженности кислородной зоны. Отношение CO/CO<sub>2</sub> существенно изменяет интенсивность выгорания углерода, так как в случае реакции (3.4) углерода выгорает в два раза больше, чем в случае реакции (3.3). Из-за различия экзотермических эффектов этих реакций изменяется тепловой баланс процесса или температурный режим горения углерода со всеми вытекающими отсюда последствиями.

В работах Г.А. Янченко приведены результаты исследований, связанных с оценкой энергетической (тепловой) мощности огневого канала в зависимости от его длины [36]. Приводится, в частности, формула для расчёта длины канала прямоугольного горения, близкого по форме к огневому забою, где имеются угольная стенка с одной стороны и обрушенные породы с другой стороны, а также примерно параллельные кровля и почва угольного пласта, от гидродинамических характеристик потока окислителя (3.14).

$$l_r = A \cdot d \cdot Re^{0.14}, \text{ м} \quad (3.14)$$

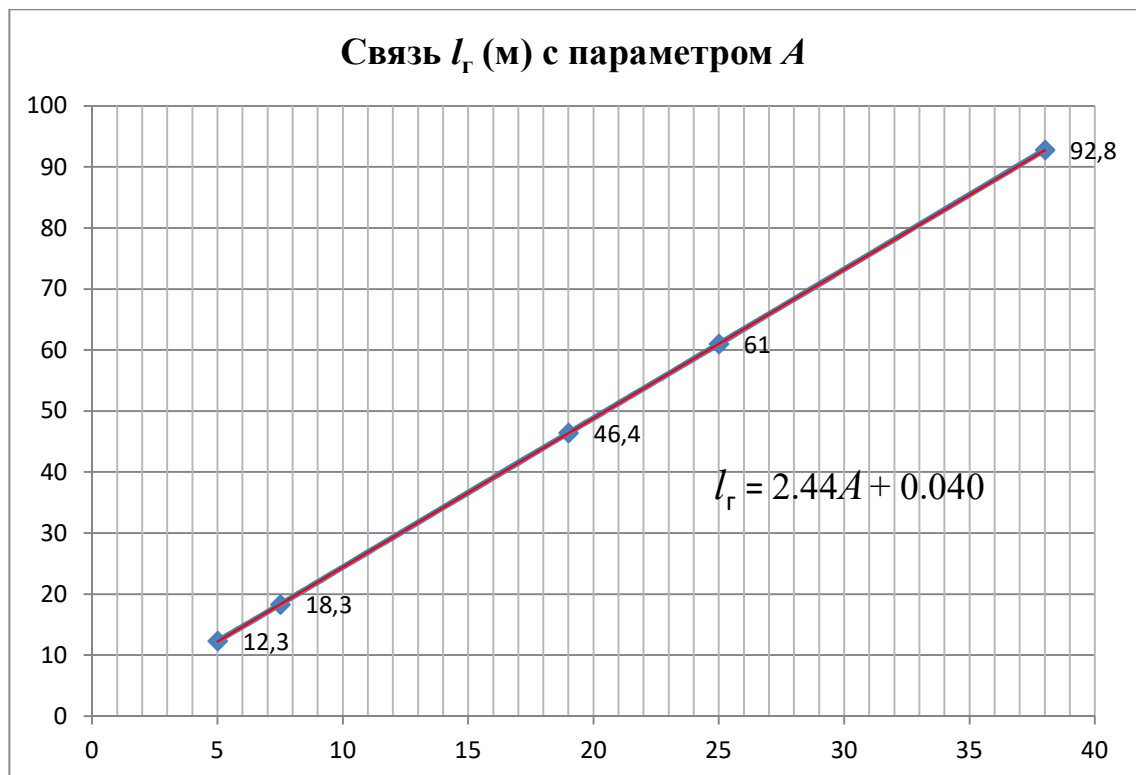
где  $A$  – эмпирический коэффициент, определяющий влияние горно-геологических условий на длину канала. По данным Чуханова З.Ф., Цухановой О.А., Гольденберга С.А., Широкова М.Ф., Сыромятникова Н.И. и Крейнина Е.В. он изменяется от  $A=5$  до  $A=38$ ;  $d$ - эквивалентный диаметр канала горения в пласте, м;  $d = 4S/P$ ;  $\eta$ - динамическая вязкость газовой смеси, Па·с;  $S$  – сечение канала горения, м<sup>2</sup>;  $P$  – периметр канала, м;  $Re$  – число Рейнольдса,  $Re = \rho \cdot v \cdot d / \eta$ ,  $\rho$ -плотность смеси генераторного газа, кг/м<sup>3</sup>;  $v$ - средняя скорость движения струи газовой смеси в канале, м/с; Средняя плотность генераторной смеси рассчитана, исходя из температуры 1100 °С и состава смеси 15% CO, 17% H<sub>2</sub>, 13% CO<sub>2</sub>, 3%O<sub>2</sub> и 48% N<sub>2</sub> и равна 0,2327 кг/м<sup>3</sup>. Средняя

динамическая вязкость генераторной смеси принята по справочным данным и составила  $146,5 \cdot 10^{-6} \text{Па} \cdot \text{с}$ . Для численного моделирования длины канала горения приняты следующие допущения: скорость потока газовой смеси в канале  $v = 1 \text{м/с}$ , эквивалентный диаметр канала горения равен  $0,667 \text{м}$ .

Учитывая разброс значений эмпирического коэффициента  $A$  у разных исследователей, связанный в первую очередь с различными длинами каналов горения. Для обобщения значений этой величины коэффициента  $A$  построена зависимость  $l_r = f(A)$ . Полученная зависимость представлена в табл. 3.2 и рис. 3.7.

Таблица 3.2 - Связь расчётной длины горения в канале ПГУ от эмпирического показателя  $A$

$A$	5	7,5	19	25	38
$l_r, \text{м}$	12,2	18,3	46,4	61,0	92,8



**Рисунок 3.7 - Влияние величины эмпирического параметра  $A$  на длину канала горения в процессе ПГУ**

Как можно видеть, прослеживается довольно устойчивая тенденция к прямо пропорциональному изменению обоих параметров: увеличение эмпирического коэффициента отражается на примерно пропорциональном росте длины зоны горения, что объяснимо из формулы (3.14).

Этот факт говорит о том, что опытные данные экспериментов с варьированием длины зоны горения имели достаточно тесную сходимость. Поэтому при проектировании предприятий ПГУ следует, на наш взгляд, придерживаться средних значений этого коэффициента  $A = 10 - 18$ , т.е. длины канала горения 25 – 45 м.

Действительно, анализ опытных данных показывает, что суммарная длина окислительной и восстановительной зон, т.е. планируемое расстояние между воздухоподающей и продуктивной скважинами, не следует принимать более чем на 50 - 60 м.

Точное определение мест заложения скважин ПГУ следует определять экспериментально для данного угольного пласта или на основе моделирования процесса горения конкретного пласта.

Этим решением заложено основание для использования численного значения эмпирического параметра  $A$  в уравнении (3.14), что имеет важное значение при проектировании ЛУГЭК-ПГУ.

### **3.4 Схема скважин ПГУ для получения генераторного газа средней теплоты сгорания**

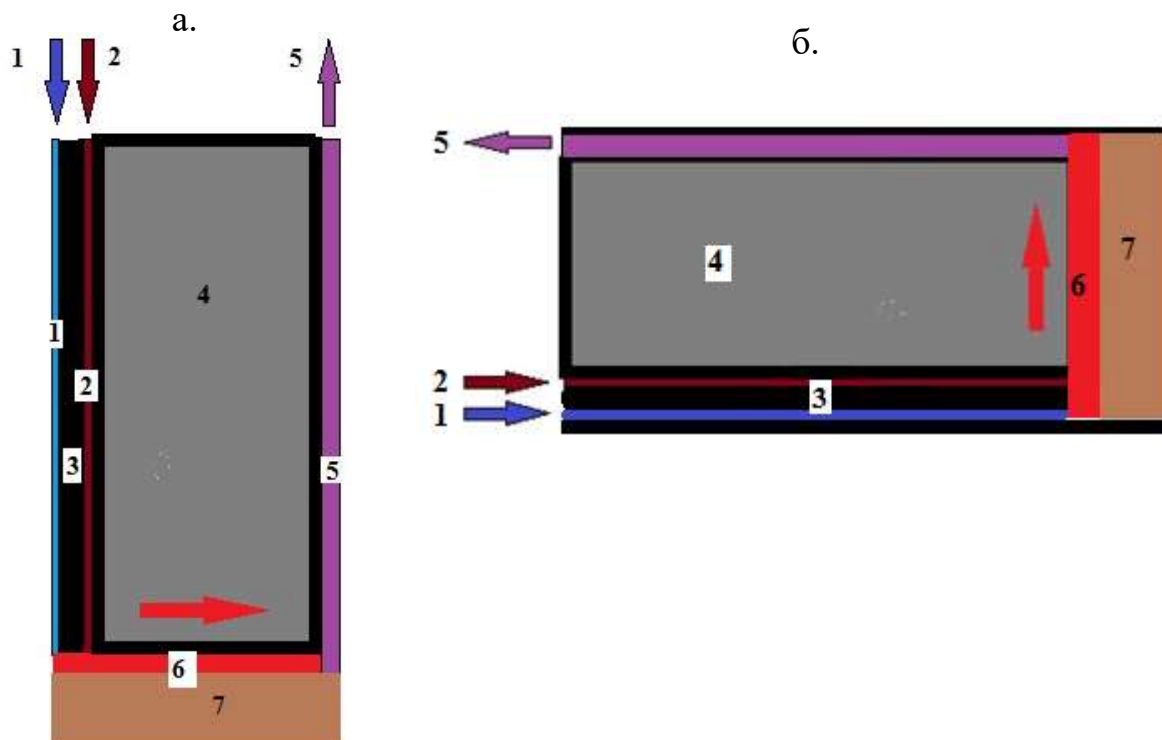
Выработка генераторного газа высокой теплоты сгорания (более 20 МДж/м<sup>3</sup>) связана с высокими параметрами процесса газификации, которые в подземных условиях в настоящее время не могут быть достигнуты. В процессе газификации угольного пласта обычно получают генераторный газ низкой калорийности (4÷8 МДж/м<sup>3</sup>). Учитывая, что в концепции ЛУГЭК предусмотрено использование генераторного газа ПГУ в качестве газового топлива в парогазовых установках комбинированного цикла (ПГУКЦ), это газовое топливо должно иметь среднюю теплоту сгорания.

Следует также иметь в виду, что газовое топливо в этих случаях должно быть подготовлено по ГОСТ 21199-82 и соответствовать требованиям ГОСТ 23194-83. В настоящей работе для получения газового топлива предлагается использовать процесс ПГУ на парокислородном дутье и новые схемы подачи окислителя в огневой забой (рис.3.8.)

Схемы отличаются от предложенной ранее и распространенной ныне схемы поточной газификации угольного пласта наличием самостоятельного канала для подачи с поверхности в угольный пласт водяного пара помимо воздухоподающего и продуктивного каналов.

Увеличивая расходы на буровые работы, это позволяет стабилизировать параметры подачи как окислителя (расход, содержание кислорода и его температуру), так и пара (его расход, степень перегрева, температуру), а также их соотношение.

Такое разделение потоков, поступающих к огневой забой, повышает надежность и управляемость процесса подземной газификации пласта, что позволяет вырабатывать более качественное газовое топливо. За счёт повышения его качества увеличивается энергоэффективность горно-энергетического комплекса ЛУГЭК и могут быть снижены дополнительные издержки производства.



**Рисунок 3.8 - Схемы парокислородной ПГУ:**

а - по восстанию, б - по простиранию; 1-подача окислителя(воздуха, кислорода); 2-подача пара; 3-угольный целлик между подающими скважинами; 4 - угольный пласт, подлежащий газификации; 5-продуктивная скважина с газовым топливом; 6-огневой забой - канал горения угольного пласта; 7-выработанное пространство с обрушенной кровлей.

Как видно из рис. 3.8, движение огневого забоя по мере выработки угольного пласта может быть по восстанию (рис. 3.8а) или по простиранию (рис. 3.8б). Вариант движения забоя по падению пласта в работе не рассматривается вследствие возможного поступления подземных вод из выработанного пространства в забой и его подтопления. Отличие варианта «а» от варианта «б» заключается в том, что первый работает более стабильно в отношении аэродинамических условий, а второй имеет дополнительную тягу газового потока по забою из-за разности отметок воздухоподающего и продуктивного горизонтов, что приводит к увеличению расхода окислителя в огневом забое. По данным некоторых экспериментальных исследований [37] увеличение подаваемого расхода окислителя ведёт к снижению теплоты сгорания генераторного газа, т.к. в исследованиях в составе газа наблюдалось более высокое содержание азота и диоксида углерода. Здесь важно отметить,

что расход окислителя при парокислородном дутье рекомендуется осуществлять с коэффициентом избытка не более 0,5. Значит процесс настройки параметров дутья должен быть стабилен и не подвержен внешним колебаниям. Поэтому учитывая, что дополнительная тяга снижает качество вырабатываемого топлива и приводит к снижению энергетической эффективности ПГУ, вариант огневой отработки столба по простиранию (рис. 3.8б) в работе не рассматривается.

Рассчитать величину дополнительной тяги достаточно сложно вследствие неопределенности разницы температур генераторной смеси на входе и выходе из огневого забоя, так как она зависит от степени равномерности газификации угля как по мощности пласта, так и по длине канала горения. Однако, можно оценить влияние дополнительной тяги на повышение теплоты сгорания получаемого генераторного газа и составить экономико -математическую модель, на основе которой выявить более экономически целесообразный вариант.

При использовании парокислородного дутья в составе генераторного газа преобладают горючие газовые компоненты, увеличивается выход оксида углерода и водорода. Коэффициент избытка воздуха принимается равным 0,5. Содержание горючих компонентов в среднем можно оценить следующим образом (табл. 3.3)

Таблица 3.3 - Характеристика генераторного газа ПГУ (ГГ) средней теплоты сгорания

Компонент ГГ	CO	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	Теплота сгорания ГГ, МДж/м <sup>3</sup>
%%	35	50	7,5	1,2	0,3	5	11-12

В работе [38] установлено, что расход кислородного дутья рассчитывается по расходу вырабатываемого генераторного газа (рис. 3.8). Связь имеет вид

$$q_k = -70 + 0,167q_{ГГ} \quad (3.15)$$



где  $q_k$  – объёмный расход дутьевого кислорода,  $\text{нм}^3/\text{час}$ ,  $q_{\text{ГГ}}$  – объёмный расход генераторного газа,  $\text{нм}^3/\text{час}$ .

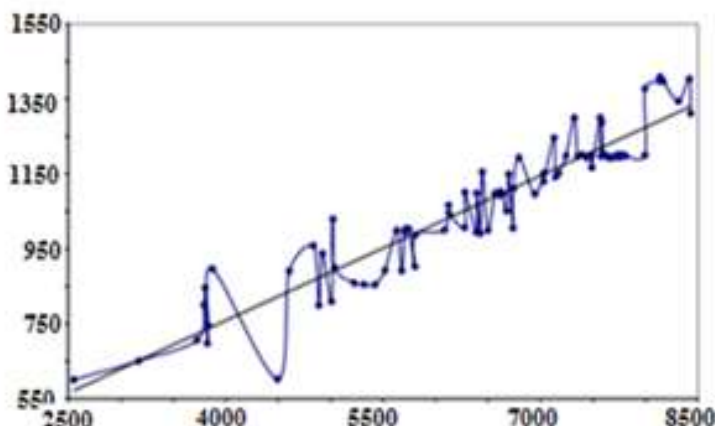


Рисунок 3.9 – Связь расхода кислорода с расходом генераторного газа

Для оценки технической эффективности подачи (дутья) кислорода вводится коэффициент эффективности газификации  $K_1$ , означающий отношение массовый расход пара  $q_{\text{п}}$  (т/час) к объёмному расходу технического (95%-ого) кислорода  $q_k$  ( $\text{нм}^3/\text{час}$ )

$$K_1 = q_{\text{п}} / q_k \quad (3.16)$$

Функция, связывающая удельный расход кислорода  $\omega_k$  ( $\text{нм}^3/1000\text{нм}^3$  генераторного газа) и коэффициент эффективности  $K_1$  выражается формулой (3.17) и рис. (3.9)

$$\omega_k = 170 - 90K_1 + 10K_1^2 \quad (3.17)$$

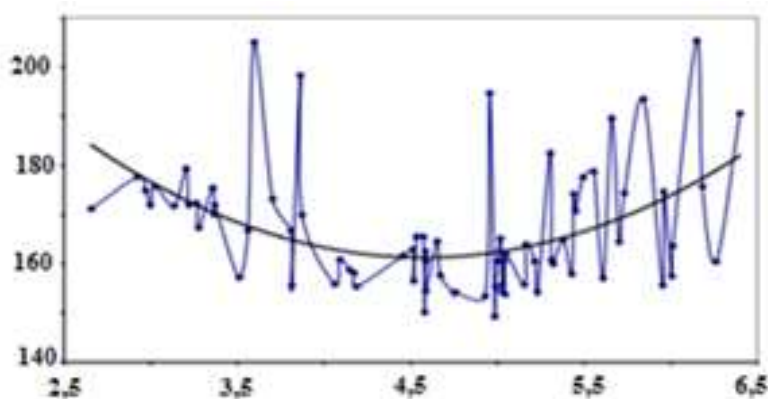


Рисунок 3.10 - Зависимость удельного расхода кислорода при ПГУ от коэффициента  $K_1$

Температура парового дутья в начале канала горения (по ходу парокислородной струи) должна быть равна не менее  $T_{к.г.} > 610$  К. Таким образом, температура выработки пара на поверхности определяется температурой газовой смеси в канале горения  $T_{к.г.}$  плюс потери тепла в канале подведения пара к этому каналу  $\Delta T_{п}$ , т.е. – в пароподающем канале.

Потери тепла при движении пара по скважине рассчитывается по формулам

$$Q_{п} = b \cdot L_{скв} \cdot q_{пор}, q_{пор} = 3,14 \cdot k \cdot (\Delta T_{п}), \quad (3.18)$$

где  $Q_{п}$  – потери тепла, Вт;  $b$  – коэффициент неравномерности, учитывающий различие тепловых характеристик пород по длине скважины и теплопотери в поверхностном коллекторе;  $L_{скв}$  – длина пароподающей скважины, м;  $q$  – средние тепловые потери на одном метре длины скважины, Вт/м;  $k$  – средний по длине скважины коэффициент теплопередачи во вмещающие породы, Вт/(м·°С).

Зависимость (3.15-3.18) является методической основой расчета параметров дутья в проекте ЛУГЭК-ПГУ.

При эксплуатации ГТУ возникают дополнительные требования к качеству топлива, связанные с необходимостью предотвращения высокотемпературной коррозии на лопатках турбины. Поскольку механизм коррозии чаще всего реализуется через образование щелочных металлов, то ограничения, как правило, накладываются на суммарное содержание серы и щелочных металлов. В следующей таблице приведены нормы очистки топливного газа, применяемые фирмой General Electric для своих газовых турбин. Допустимое содержание компонентов в рабочем теле ГТУ: сера 0,05% (мольных) или не более количества, необходимого для оборудования сульфатов щелочных металлов с концентрацией 0,6 ppm; твердые частицы 0,0027 г/м<sup>3</sup>; ванадий < 0,03 ppm; Na + K 0,05%; Ca < 0,012 ppm; Pb < 0,012 ppm; Cu < 0,025 ppm; соединения азота < 500 ppm.

### 3.5 Исследование методов повышения теплоты сгорания вырабатываемого генераторного газа ПГУ

Выработка генераторного газа (ГГ) с заданной теплотой сгорания производится в канале подземной газификации угольного пласта. Этот процесс отличается от процесса наземной газификации кускового угля. Основные отличия, влияющие на качество генераторного газа следующие.

- Отсутствует движение топлива, выгорание угля происходит за счет перемещения зоны горения, вместе с которой перемещаются и другие зоны газификации - восстановительных реакций, сухой перегонки и подсушки угля или транспортировки газа; по мере выгазования угольного пласта происходит нагрев пород и образование обводных потоков дутья, дожигающих горючие компоненты газа.

- В процессе газообразования участвуют не только влага угля, но и влага вмещающих пород и подземные воды.

- Реакционный канал непосредственно граничит с массой угля, подлежащей газификации, что приводит к термоподготовке угольного пласта.

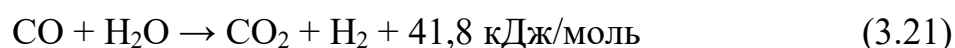
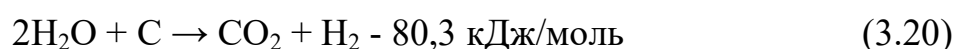
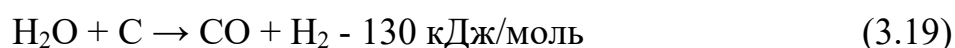
- Расстояние между скважинами в угольном пласте может быть больше или меньше необходимой длины зоны кислородного реагирования.

Состав и теплота сгорания получаемого газа зависят как от состава подаваемого на газификацию дутья и качества угля, так и от геологических условий залегания угольного пласта. Теоретически теплота сгорания газа при газификации углерода на воздушном дутье не может быть более 4,4 МДж/м<sup>3</sup>. Однако, благодаря тому, что в процессе участвует определенное количество водяных паров и разлагается органическая масса угля, теплота сгорания газа подземной газификации на воздушном дутье может достигать 4,6÷5,0 МДж/м<sup>3</sup>. При использовании дутья, обогащенного кислородом (концентрация кислорода 65 %), теплота сгорания газа достигает 6,3÷6,7 МДж/м<sup>3</sup>, а парокислородного дутья может возрасти до 14 МДж/м<sup>3</sup>.

Теплота сгорания во многом ГГ определяется наличием в продуктах подземной газификации диоксида углерода. Отношение  $\text{CO}_2/\text{CO}$  в первичных продуктах зависит от кинетических и гидродинамических условий горения углерода и имеет существенное значение не только для газообразования, но и для интенсивности расходования кислорода и, следовательно, протяженности кислородной зоны. Так, в случае реакции неполного окисления углерод выгорает в два раза больше, чем в случае реакции полного его окисления. Из-за различия экзотермических эффектов этих реакций изменяется тепловой баланс процесса или температурный режим горения углерода со всеми вытекающими отсюда последствиями.

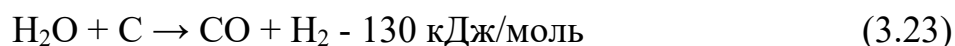
Реакции  $\text{CO} + 1/2\text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 286$  и  $\text{CO}_2 + \text{C} \rightarrow 2\text{CO} - 173$  (кДж/моль) влияют на интенсивность горения углерода, и тормозят первичные реакции полного и неполного окисления.

Реакции



оказывают существенное влияние на газообразование только при участии в процессе значительного количества водяных паров. При ПГУ эти реакции имеют большое практическое значение.

Восстановительные реакции с углекислым газом и водяным паром в канале обеспечивают ГГ горючими компонентами  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$ .



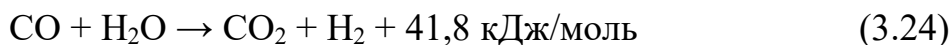
При совместном их протекании скорость реакции с паром в несколько раз больше скорости реакции угля с диоксидом углерода: вначале протекает вторая реакция, а затем первая. Эта особенность совместного протекания реакций объясняет высокую концентрацию  $\text{CO}$  в продуктах газификации на паровоздушном и парокислородном дутье, а также более быстрое увеличение концентрации водорода, чем концентрации окиси углерода. Такая особенность

совместного протекания восстановительных реакций имеет исключительно большое практическое значение для процесса ПГУ и рекомендуется к использованию в проекте ЛУГЭК – ПГУ.

Реакции метанообразования в процессе ПГУ, осуществляемом при давлении 100÷300 кПа, практически не протекают. Повышение давления в процессе газификации существенно их интенсифицирует, что в подземных условиях обеспечить сложно. При анализе этих данных следует учесть, что процесс осуществляется на воздушном дутье, каменноугольный пласт должен быть хорошо осушен и влажность угля должна составлять не более 6 %.

Кислород воздуха расходуется в окислительных реакциях (1.1), (1.2) и в какой-то мере в реакциях окисления водорода, окиси углерода и метана. Поэтому в канале горения на расстоянии от дутьевой скважины около 10 м практически весь кислород в потоке газовой смеси исчезает. В этом же месте в газе содержится около 25 % СО. Большое значение отношения СО/СО<sub>2</sub> свидетельствует о высокой температуре в окислительной зоне газификации и малой доле участия в процессе водяных паров.

Уменьшение концентрации СО и увеличение концентраций Н<sub>2</sub> и СО (особенно до расстояния 30 м от дутьевой скважины) свидетельствует об начале протекания экзотермической реакции конверсии окиси углерода водяным паром в диоксид углерода и водород (3.24), продолжающейся по длине канала вплоть до 100 м.

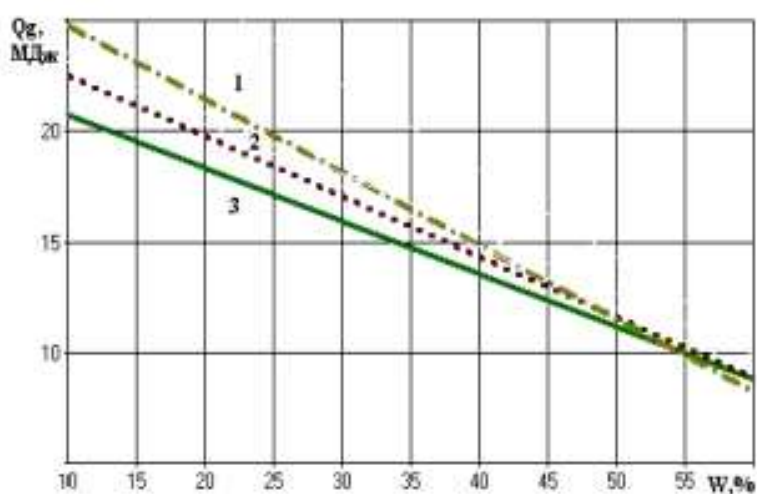


Этот процесс уменьшает теплоту сгорания генераторной смеси и поэтому нецелесообразно увеличение длины канала горения более чем до 50 - 60 м.

Для сооружения подземных газогенераторов на угольных пластах пологого залегания малой мощности (до 4 м) применяют вертикальные скважины, при большей мощности - наклонные, наклонно-горизонтальные и вертикальные. На крутых и наклонных пластах применяют наклонные (пробуренные по угольному пласту), наклонно-горизонтальные, вертикальные и полевые (пробуренные по почве угольного пласта) скважины.

Бурение с поверхности земли на угольный пласт вертикальных, наклонных и наклонно-горизонтальных скважин, которые служат для подвода дутья и отвода газа, и их взаимное расположение может оказывать влияние на качество генераторного газа только через длину канала горения. Схема размещения скважин оказывает существенное влияние на экономику строительства и эксплуатации комплекса ПГУ.

По данным В.В. Афанасьева и др. [39] теплота сгорания генераторного газа, вырабатываемого в процессе парокислородной газификации в значительной мере зависит от рабочей влажности угольного пласта (рис. 3.10).



**Рисунок 3.11 – функция теплоты сгорания генераторного газа от рабочей влажности при парокислородной газификации угольного пласта:**  
1 – каменный уголь; 2 – бурый уголь; 3 - торф

Математическая интерпретация экспериментальных данных даёт уравнение

$$Q_g = 36,7 - 0,67 \cdot W^r \quad (3.25)$$

где  $Q_g$  - теплота сгорания генераторного газа, МДж/м<sup>3</sup>;  $W^r$  - рабочая влажность газифицируемого угля, %.

Учитывая это условие, можно рассчитать, как будет меняться теплота сгорания угля при ПГУ в диапазоне пластовых возможных значений влажности угольного пласта (табл.3.4) .

Таблица 3.4 - Связь рабочей влажности угольного пласта с теплотой его сгорания при ПГУ

$W^r, \%$	1	3	5	7	9	11
$Q_g, \text{МДж/м}^3$	36,0	34,7	33,3	32,0	30,7	29,3

Эти данные позволяют рекомендовать в проекте ЛУГЭК-ПГУ мероприятия по предварительному осушению (обезвоживанию) угольного пласта как меры повышения теплоты сгорания генераторного газа. Например, просушка пласта и снижения его влажности с 5% до 3% даёт увеличение теплоты сгорания генераторного газа на 4, 2 %, а сильно обводненного пласта с влажностью 9% – на 13%. Производя генераторный газ в процессе парокислородного дутья с теплотой сгорания  $12 \div 14 \text{ МДж/м}^3$  только за счёт предварительной просушки массива можно получить генераторный газ с теплотой сгорания до  $13,6 \div 15,8\%$ .

Используя парокислородное дутьё и предварительную просушку канала горения угольного пласта, можно получать генераторный газ с теплотой сгорания  $14 \div 15 \text{ МДж/м}^3$ .

Третьей мерой улучшения теплотворной способности генераторного газа может служить процесс его деуглекислотизации, основанный на химической очистке генераторного газа на поверхности от остатков невосстановленного углекислого газа. В кандидатской диссертации М.Ю. Васючкова [24] показано, что использование поташно-карбонатного метода позволяет повысить теплоту сгорания генераторного газа ещё на  $15 \div 20\%$ .

Таким образом, комплекс изложенных в гл. 3 мероприятий (парокислородное дутьё, очистка сырого генераторного газа от диоксида углерода и технология КРИП) обеспечивает перевод сырого генераторного газа ПГУ в очищенный генераторный газ с теплотой сгорания (среднего качества) с  $4 \div 5$  до  $16 \div 18 \text{ МДж/м}^3$ , что значительно поднимает экономическую эффективность ЛУГЭК.

## ВЫВОДЫ

1 Предложена классификация технологических схем ПГУ применительно к технологии ЛУГЭК

2 На основе анализа распределения концентрации кислорода по длине канала горения в угольном пласте и температуры в зоне газификации установлено, что увеличение теплоты сгорания генераторного газа до 10 -12 МДЖ/м<sup>3</sup> может быть достигнуто за счет применения паровоздушного дутья и метода КРИП (L-CRIP или P-CRIP) (управляемого переноса точки подачи дутья в огневой забой).

3 Разработаны схемы заложения скважин для парокислородного дутья в процессе ПГУ и для оценки технической эффективности подачи (дутья) кислорода введён коэффициент эффективности газификации  $K_1$ , означающий отношение массовый расход пара  $q_p$  (т/час) к объёмному расходу технического (95%-ого) кислорода  $q_r$ .

4 Обработка экспериментальных данных позволила получить зависимость теплоты сгорания генераторного газа от влажности газифицируемого угля, что позволяет проектировать управление процессом подготовки угольного пласта к его подземной газификации.

5 Предложен комплекс мер повышения качества генераторного газа до средней теплоты сгорания, что даёт возможность проектировать его синтез с угольным метаном и увеличивать теплоту его сгорания ещё на 20 - 30% по сравнению с очищенным генераторным газом в зависимости от проектной тепловой мощности ЛУГЭК и степени интенсификации добычи угольного метана на шахтном поле.



## ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ОЧИЩЕННОГО ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА (ООГ) ПУТЁМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДОБЫВАЕМОГО УГОЛЬНОГО МЕТАНА

### 4.1 Методика расчёта синтеза угольного метана с ООГ

Под термином «угольный метан» будем понимать метановую смесь, извлекаемый из угленосной толщи в процессе дегазации угольных пластов. Состав компонентов такой смеси зависит от величины метаноносности пласта и состояния скважинно-трубопроводной сети, транспортирующей смесь на поверхность.

Если дегазация пласта производится в метановой зоне, то, например, для условий Кузнецкого бассейна состав метаноносности (%) обычно бывает следующим [40]: (80÷99,5) -  $\text{CH}_4$ , (0,1÷4) -  $\text{CO}_2$ , (0÷18,4) -  $\text{H}_2$  и (0÷18) -  $\text{N}_2$ . В дальнейших расчётах примем в среднем содержание чистого метана в природной углеметановой смеси, технически называемой «угольным метаном», равным 95%.

В случае использования в технологии ЛУГЭК угольного метана разгруженных при подработке угольных пластов, в расчётах теплоты сгорания смеси генераторного газа следует использовать поправку на фактическую концентрацию метана в дегазируемой смеси.

Теплотворная способность химически чистого метана составляет согласно справочным данным примерно 39,8 МДж/м<sup>3</sup>. Теплоту сгорания угольного метана, учитывая 95 %-ное содержание в нём химически чистого метана, примем равной 37,8 МДж/м<sup>3</sup>.

Определим зависимость объёмного расхода газового топлива от объёмных расходов исходных газовых компонентов - очищенного генераторного и угольного метана. Введём обозначения:

$q_m$  - объёмный расход угольного метана, м<sup>3</sup>/с;

$q_{o.g.}$  - объёмный расход очищенного генераторного газа, м<sup>3</sup>/с;

$q_{г.т.}$  - объёмный расход газового топлива (очищенного генераторного газа, обогащённого угольным метаном),  $м^3/с$ ;

$\rho_m$  - плотность угольного метана перед смешением с генераторным газом,  $кг/м^3$ ;

$\rho_{о.г.}$  - плотность очищенного генераторного газа перед смешением с угольным метаном,  $кг/м^3$ ;

$\rho_{г.т.}$  - плотность газового топлива,  $кг/м^3$ ;

$Q_m$  - теплота сгорания угольного метана,  $МДж/м^3$ ;

$Q_{о.г.}$  - теплота сгорания очищенного генераторного газа,  $МДж/м^3$ ;

$Q_{г.т.}$  - теплота сгорания газового топлива,  $МДж/м^3$ .

Объёмный расход газового топлива вычисляется по формуле

$$q_{г.т.} = \frac{q_{о.г.} \cdot \rho_{о.г.} + q_m \cdot \rho_m}{\rho_{г.т.}}, м^3 / с \quad (4.1)$$

Если же требуется найти плотность газового топлива, получаемого от синтеза очищенного генераторного газа и угольного метана, то из выражения (4.1) легко получаем соответствующую формулу

$$\rho_{г.т.} = \frac{q_{о.г.} \cdot \rho_{о.г.} + q_m \cdot \rho_m}{q_{г.т.}}, кг / м^3 \quad (4.2)$$

Плотность какого – либо объёма индивидуального газа  $V$  (л) при некотором давлении  $p$  (мм.рт.ст) и температуре  $t$  ( $^{\circ}C$ ) находится из выражения

$$\rho_{г.т.} = \frac{0,01605 \cdot p \cdot M \cdot V}{(273 + t)}, кг/м^3 \quad (4.3)$$

где  $M$  – молекулярный вес газа.

Определение теплоты сгорания газовой смеси топлива  $Q_{г.т.}$  ( $МДж/моль$ ) производится через нахождение необходимой величины добавки угольного метана в очищенную генераторную смесь, выраженной через мольную долю  $\mu_m$ .

$$\mu_m = \frac{Q_{г.т.} - 68,4\mu_b - 67,5\mu_{о.г.}}{891,79}, \quad (4.4)$$

где  $\mu_{\text{в}}$  ,  $\mu_{\text{о.у.}}$  – мольные доли в газовом топливе соответственно водорода и окиси углерода; числа означают: теплоту сгорания водорода (индекс *в*) и окиси углерода (индекс *о.у.*) в числителе, а также теплоту сгорания метана, МДж/моль, в знаменателе.

Теплота сгорания конечного газового топлива, вырабатываемого при смешении очищенного генераторного газа с угольным метаном, определяется из выражения

$$Q_{\text{г.т.}} = \frac{Q_{\text{о.г.}} \cdot q_{\text{о.г.}} + Q_{\text{м}} \cdot q_{\text{м}}}{q_{\text{г.т.}}}, \text{МДж} / \text{м}^3 \quad (4.5)$$

В том случае, если заданы необходимые теплоты сгорания всех компонентов в формуле (4.5) и требуется найти требуемый расход угольного метана, для удовлетворения данного критерия следует пользоваться формулой

$$q_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{г.т.}} \cdot q_{\text{г.т.}} - Q_{\text{о.г.}} \cdot q_{\text{о.г.}}}{Q_{\text{м}}}, \text{м}^3 / \text{с} \quad (4.6)$$

Реальную осуществимость разработанной методики уясним на следующем примере. Пусть требуется спроектировать ТЭС с тепловой мощностью электростанции  $N_{\text{т}}=50,4$  МВт и, следовательно, характеристиками газового топлива  $Q_{\text{г.т.}}= 18$  МДж/м<sup>3</sup> и  $q_{\text{г.т.}} = 5,6$  м<sup>3</sup>/с, а также имеющимися характеристиками поступающих газовых компонентов газового топлива  $Q_{\text{о.г.}}=12$  МДж/м<sup>3</sup>,  $Q_{\text{м}} = 39$  МДж/м<sup>3</sup> и  $q_{\text{о.г.}}= 4$  м<sup>3</sup>/с. В соответствие с (4.6) необходимый расход подпитки угольного метана в генераторный газ составит  $q_{\text{м}} = 1,354$  м<sup>3</sup>/с или 81,2 м<sup>3</sup>/мин.

Из данного примера очевидно, что для увеличения теплоты сгорания очищенного генераторного газа до требуемого уровня ТЭС следует настраивать на шахтном поле одновременную работу 9 углеметанодобывающих скважин со средним дебитом одной скважины  $7,5 \div 8,5$  м<sup>3</sup>/мин, что по американскому и российскому опыту вполне достижимо при современных технологиях добычи угольно метана.

Таким образом, при заданном или заранее определённом расходе газового топлива можно рассчитать его плотность и отсюда массовый расход его

компонентов, что важно для энергетики, так как эти показатели определяют рычаги и пути управления его составом.

Компонентный состав вырабатываемого топлива при подземной газификации играет важную роль в экономической оценке всего проекта ЛУГЭК. Кроме этого, его компонентный состав важен также для экологической оценки работы ТЭС на газовом топливе.

Знание количественной оценки состава газового топлива также имеет значение для промышленного использования газового топлива и переработки его компонентов в побочные продукты.

В том случае, если в проекте имеется необходимость предварительного расчета требуемого расхода газового топлива, обычно задаётся его теплота сгорания и обратным путём вычисляют расходы очищенного генераторного газа, сырого генераторного газа, т.е. вырабатываемого в подземном газогенераторе. В этом случае решается вопрос о температуре этих компонентов, их охлаждении или нагреве и приведении в равновесное состояние всех компонентов газовой смеси.

Оборудование, используемое для решения указанных задач, включает скрубберы, градирни, теплогенераторы, установки поглотителей составляющих топливной газовой смеси, абсорберов.

Кроме контроля за температурой, компонентов и самой газовой смесью необходимо также при смешении (микшировании) компонентов уравнивать их давления с целью выполнения условий стехиометрических реакций по превращению одних газов в другие в соответствии термодинамическими условиями.

## 4.2 Оценка участка месторождения по фактору добычи угольного метана в технологии ЛУГЭК

Задача выбора участка месторождения для добычи угольного метана с расходами, отвечающими требованием проекта, по существу сводится к решению проблем его расположения (дислокации) на угольном месторождении, частности – относительно зоны подземной газификации угольных пластов, и определения потенциальных запасов и извлекаемых объёмов этого метана.

Важнейшим условием пригодности угольного месторождения к осуществлению добычи угольного метана в целях его промышленного использования (утилизации) является достаточно высокая метаноносность угля. Изучению газовой зональности угольных месторождений, связи метаноносности угольных пластов с глубиной залегания пласта, влияния степени метаморфизма угля на его метаноносность и метаноёмкость, фильтрационных и диффузионных характеристик углей посвящены работы Г.Д. Лидина, И.Л. Эттингера, М.Ф. Яновской, В.В. Ходота, А.И. Кравцова Р.М. Кривицкой, Ю.Ф. Васючкова, Ю.А. Липаева, М.А. Ермакова и др. На основании результатов этих исследований установлено, что метноемкость углей нарастает с увеличением степени их метаморфизма – от длиннопламенных марок к антрацитам. Поэтому предпочтительно для этой цели использовать добычу угольного метана на пластах высокой стадии метаморфизма с углями марок Д, К, Ж, ОС, А. Исключение составляют негазовые антрацитовые пласты высокой степени метаморфизма, например Шахтинского региона Восточного Донбасса.

Опыт отработки газоносных пластов показывает, что их дегазация применяется, если метаноносность пласта превышает 8-10 м<sup>3</sup>/т. Для целей использования в процессе промышленной добычи угольного метана назовём эти пласты низкогазоносными. Такие пласты отрабатываются, как правило, лишь с использованием средств вентиляции или применением вакуумирования

пластовых дегазационных скважин. Это означает, что естественный уровень выделения метана из пласта в горные выработки, а значит и – в дегазационные или добычные скважины, низкий. Кроме того, низкогазоносные пласты не обеспечивают длительной добычи угольного метана вследствие быстрого их метаноистощения, что имеет следствием малый срок службы единичной метанодобывочной скважины, частую замену этих скважин на новые, то есть быструю их сменяемость для обновления действующего скважинного фонда с проектным расходом метана.

Среднегазоносными пластами можно считать пласты с метаноносностью 12 - 25 м<sup>3</sup>/т, высокогазоносными – пласты с метаноносностью более 25 м<sup>3</sup>/т, которые могут эксплуатироваться по добыче угольного метана.

Другим важным показателем метаноносного угольного месторождения для добычи угольного метана является удельная метаноносность угленосной толщи  $Z_{0.м.}$  (млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>), т.е. запасы угольного метана, приходящиеся на площадь одного квадратного километра (1 км<sup>2</sup>) данного месторождения. Эта величина определяется по результатам геологоразведочных работ по формуле

$$Z_{0.м.} = \rho_{уг.ср.} \cdot \sum_1^n h_i \cdot x_i, \text{ млн. м}^3 / \text{ км}^2 \quad (4.7)$$

где  $\rho_{уг.ср.}$  – средняя плотность угольных пластов свиты, т/м<sup>3</sup>;  $h_i$  – геологическая мощность  $i$ -го угольного пласта в свите, м;  $x_i$  – средняя по падению пласта метаноносность того же  $i$ -го угольного пласта в свите, м<sup>3</sup>/т;  $n$  – число пластов в свите, предназначенных для извлечения угольного метана. Формула физически означает результат деления общего объёма запасов угольного метана в угольных пластах в границах шахтного поля  $Z_m$  (млн.м<sup>3</sup>) на его площадь  $S_{ш.п.}$  (км<sup>2</sup>). Для более точного определения метаноносности участков шахтного поля по падению пластов следует пользоваться значениями их метаноносности по изогипсам, отмеченным на плане горных работ.

Газоносные угольные пласты негоризонтального залегания имеют газовую зональность. Добыча угольного метана может быть целесообразной

только в метановой зоне, т.е. где метаноносность пласта характеризуется содержанием метана и его гомологов до 93-97%.

Учитывая, что в основе технологии ЛУГЭК лежит бурение как дутьевых, так и продуктивных скважин с земной поверхности, служащих для отвода смеси горючих газов (генераторной смеси) из подземного газогенератора на поверхность, следует ориентироваться на добычу угольного метана также через поверхностные скважины. Эти скважины можно располагать в пределах запасов газифицируемого шахтного поля или за его границами. Выбор эффективного варианта в проекте решается на основе: а) минимизации затрат на прокладку газопроводов от устья скважин до поверхностного комплекса ЛУГЭК и на бурение необходимого объёма скважин в действующем их блоке для обеспечения проектного дебита угольного метана и б) оптимизации суммарного расхода метана в соответствии с проектными показателями газового топлива.

Разрез угленосной толщи Прокпьевско-Киселевского угольного месторождения применительно к полю шахты «Суртаиха» приведен на рис. 4.1.

Проектный суммарный дебит угольного метана обеспечивает блок поверхностных скважин, который функционирует некоторый период – до истощения запасов угольного метана в данном блоке шахтного поля. В процессе эксплуатации ЛУГЭК необходимо осуществлять бурение скважин в следующем блоке и его метановую подготовку с тем, чтобы поддерживать постоянство дебита угольного метана по мере выбывания действующего блока. В течение срока эксплуатации шахтного поля таких блоков будет  $m_{\text{бл.}}$ . Минимум функции затрат на строительство и эксплуатацию метанодобывной (МД) системы ЛУГЭК  $Z_{\text{м.с.}}$  (руб) определяется из выражения

$$Z_{\text{м.с.}} = \sum_1^m \frac{V_{\text{б.ж.}} \cdot c_{\text{ск}}}{(1+E)^{t_j}} + \sum_1^m L_{\text{б.т.}} \cdot c_{\text{и.т.}} + c_{\text{м}} \cdot \sum_1^m L_{\text{б.т.}} + \frac{c_{\text{об}} \cdot t_{\text{б}} \cdot \sum_1^m L_{\text{б.т.}}}{(1+E)^{t_j}} \rightarrow \min \quad (4.8)$$

где  $V_{\text{б.ж.}}$  – объём бурения МД скважин в одном метанодобывающем блоке шахтного поля, м;  $c_{\text{ск}}$  – стоимость 1 м бурения и оборудования МД скважины,

руб/м;  $t_j$  – период с момента начала пуска в эксплуатацию ЛУГЭК по год строительства скважинного  $m$  – ого блока, лет;  $m$  – порядковый номер скважинного МД блока по вводу в эксплуатацию;  $L_{б.т.}$  - длина метановых трубопроводов одного МД блока на поверхности, м;  $c_{i.т.}$  - удельные затраты на прокладку 1м метанопровода в МД блоке на поверхности, руб/м;  $c_m$ - удельные затраты на монтаж 1м метанопровода, руб/м;  $c_{об}$ - удельные затраты на обслуживание на 1м метанопровода в одном МД блоке , руб/м·год;  $t_б$  – срок службы наземного метанопровода в МД блоке, лет;  $E$  – коэффициент дисконтирования эксплуатационных затрат.

Число метанодобывающих скважин в одном блоке  $n_{ск.б.}$  определяется из расчёта

$$n_{ск.б.} = k_3 \cdot q_m / q_{ск.б.} \quad (4.9)$$

где  $k_3$  – коэффициент запаса, учитывающий неравномерность дебита МД скважины во времени, равный 1,15 – 1,2;  $q_m$  – проектный расход метана (дебит) для обогащения угольным метаном генераторного газа ЛУГЭК, тыс. м<sup>3</sup>/сут;  $q_{ск.б.}$  – средний дебит одной МД скважины в данном блоке, тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Оптимизация расхода метана сводится к обеспечению требуемого его расхода, который достигается работой группы метанодобывающих скважин, извлекающих из недр угленосной толщи метан в генерирующий комплекс ЛУГЭК.

Добыча угольного метана требует знания метановых ресурсов на данном участке угленосного района. Границы этого участка определяются запасами угольного метана в пределах этого участка, сроком службы всего комплекса ЛУГЭК и требуемым расходом добавки угольного метана  $q_m$  (м<sup>3</sup>/мин) для обогащения им очищенной генераторной смеси до проектной теплоты сгорания газового топлива.

Добываемые запасы угольного метана определяются в процессе геолого-разведочных работ и могут быть охарактеризованы удельной метанонностью угленосной толщи  $Z_{0.м.}$  (млн.м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>.) и остаточной метанонностью угля  $X_{ост}$



(м<sup>3</sup>/т), а также сроком службы ЛУГЭК  $t_{\text{сл}}$  (лет). Тогда формула для определения потребных обеспечительных запасов угольного метана (млн.м<sup>3</sup>) на срок службы ЛУГЭК выражается

$$Z_{\text{м.д.}} = Z_{0.\text{м.}} \cdot S_{\text{уч}} \cdot k_{\text{м.из.}} = q_{\text{м}} \cdot t_{\text{сл}} \cdot S_{\text{уч}} \cdot k_{\text{м.из.}} \quad (4.10)$$

$$k_{\text{м.из.}} = \frac{x_{\text{ср}} - x_{0.\text{ср}}}{x_{\text{ср}}}; \quad x_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}; \quad x_{0.\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n x_{0.i}}{n} \quad (4.11)$$

где  $k_{\text{м.из.}}$  – коэффициент извлечения метана из недр, учитывающий остаточную метаноносность угля и равный 0,85-0,88;  $x_{\text{ср}}$ ,  $x_i$  – соответственно средняя природная метаноносность угленосной толщи и средняя природная метаноносность  $i$  – го пласта, определяемые по результатам геолого-разведочных работ, м<sup>3</sup>/т;  $x_{0.\text{ср}}$ ,  $x_{0.i}$  – соответственно средняя остаточная метаноносность угленосной свиты и  $i$  –го пласта, м<sup>3</sup>/т.

Например, следуя условиям расчётов, принятых в разделе 4.1 (4.6), при сроке службы ЛУГЭК 20 лет, наличии на шахтном поле трех метаноносных пластов суммарной мощностью 5,5 м (2,4м, 1,6м, и 1,5 м) и средней метаноносности угольных пластов 18 м<sup>3</sup>/т, общими извлекаемыми запасами угольного метана на участке ЛУГЭК площадью 7,2 кв. км (1,8 х 4 км) с учётом коэффициента извлечения  $k_{\text{д}} = 0,85$ , имеем величину удельных извлекаемых запасов метана равных  $817,9/7,2=113,6$  млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. Потребный годовой расход угольного метана с общим дебитом  $q_{\text{м}} = 81,2$  м<sup>3</sup>/мин для подпитки очищенного генераторного газа в соответствие с (4.6) составляет  $q_{\text{м.г.}} = 81,2 \times 1440 \times 365=42,7$  млн.м<sup>3</sup>/год.

Тогда период обеспеченности ЛУГЭК природными запасами угольного метана на данном шахтном поле для всего срока службы ЛУГЭК составит  $817,9/42,7= 19,15$  лет, т.е. в этом случае только в последний год всего 20-летнего периода эксплуатации ЛУГЭК потребуется увеличение запасов угольного метана и изыскание способов восполнения его недостачи. В последнем случае можно ввести в эксплуатацию дополнительные

метанодобывающие скважины на соседних участках того же газоносного угольного месторождения или подпитывать генерирующую систему газовым топливом из сети центрального газоснабжения.

Таким образом, численное моделирование показало, что уже среднегазоносные угольные пласты могут обеспечить потребные ресурсы угольного метана для подпитки метаном синтез-газа в пределах шахтного поля, отведенного для подземной газификации угольных пластов.

По фактору оценки ресурсов угольного метана условие применения на данном газоносном шахтном поле технологии ЛУГЭК с использованием выработки генераторного газа и обогащения его угольным метаном может быть сформулировано следующим образом

$$Z_{0.м.} \cdot S_{ш.п.} \cdot k_{м.из.} \geq 0,365 \cdot q_{м.с.} \cdot T_{ш.п.} \quad (4.12)$$

где  $Z_{0.м.}$  - удельная метаноносность угленосной толщи, (млн.  $m^3/km^2$ );  $S_{ш.п.}$  - площадь шахтного поля,  $km^2$ ;  $k_{м.из.}$  - коэффициент извлечения метана из недр;  $q_{м.с.}$  - суточный дебит метанодобычных скважин,  $m^3/сут$ ;  $T_{ш.п.}$  - срок службы шахтного поля, лет.

В случае несоблюдения условия (4.11) при проектировании ЛУГЭК необходимо увеличивать метанодренирующую площадь шахтного поля за пределы его границ, т.е. расширять площадь добычи угольного метана, соблюдая условие

$$S_{ш.п.} = 0,365 \cdot q_{м.с.} \cdot T_{ш.п.} / Z_{0.м.} \cdot k_{м.из.} \quad (4.13)$$

Регулируемыми параметрами при проектировании собственного метанообеспечения ЛУГЭК являются: 1 - размеры дренирующей площади, 2 - коэффициент извлечения метана и 3 - дебиты метанодобывающих скважин.

Таким образом, разработана методика проектирования эксплуатации метанодобывающих скважин для обеспечения газового топлива ЛУГЭК, включающая оценку пригодности для этой цели газоносного угольного месторождения и расчет параметров добычи угольного метана.

### 4.3 Оценка дебитов метанодобывающих скважин в технологии ЛУГЭК и способы их интенсификации

Важным элементом проектирования ЛУГЭК является определение дебитов угольного метана из одиночной метанодобывающей скважины, который зависит от газоотдающих свойств угольного (ых) пласта (в). Воспользуемся эмпирической зависимостью расчёта удельного дебита угольного метана в скважину, пробуренную с земной поверхности в крест простирания угольного пласта  $g_c$  ( $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{сут.})$ ), для условий некоторых угольных пластов Кузбасса [41]

$$g_c = \frac{C}{\ln} \left[ 1 + \frac{D}{d_0} \sqrt{t} \right], \quad (4.14)$$

где  $C$  и  $D$  – эмпирические коэффициенты, характеризующие газодинамические свойства угольных пластов,  $t$  – время функционирования скважины, сут.;  $d_0$  – диаметр скважины, м. Эта зависимость справедлива для пластов с низкой газопроницаемостью менее 0,05 мД. Однако, по нашему мнению, с некоторыми допущениями эта зависимость может быть интерполирована и на угольные пласты с более высокой газопроницаемостью.

Учитывая, что газопроницаемость угля находится в прямой зависимости от его напряженного состояния, которое, как известно, связано линейной зависимостью с глубиной залегания пласта, можно считать справедливым утверждение, что диапазон применения формулы (4.14) достаточно широк по глубине залегания газоносного пласта. Значения эмпирических коэффициентов в ней колеблются в диапазонах  $C = 3,1 - 24,7$  и  $D = 0,43 - 0,74$  и при сроке добычи метана 6 мес. составляют для минимальных значений этих коэффициентов  $g_{c.\min} = 0,78 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{сут}$  и для максимальных  $g_{c.\max} = 5,31 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{сут}$ , т. отличаются в 6-7 раз.

Оптимизация расходов метанодобывающих скважин включает оценку неравномерности метановыделения из угольного пласта в добычную скважину. В этом случае целесообразно использовать накопленный эмпирический

материал по наблюдениям затухания газовыделения в дегазационные скважины. По данным [41] темп затухания расхода удельного метановыделения в дегазационную скважину зависит от начальной интенсивности газовыделения в скважину  $g_0$  ( $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$ ) и фактора времени  $t$  (сут.)

$$g_c = \frac{g_0}{a \cdot t + 1} \quad (4.15)$$

Темп затухания метановыделения в скважину связан с начальной удельной скоростью газоотдачи линейной зависимостью, а с временем функционирования скважины – обратной зависимостью. Таким образом, со временем удельная скорость метаноотдачи пласта со временем убывает, а темп её снижения уменьшается.

Коэффициент «а» в (4.15), характеризующий скорость снижения метановыделения в скважину, определяется по формуле

$$a = K \cdot g_0, \quad (4.16)$$

где  $K$  – показатель, который характеризует газодинамические свойства данного угольного пласта и определяется в проекте ЛУГЭК по измерениям скорости газоотдачи пласта в процессе его дегазации на соседнем шахтном поле или из данных обработки газоотдачи пласта в одну или несколько метанодобывающих скважин ЛУГЭК в процессе геолого – разведочных работ из выражения

$$1 / g_c = b + K \cdot t, \quad (4.17)$$

при условии, что зависимость (4.11) представляет собою функцию, близкую линейной.

Для оценки скорости затухания газоотдачи угольных пластов в метанодобывающие скважины ЛУГЭК в табл. 4.1 приводятся опытные показатели дегазационных скважин шахт «Чертинская», «Октябрьская», «Зыряновская», «Абашевская», «Алардинская», «Томская» и «Осинниковская» Кузбасса [41].

Таблица 4.1 - Показатели метаноотдачи в дегазационные скважины Кузбасса

Пласт	Глубина, м	Показатели метаноотдачи	
		$g$ , (м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup> ·сут.)	$a$ , сут <sup>-1</sup>
4	450	0,50	0,009
5	570	0,48	0,010
Полысаевский-1	300	0,34	0,010
Полысаевский-2	260	0,24	0,010
Надбайкаимский	245	0,36	0,017
14	315-330	0,21-0,31	0,012-0,008
1	260	0,27	0,010
3-3а	300	0,38	0,009
III	285	0,17	0,021
IV-V	310	0,18	0,023
VI	365	0,41	0,015
K <sub>1</sub>	450	0,30	0,007

Газодинамические характеристики пластов Воркутинского угольного месторождения колеблются в интервалах  $g_0 = 0,18 - 0,61 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$  и  $a = 0,007 - 0,010 \text{ сут}^{-1}$ .

Проследим характер скорости убывания метаноотдачи дегазационной скважины (дебита угольного метана) как функции времени в соответствие с (4.9) (табл. 4.2).

Таблица 4.2 - Динамика удельного метановыделения в скважину при  $g_0 = 0,3 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{сут}$ . и коэффициенте скорости затухания  $a = 0,01 \text{ сут}^{-1}$ .

$t$ , сут.	1	10	30	180	365	730	1095	1460
$1+a \cdot t$	1,01	1,10	1,30	2,80	4,65	8,30	11,95	15,60
$g_c$ , м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup> ·сут	0,158	0,145	0,123	0,057	0,034	0,019	0,013	0,01

Данные табл. 4.2 позволяют получить величину суммарного извлечения метана по скважине за определённый период. Пересчитывая объем добытого угольного метана и зная его природную метаноносность, можно рассчитать временной предел применения формул (4.9).

Представим (4.14) в следующем виде

$$q_{ск} = g_0 \cdot S_{ск} / (a \cdot t_{ск} + 1), \text{ м}^3 / \text{сут} \quad (4.18)$$

где  $S_{ск}$  – площадь дренажа угольного метана или газоотдающая поверхность угольного пласта, отдающая метан в добычную скважину,  $\text{м}^2$ ;  $t_{ск}$  – время работы скважины по добыче метана, сут.

Объём добычи метана из одиночной скважины находим путём интегрирования функции (4.17) по времени в интервале  $0 - t_k$ , сут

$$q_{ск} = A \cdot \int_0^{t_k} 1 / (a \cdot t_{ск} + 1) \cdot dt \quad (4.19)$$

Решение такого интеграла имеет вид

$$q_{ск} = A \cdot \frac{\log(a \cdot t_k + 1)}{a} + C, \quad (4.20)$$

где  $C$  – константа, определяемая по опытным данным. Подставляя в уравнение опытные данные, полученные в работе [41], получаем, что удельный дебит дегазационных скважин под вакуумом, например, диаметром 146 мм и длиной 100 м в первые сутки равен  $0,5 \div 0,8 \text{ м}^3 / \text{сут.}$ , а через полгода составит треть от этой величины. Такие дебиты достаточно устойчивы, но не могут из одной скважины удовлетворить подпитку генераторной смеси угольным метаном.

Анализ формулы (4.20) показывает, что увеличение метаноотдачи угольного пласта в скважину можно обеспечить при прочих равных условиях увеличением фильтрующей длины дренирующей скважины диаметром 200 мм. Это достигается использованием вертикально – горизонтальных или наклонно – горизонтальных скважин.

Для цели использования в технологии выработки синтезгаза в технологии ЛУГЭК должны быть также использованы методы интенсификации метаноотдачи угольного массива [42]. Из опробованных и доказавших высокую

эффективность технологий интенсификации метаноотдачи пласта можно использовать гидравлический расчленение, гидроразрыв, физико – химическую обработку и волновое воздействие.

Гидравлическое расчленение угольного пласта (ГРП) является способом увеличения его проницаемости и газоотдающей способности. Это процесс начал разрабатываться с начала 60-х годов прошлого века в Московском горном институте и является по существу режимом заблаговременной высоконапорной гидравлической обработки угольных пластов, проводимой через поверхностные скважины [43]. Способ позволяет обеспечить эффективность дегазации на уровне  $K_d = 0,4 \div 0,5$ .

Совмещение ГРП с физико–химической обработкой газоносного угольного массива [44] позволяет увеличить эффективность извлечения угольного метана до  $K_d = 0,6 - 0,7$ . Учитывая, что указанные способы осуществляются с земной поверхности, в технологии ЛУГЭК они могут применяться весьма успешно.

Согласно американским данным, используя гидроразрыв угольного пласта с закачкой песка в щели гидроразрыва, удастся извлечь до 80% запасов метана с дебетом единичной скважины 5 – 8 тыс.  $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{скв})$ . [45].

Имеется на вооружении в США и другой эффективный способ повышения газопроницаемости угольного пласта путем межскважинной кавитации, после применения которого ожидаемые дебиты метана через одиночную скважину должны достигать по американской технологии до 25 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ . [46, 47, 48]

Основу предлагаемой технологии составляет поочередная промывка щели гидроразрыва водой и воздухом высокого давления ( $7 \div 9$  МПа) и расходом 800  $\text{нм}^3/\text{ч}$ . Технология предусматривает отказ от закрепляющих трещины материалов - песка или пропанта. По мнению украинских учёных кавитация как технологический процесс может с успехом применяться в энергосберегающих технологиях [49], например, при гидрорыхлении угольного пласта:

осуществляется реализация дискретно-импульсной энергии большой мощности в потоке жидкости.

Устройством, преобразующим стационарный поток течения жидкости в режим периодически срывной кавитации, является кавитационный генератор. Эти устройства позволяют изменять характер течения жидкости без использования каких-либо движущихся частей и дополнительных источников энергии. Генераторы типа трубки Вентури создают импульсы давления жидкости, в несколько раз превышающие давление на выходе насосной установки. [50]. По этим данным при гидрорыхлении выбросоопасных угольных пластов сложного строения скорость нагнетания жидкости составила 40÷60 л/мин, давление гидроимпульсного воздействия 10÷20 МПа. После гидроимпульсного рыхления через скважины диаметром 43 мм и длиной от 6,0 до 7,0 м с глубиной герметизации от 4,0 до 5,0 м проявление признаков гидроразрыва и газодинамических явлений в забое не наблюдалось. Зона разгрузки краевой части пласта достигает 10 метров.

Сравнение эффективности применения статического и импульсного режимов нагнетания жидкости показало, что при гидроимпульсном воздействии продолжительность гидрообработки пласта снижается до 50 %, расход жидкости до 60%, безопасная зона выемки угля возрастает с 6 до 10 метров, снижение энергозатрат на проведение противовыбросных мероприятий достигает 70 %.

Учитывая положительный эффект, полученный в процессе гидроимпульсного воздействия на выбросоопасные угольные пласты, можно также рекомендовать этот режим как способ интенсификации метаноотдачи угольного массива через метанодобывающие скважины в технологии ЛУГЭК.



#### 4.4 Проектирование подготовки газифицируемых и метанодобывающих (МД) блоков в технологии ЛУГЭК

Подготовка шахтного поля к обработке угольных пластов по технологии ЛУГЭК основана на делении этого поля на блоки, запасы угля и метана в которых могут быть равны или не равны друг другу. Спаренные газифицируемый и метанодобывающий блоки угольного пласта (свиты пластов) эксплуатируются одновременно, образуя единую газодобывающую систему. Но каждый блок эксплуатируется в двух различных временных режимах: вначале осуществляют добычу угольного метана, потом - подземную газификацию угля. [75]

В разделе 4.2 приведена методика оценки запасов угольного метана на шахтном поле и расчёт необходимого количества метанодобывающих скважин, а в разделе 4.3 даны методические рекомендации по обеспечению угольным метаном проектного дебита газового топлива ЛУГЭК, в частности, - использования способов интенсификации метаноотдачи угольных пластов и расчёта дебитов метанодобывающих МД - блоков.

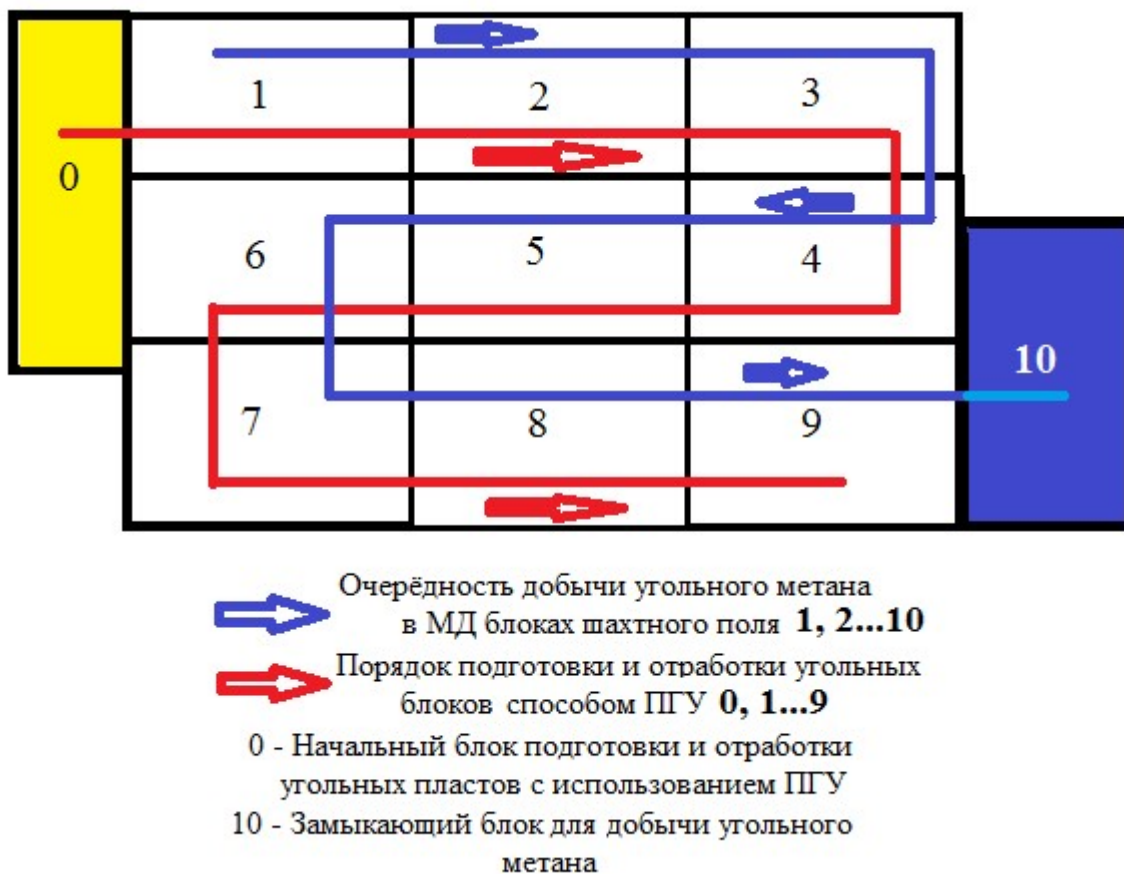
Оптимизация размещения метанодобывающих блоков (раскройки шахтного поля на МД – блоки) имеет важное значение, так как технология ЛУГЭК в своей концепции предусматривает совмещение одновременных процессов выработки генераторного газа из угольных пластов и добычи угольного метана для обогащения очищенного генераторного газа до требуемой высокой теплоты сгорания (18 -20 МДж/м<sup>3</sup>) конечного газового топлива (ГТ) в высокотехнологичных парогазотурбинных установках комбинированного цикла.

Первая схема раскройки шахтного поля является **равномерно - последовательной**, которая характеризуется разбиением шахтного поля на последовательные метанодобывающие и газифицируемые блоки (рис. 4.1). По такой схеме шахтное поле разрабатывается парными блоками: каждый МД - блок впоследствии становится газифицируемым. Блоки имеют примерно

равные запасы угля. На рис. 4.1 они пронумерованы цифрами от 0 до 10. Метаносодержание блоков с учётом коэффициента извлечения метана должно покрывать срок службы блока при его газификации, т. е. должно выполняться условие

$$T_{г.б.} \leq T_{м.б.}, \quad (4.21)$$

где  $T_{г.б.}$  - время газификации блока, лет;  $T_{м.б.} = Z_{м.б.} / (0,365 \cdot q_{ск.сут.})$  - время работы МД – скважин по добыче метана в МД - блоке, лет;  $Z_{м.б.}$  – запасы угольного метана в блоке, млн. м<sup>3</sup> ;  $q_{ск.сут.}$  – среднесуточный дебит МД – скважин, тыс. м<sup>3</sup>/сут.



**Рисунок 4.1 - Равномерно – последовательная схема размещения метанодобывающих и газифицируемых блоков.**

В процессе эксплуатации шахтного поля на первом этапе отрабатывается (газифицируется) нулевой блок, для которого используется угольный метан первого блока, т.е. осуществляется одновременная эксплуатация блоков по схеме 0 + 1. По завершению выгазовывания блока 0 и одновременной добычи

метана из блока 1 к выгазовыванию подключается блок 1, а добыча метана переходит в блок 2, т.е. реализуется схема 1 + 2. Таким образом, последовательно-поточный порядок отработки парных газогенерирующих блоков изображается последовательностью:

$$(0 + 1) \longrightarrow (1 + 2) \longrightarrow (2 + 3) \longrightarrow (3 + 4) \dots\dots\dots (9 - 10) \quad (4.21)$$

В (4.21) красным цветом обозначен газифицируемый блок, синим – метанодобывающий блок, чёрным – порядок ввода парных газогенерирующих блоков в эксплуатацию. Таким образом, последовательно – поточная схема предполагает равенство срока газификации всех блоков шахтного поля и срока их обеспечения угольным метаном работой МД – скважин этого шахтного поля.

Вторая схема раскройки шахтного поля предусматривает несоответствие срока газификации всех блоков со временем метанодобычи на шахтном поле вследствие досрочного истощения запасов угольного метана. Тогда схема является **неравномерно – распределённой** (рис. 4.2).

При проектировании ЛУГЭК в этой схеме шахтное поле делится на неравномерные или равномерные по запасам угля и угольного метана блоки. Тогда период газификации угольных пластов в пределах одного газифицируемого блока должен обеспечиваться угольным метаном, исходя из проектно-потребного дебита МД – скважин. В этой схеме ресурсы в МД-блоке угольного метана, обеспечивающие его проектно-потребный дебит для выработки газового топлива, расходуются быстрее, чем время газификации спаренного угольного блока, т.е. не соответствуют запасам газифицируемого угля в спаренном блоке.

Такой порядок означает наличие дефицита имеющихся запасов угольного метана в МД - блоках и, соответственно, - более быстрое их истощение на шахтном поле в целом по сравнению с временем отработки газифицируемых блоков шахтного поля.



Рисунок 4.2 - Неравномерно – распределённая схема размещения газифицируемых (красный цвет) и метанодобывающих (синий цвет) блоков на шахтном поле

Это приведёт к тому, что на газификацию каких-то блоков не хватит запасов угольного метана на данном шахтном поле (красные цифры блоков 4-9 на рис. 4.2). Дефицит метана в этих блоках ликвидируется подключением ЛУГЭК к добыче угольного метана, добываемого на соседних шахтных полях или к централизованной сети природного газа.

Технологический порядок подготовки и эксплуатации газодобывающих (красные цифры) и метанодобывающих (синие цифры) блоков при неравномерно – распределённой схеме подготовки шахтного поля выражается условием (4.23).

$$(1 + 1,2) \rightarrow (2 + 3,4) \rightarrow (3 + 5,6) \rightarrow (4 + \text{ДДМ}) \dots \rightarrow (9 + \text{ДДМ}) \quad (4.23)$$

В (4.23) скобками выделены спаренные - газифицируемый и метанодобывающий – блоки. Красными цифрами указаны номера газифицируемых блоков, а синими – номера метанодобывающих блоков (см. рис. 4.2). Чёрные стрелки показывают порядок (последовательность) перехода процессов разработки спаренных блоков от одного к другому. Здесь же введено обозначение ДДМ – дополнительная добыча метана помимо запасов метана на шахтном поле, которая может осуществляться на соседних полях газоносного

угольного месторождения или за счёт подпитки природным газом из газотранспортной системы страны.

Сравнение указанных схем подготовки и отработки газоносных пластов шахтного поля (4.22) и (4.23) отражается в проекте использования ЛУГЭК на основе использования зависимости (4.20) и анализа подтверждённых запасов по геологоразведочным данным и качества газифицируемого угля, а также извлекаемых ресурсов угольного метана.

С точки зрения равномерности отработки шахтного поля более предпочтительным является вариант (4.22), так как не связан с дополнительными мероприятиями по обеспечению процесса ЛУГЭК ресурсами угольного метана и в большей степени отвечает критерию комплексного освоения газоносного угольного месторождения. Поэтому при проектной проработке технологической схемы ЛУГЭК следует выбирать угольное месторождение и шахтное поле с достаточно высокими показателями угленасыщенности и удельной метаноносности угленосной толщи.

Критерием выбора угольного газоносного месторождения и схемы ЛУГЭК является условие (4.24)

$$K_{у.м.} = \frac{S_{ш.п.} \cdot Z_{о.м.} \cdot k_{изв}}{q_{м.г.б.} \cdot T_{ш.п.} \cdot k_3} > 1 \quad (4.24)$$

где  $K_{у.м.}$  – критерий выбора равномерно – последовательной схемы подготовки угольного месторождения или шахтного поля для ЛУГЭК;  $S_{ш.п.}$  – площадь шахтного поля, км<sup>2</sup>;  $Z_{о.м.}$  – удельная метаноносность угленосной свиты, млн.м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>;  $k_{изв}$  – коэффициент полноты извлечения угольного метана (средний по шахтному полю),  $k_{изв}=0,8-0,85$ ;  $q_{м.г.б.}$  – годовой дебит угольного метана в МД – блоке шахтного поля, млн.м<sup>3</sup>/год;  $T$  – срок службы шахтного поля, лет;  $k_3$  – коэффициент запаса дебита метана вследствие его неравномерности,  $k_3=1,1 – 1,15$ .

Оптимизируемыми проектными параметрами в (4.23) являются площадь шахтного поля и годовой расход добычи угольного метана в МД – блоке.

#### **4.5 Алгоритм проектирования разработки газоносного угольного месторождения на базе технологии ЛУГЭК**

Проектирование ЛУГЭК на базе ПГУ (далее - ЛУГЭК-ПГУ) имеет существенные методологические особенности по сравнению с проектированием ЛУГЭК, основанного традиционной добыче каменного угля и его наземной газификации [2, 51, 76]. Эти особенности заключаются в использовании метановых запасов газоносного угольного месторождения и синхронизации технологии добычи угольного метана в комплексе с газификационным блоком ЛУГЭК.

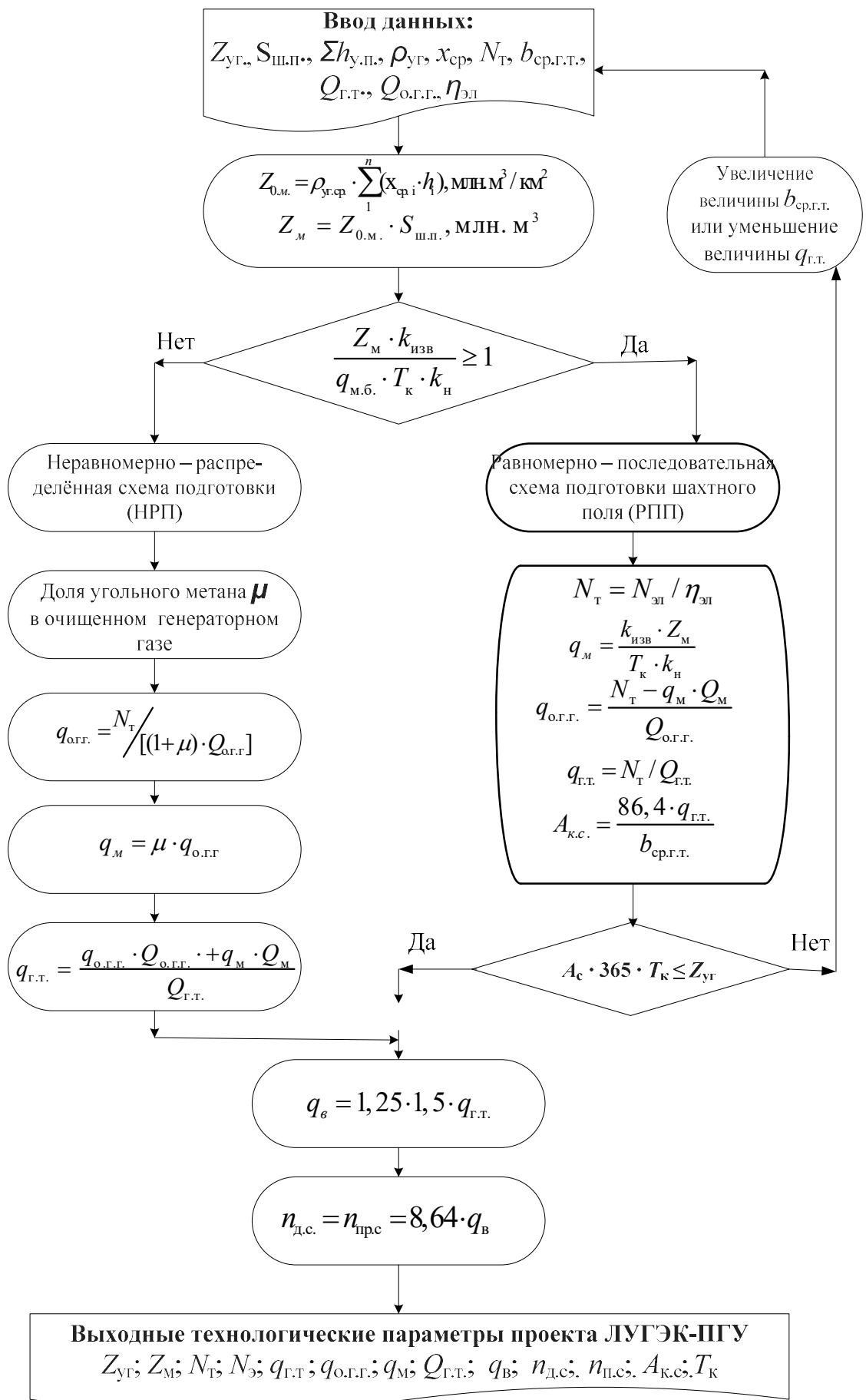
На рис. 4.3 представлена последовательность выполнения проектных решений по расчёту и обоснованию схемы ЛУГЭК-ПГУ. Алгоритмом предусмотрены итерации при обработке данных проекта в двух случаях: когда определяют ресурсы угольного метана в пределах шахтного поля и когда устанавливают производственную мощность комплекса по запасам угля, подверженного подземной газификации. В обоих случаях при несоблюдении критериальных условий программа предусматривает или выбор другой, альтернативной схемы подготовки шахтного поля для синхронизации работы газификационных и метанодобывающих скважин, или выработку мер для повышения величины удельного выхода генераторного газа при подземной газификации угольного пласта или уменьшения расхода газового топлива.

Алгоритмом предусмотрено обоснование основных параметров эксплуатации углегазоэлектрического комплекса ЛУГЭК на базе ПГУ, на основании которого выбирается оборудование, механизмы и стандартные технологии бурения скважин, газопроводы, очистное оборудование, терморегуляторы процесса превращения синтетического газового топлива в тепловую и/или электрическую энергию стандартные трансформаторные установки и ЛЭП для канализации готовой продукции. Предусмотрено, что в процессе выработки электроэнергии в газогенераторах используются установки комбинированного цикла, повышающие КПД комплекса до 50-52%.



**Рисунок 4.3 - Последовательность выполнения проектных решений по расчётам и обоснованию технологической схемы ЛУГЭК на базе ПГУ**

Этапы 2-6 представляют ядро процесса составления проекта строительства и эксплуатации ЛУГЭК – ПГУ. Алгоритм разработки этого ядра проектной документации ЛУГЭК представлен на рис. 4.4.



**Рисунок 4.4 – Алгоритм разработки ядра процесса проектной документации строительства и эксплуатации ЛУГЭК – ПГУ**



**Детализация алгоритма:**  $Z_{\text{уг}}$  – запасы угля в пределах шахтного поля ЛУГЭК, т;  $S_{\text{ш.п.}}$  – площадь шахтного поля, км<sup>2</sup>;  $\Sigma h_{\text{у.п.}}$  – суммарная мощность угольных пачек свиты пластов, м;  $\rho_{\text{уг}}$  – средняя плотность угля, т/м<sup>3</sup>;  $x_{\text{ср}}$  – средняя метаноносность угольного пласта, получаемая осреднением метаноносности на отдельных горизонтах шахтного поля и по восстанию пластов, м<sup>3</sup>/т;  $i$  – номер угольного пласта в свите;  $n$  – число метанонсных пластов в разрабатываемой свите;  $N_{\text{т}}$  – проектная тепловая мощность ЛУГЭК, МВт;  $b_{\text{ср.г.т.}}$  – проектный средний удельный выход генераторного газа при подземной газификации угольного пласта, м<sup>3</sup>/кг;  $Q_{\text{г.т.}}$  – проектная теплота сгорания газового синтетического топлива, МДж/м<sup>3</sup>;  $Q_{\text{о.г.г.}}$  – проектная теплота сгорания очищенного генераторного газа, МДж/м<sup>3</sup>;  $\eta_{\text{эл}}$  – электрический КПД ЛУГЭК;  $Z_{0/\text{м}}$  – удельная метаноносность свиты угольных пластов, млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>;  $Z_{\text{м}}$  – запасы угольного метана в пределах границ шахтного поля, пригодные для использования в технологии ЛУГЭК, млн. м<sup>3</sup>;  $k_{\text{изв}}$  – коэффициент, учитывающий полноту извлечения запасов метана с учётом остаточной метаноносности, равный 0,85-0,9;  $q_{\text{м.б.}}$  – суммарный дебит метанодобывающих скважин в метанодобывающем блоке, м<sup>3</sup>/сут;  $T_{\text{к}}$  – срок службы ЛУГЭК, сут;  $k_{\text{н}}$  – коэффициент, учитывающий неравномерность дебитов метана в блоке, равный 1,1 -1,15;  $q_{\text{о.г.г.}}$  – расход очищенного генераторного газа от ПГУ, м<sup>3</sup>/с;  $q_{\text{м}}$  – расход угольного метана, питающий генераторный газ для выработки синтетического газа, м<sup>3</sup>/с;  $q_{\text{г.т.}}$  – расход газового топлива с теплотой сгорания равной  $Q_{\text{г.т.}}$  для выработки тепловой мощности ЛУГЭК, равной  $N_{\text{т}}$ , м<sup>3</sup>/с;  $A_{\text{к.с.}}$  – суточная производственная мощность комплекса ЛУГЭК по углю, т/сут.;  $q_{\text{в}}$  – расход воздушного дутья вместе с кислородом, учитывающий коэффициент 1,25 потери сырого генераторного газа после очистки его от диоксида углерода, м<sup>3</sup>/с;  $n_{\text{д.с.}}$  – число воздушно - дутьевых скважин;  $n_{\text{пр.с}}$  – число продуктивных скважин, выдающих сырой генераторный газ.

## **ВЫВОДЫ**

1 Разработана методика определения состава газового топлива, его плотности и отсюда массового расхода его компонентов.

2 Доказано, что среднегазоносные и высокогазоносные угольные пласты могут обеспечить промышленные масштабы применения угольного метана для повышения качества генераторного топлива.

3 Разработан критерий выбора угольного месторождения и возможности использования запасов метана на шахтном поле для выработки качественного газового топлива.

4 Разработана методика проектирования и эксплуатации метанодобывающих скважин для обеспечения газового топлива ЛУГЭК, включающая оценку пригодности для этой цели газоносного угольного месторождения и расчет параметров добычи угольного метана.

5 Разработан расчётный аппарат прогноза дебитов метанодобычных скважин и даны рекомендации по выбору способов их интенсификации.

6 Проанализированы способы подготовки и синхронизации работы газификационных и метанодобычных скважин; разработан критерий выбора наиболее эффективной последовательно-распределенной схемы подготовки шахтного поля к эксплуатации на базе технологии ЛУГЭК.

# ГЛАВА 5 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛОКАЛЬНОГО УГЛЕГАЗОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА (ЛУГЭК) В УСЛОВИЯХ ПРОКОПЬЕВСКО – КИСЕЛЁВСКОГО МЕТАНОНОСНОГО УГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУЗБАССА

## 5.1 Геологическая характеристика опытного участка

По факторам высокой угленасыщенности и метаноносности угольных пластов для проектирования ЛУГЭК-ПГУ выбрано Прокопьевско-Киселёвское угольное месторождение Кузбасса.

Распределение метаноносности угольных пластов в его метановой зоне характеризуется быстрым нарастанием метаноносности пластов с глубиной их залегания. В интервале абсолютных отметок залегания от – 200 до + 200 нарастание метаноносности пластов подчиняется практически линейной зависимости с градиентом около  $3\text{ м}^3/\text{т г.м.}$  на 100 м стратиграфической глубины [52]. Стабилизация величины метаноносности на уровне 20-22  $\text{м}^3/\text{т г.м.}$  начинается с глубины залегания пластов 350м.

Прокопьевско-Киселёвское угольное месторождение отличается высокими значениями как метаноносности угольных пластов, так и удельной метаноносностью их свиты. Рис. 5.1 иллюстрирует это утверждение.

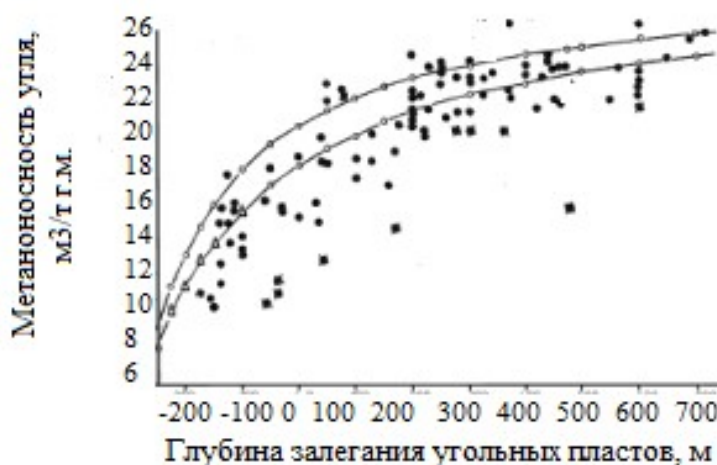
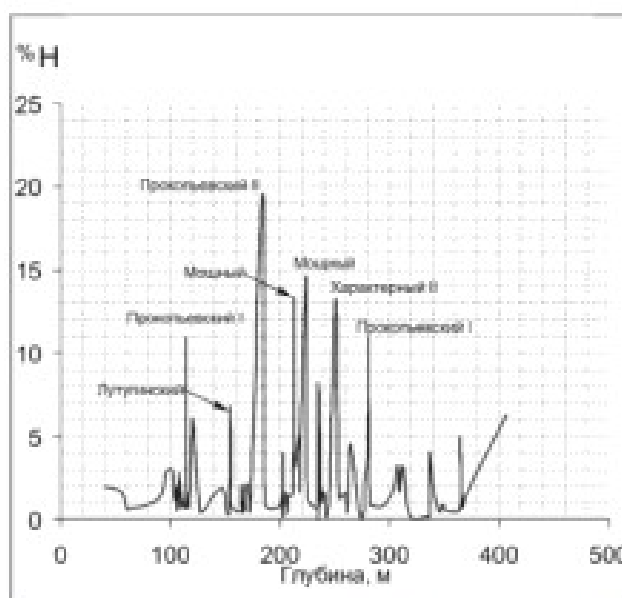


Рисунок 5.1 - Изменение метаноносности угольных пластов Прокопьевско-Киселёвского месторождения с глубиной их залегания

Кроме того, месторождение имеет ту отличительную особенность, что в углях наблюдаются достаточно высокие концентрации водорода [52]. Так содержание водорода в углях Притырганской зоны отмечены значения до уровня 20%, а среднее колеблется в интервале 7-9% (рис. 5.2). Высокое содержание водорода может способствовать повышению в газовом топливе отношения  $H_2/CO$ , а следовательно – увеличению теплотворной способности сырого генераторного газа, вырабатываемого в процессе ПГУ.

Также следует отметить тенденцию к относительному постоянству средних значений содержания водорода по глубине залегания угольных пластов.



Содержание водорода в углях Притырганской зоны, %

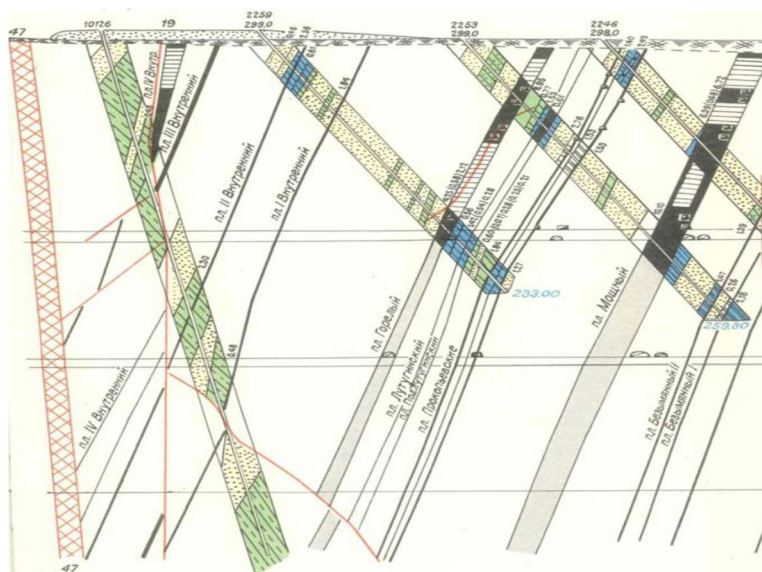
**Рисунок 5.2 - Колебания величины содержания водорода в углях месторождения**

Доказано, что наиболее высокой метаноносностью отличаются угли коксовые, газово-жирные, а также сложенные блестящими и полублестящими литологическими типами. В Центральном и Маганакском районах месторождения большинство углей принадлежит к витреновым и клареновым разностям, т.е. имеют повышенную трещиноватость. Отмеченные особенности участков Прокопьевско – Киселёвского угольного месторождения являются благоприятными геологическими факторами как для применения технологии

выработки генераторного газа подземной газификации угольных пластов, так и для добычи угольного метана.

Отработка мощных угольных пластов подземным способом в настоящее время ведется только в г. Прокопьевске Кемеровской области на Прокопьевско-Киселевском месторождении [53]. Его уникальность заключается в том, что углы падения угольных пластов находятся в пределах  $45...90^{\circ}$ , а суммарная мощность пластов достигает 30...35 м. Геологическая структура месторождения представляет собой ряд чередующихся синклинальных и антиклинальных складок, осложненных множеством тектонических нарушений различных типов.

Горные работы по добыче угля ведутся на глубине 250...450м от дневной поверхности. Принципиальная схема строения месторождения приведена на рис. 5.3.



**Рисунок 5.3 - Схема тектонического строения свиты угольных пластов Прокопьевско-Киселевского метаноносного угольного месторождения Кузбасса**

В настоящее время из действующих когда-то 16-ти шахт в городах Прокопьевске и Киселевске осталось только две в г. Прокопьевске: АО «Шахта имени Дзержинского» и АО «Шахта Красногорская». Остальные шахты, несмотря на то, что добывали качественные коксующие угли, закрыты из-за отсутствия высокопроизводительных, безопасных и конкурентных технологий отработки такого рода месторождений угля подземным способом

На данном высокогазоносном месторождении закрытые угольные шахты становятся объектами, выделяющими в атмосферу шахтный метан и другие вредные газы, и становятся потенциально опасными для близлежащих населенных пунктов. На горных отводах таких шахт, через систему трещин, метан продолжает неконтролируемо выделяться на поверхность, что представляет собой угрозу окружающей среде.

Эти излишки метана скапливаются в техногенных пустотах. По прогнозам ООО ВостНИИ в горных выработках шахт «им. Ворошилова», «Зиминка», «Коксовая», «им Дзержинского» общий объем пустот, образовавшихся после отработки угольных пластов за последние 10 лет, составляет 8636,9 тыс. м<sup>3</sup>. Эти ресурсы могут обеспечить тепловой, либо электрической энергией ближайшие объекты энергопотребления, а также уменьшить расходы на энергетические нужды региона, а также быть использованными в технологии ЛУГЭК-ПГУ.

Установлено, что при средней концентрации метана 42%, в объеме выработанных пространств может находиться около 5 млн. м<sup>3</sup> метана. [53] В результате экспериментальных замеров, проведенных в течение 10 лет, установлено, что после отработки угольных пластов «Горелый», «Внутренний», «Мощный» шахт «Красногорская» и «Зиминка» средняя годовая производительность одной дегазационной скважины в купола обрушения закрытых шахт составила 1614 тыс. м<sup>3</sup> метана с при концентрации метана 46 %. Измерение дебита метана, например, из профилактической скважины глубиной 330 м и диаметром 159 мм в 2011 -2012 гг. показало, что средний дебит метана единичной скважины колебался в интервале 1,12 – 1,23 м<sup>3</sup>/мин, что в переводе на месячные дебиты означает около 52 тыс. м<sup>3</sup>/мес. При использовании в технологии ЛУГЭК-ПГУ, например, одновременно блока из 10 таких скважин годовой дебит блока составит 6,24 млн. м<sup>3</sup>/год чистого метана, чего с успехом хватит для выработки сингаза.

В Кузбассе в настоящее время закрыто 39 шахт, из них в Прокопьевском геолого-экономическом районе - шахты «им. Калинина», «Новоградская»,



Геологические условия залегания основных пластов Прокопьевско-Киселевского месторождения характеризуются показателями, приведенными в табл. 5.1.

Таблица 5.1 - Геологические условия залегания угольных пластов Южно-Абинского участка месторождения

Наименование пласта	Мощность пласта, м	Технический состав угля			$Q^H$ , МДж/кг	Элементный состав угля на горючую массу, %				
		W <sup>p</sup>	A <sup>d</sup>	V <sup>r</sup>		C	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N	S
IV	4,2-8,6	6,0	5,2	32,3	29,1	84,5	4,91	8,0	2,39	0,35
VI	0,7-3,4	4,0	8,0	22,0	35,6	87,0	5,0	2,1	2,40	0,50
VII	1,4-3,8	6,0	2,8	32,0	30,6	82,5	5,30	7,15	2,84	0,44
III	0,9-2,8	8,0	2,3	32,0	28,9	83,5	4,85	8,75	2,58	0,33
Горелый	38-6,8	2,5	4,3	27,0	30,7	85,0	4,75	7,70	2,39	0,30
Мощный	5,4-10,2	4,0	9,5	23,0	35,6	87,0	5,50	8,6	2,50	0,30

Поле б. шахты «Суртаиха» расположено в южной части г. Киселевска Кемеровской области. Границами поля являются: на севере – барьерный целик с шахтой им. Вахрушева, на юге - барьерный целик с шахтой «Тайбанской», на востоке - ось замка III геосинклинали, на западе – ось геоантиклинали "М". Длина поля по простиранию 2,7 км, наклонная длина по падению 1,2 км. Объектом разработки по технологии ЛУГЭК-ПГУ приняты запасы угля в трёх угольных пластах «Мощный», «IV Внутренний» и «VI Внутренний», относящиеся к отложениям «Верхнебалахонской» подсерии и расположенные ниже нижней технической границы шахтного поля бывшей шахты. (рис.5.5).



Пермская				Система
Нижний				Отдел
Балахонская				Серия
Верхнебалахонская				Подсерия
Промежуточная	Ишановская	Кемеровская	Усятская	Свита
150	230	150	275	Мощность, м
Литологический разрез				Название угольных пластов
Метровый	Сложный Д Сложный Г	Каделожный Супняк	Кудрявский Горный Душманские Промысловые Мощный Безымянный Д Безымянный Г Словоцкий Лицевой Кудрявский Лептосидный Лептосидный	

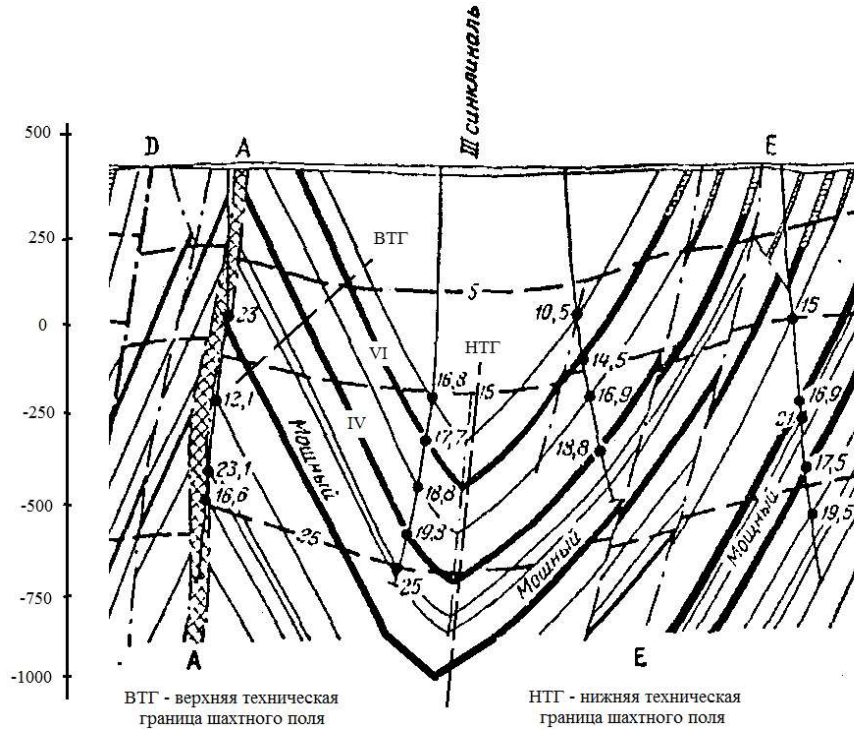
Рисунок 5.5 - Стратиграфический разрез угольной толщи на участке шатного поля «Сургаиха»

Угол падения пластов  $55 \div 75^{\circ}$ . Расстояния между пластами в пределах выбранного участка составляют между «Мощным» и «IV Внутренним» 248 м и между «IV и VI Внутренними» 80 м. Верхняя граница шахтного поля находится на абсолютных отметках от +78 до -109 м.

Литологический состав вмещающих пород довольно однообразен - мелкозернистые песчаники, алевролиты. Породы достаточно устойчивы при обнажении и обладают хорошей обрушаемостью. На контакте с угольным пластом могут иметь место слабоустойчивые породные прослойки ложной кровли. Коэффициент крепости угля в массиве  $f < 1$ , т.е. предел сопротивления на сжатие составляет не более 10 МПа. Водообильность бывшей шахты была незначительная. Шахта была отнесена к сверхкатегорным. Так, при отработке пласта IV «Внутреннего» на верхних горизонтах относительная газообильность шахты зафиксирована на уровне  $16 \text{ м}^3/\text{т с.д.}$

Пласты на опытном участке относительно выдержаны по простиранию и по падению. Они являются частью III геосинклинали. В пределах III - IV геосинклиналей глубина залегания пластов доходит до 1200 м. Марки угля пластов «Внутренних» - ГЖ (энергетические) и «Мощный» - СС. Повышенная трещиноватость и проницаемость пластов распространяется на глубину 80-100 м от поверхности. Угли слабосернистые. Повышенная метаноносность пластов (более  $17 \text{ м}^3/\text{т}$ ) наблюдается на глубине свыше 250 м. Использование угольного

метана при доработке поля шахты «Суртаиха» целесообразно осуществлять также на полях соседних шахт (расстояние не более 5 км), где метаноносность угольных пластов нарастает с глубиной и достигает 18-25 м<sup>3</sup>/т (рис. 5.6 и табл. 5.2). [54].



**Рисунок 5.6 - Характер III синклинали месторождения в зоне шахтного поля «Суртаиха» и значения метаноносности угольных пластов по глубине её залегания**

**Таблица 5.2 - Распределение метаноносности угольных пластов Прокопьевско-Киселевского района по глубине их залегания**

Структуры, крылья	Газоносность пластов (м <sup>3</sup> /т) на глубине от дневной поверхности, м				Марки углей
	200-400	400-600	600-800	800-1000	
II синклиналь западное	2-19	6-24	20-25	—	ГЖ, КЖ, К, СС
II синклиналь, восточное	3-26	6-24	15-28	—	ГЖ, КЖ, К, С
III синклиналь, западное	2-19	4-25	11-27	14-26	КЖ, К, ОС, СС, Т
III синклиналь, восточное	2-24	6-27	16-28	17-29	КЖ, К, ОС, СС, Т
V синклиналь, западное	4-16	7-23	10-26	18-22	К, ОС, Т
V синклиналь, восточное	4-21	9-24	8-25	14-24	К, ОС, Т
VI синклиналь, западное	5-19	6-21	9-19	21-23	КЖ, К, ОС, СС, Т

В табл. 5.2 приведены значения метаноносности угольных пластов, включающих пласты Верхнебалахонской серии. Приведенные значения убедительно говорят о том, что угольные пласты «Мощный», «IV и VI Внутренние», залегающие в III-ей синклинали на глубинах 600 – 900м, являются высокогазоносными, что способствует выбору этого участка Прокопьевско-Киселевского угольного месторождения для промышленных испытаний технологии выработки из угольного пласта газового топлива по технологии ЛУГЭК-ПГУ.

Выбранный участок Прокопьевско-Киселёвского угольного месторождения в своих границах характеризуется размерами выбранного участка месторождения, оценкой запасов угля и угольного метана по пластам и в целом по участку, а также оценкой извлекаемых ресурсов угольного метана для использования его в процессе выработки газового топлива. Сводная геологическая характеристика угольных пластов для проектирования строительства и эксплуатации ЛУГЭК-ПГУ приведена в табл. 5.3.

Таблица 5.3 - Геологическая характеристика Локального углегазоэлектрического комплекса (ЛУГЭК-ПГУ) на поле шахты «Суртаиха» Кузнецкого угольного бассейна

Показатель	Единица измерения	Значение показателя
Мощность рабочих пластов:		
VI	м	7,8
IV	м	3,2
«Мощного»	м	9,5
Средний угол падения	град	60
Отметки границ шахтного поля (верхняя/нижняя): по пластам		
VI	м	+78/-203
IV	м	0/-187
«Мощный»	м	-109-953/
Размеры шахтного поля «Суртаиха» (пласты: VI-IV-«Мощный»)		
- по простиранию	м	2700
- по падению	м	630-870-1000
Запасы угля в пределах границ шахтного поля (пласты: VI-IV-«Мощный» = Итого)	тыс. т	1667,9 + 9922,2 + 33858,0 = 44448,1

Средняя метаноносность угольных пластов на поле шахты:		
- VI Внутреннего	м <sup>3</sup> /т	15,6
- IV Внутреннего	м <sup>3</sup> /т	16,8
-«Мощного»	м <sup>3</sup> /т	18,5
Ресурсы угольного метана по пластам и на шахтном поле в целом	млн. м <sup>3</sup>	26,02 + 166,69 + 626,37 = 819,08
Извлекаемые ресурсы угольного метана при коэффициенте извлечения $K_{изв}=0,8$		655,26

Как видно из приведенных данных, общие ресурсы угольного метана на выбранном участке составляют более 800 млн. м<sup>3</sup>. Добываемые ресурсы при коэффициенте извлечения 0,8 равны 655,26 млн. м<sup>3</sup>.

Для освоения такого метанового ресурса добычу угольного метана из неотработанных запасов следует вести путем использования способов интенсификации метаноотдачи угольного пласта. Зона активной обработки пласта из одной скважины для интенсификации метаноотдачи угольного пласта (зона гидрорасчленения и/или физико-химической обработки) составляет при радиусе 120 м около 45 тыс. м<sup>2</sup>. Таким образом, дегазируемые из одной скважины запасы угля в пластах суммарной мощностью 26 м оцениваются в 1,5 млн. т. При средней метаноносности пластов 18 м<sup>3</sup>/т они содержат 27 млн. м<sup>3</sup> угольного метана.

При условии использования 80 % от потенциальной метаноносности угля одна скважина в зоне интенсификации метаноотдачи пласта может обеспечить более 21 млн. м<sup>3</sup> метана. Для удовлетворения расчетных потребностей углегазоэлектрического предприятия при использовании неравномерно-распределённой схемы подготовки пластов необходимо суммировать потенциальные извлекаемые запасы угольного метана, как в неразрабатываемых пластах, так и на полях закрытых газоносных шахт.

В указанных геологических условиях запроектирован Локальный углегазоэлектрический комплекс (ЛУГЭК-ПГУ) на базе подземной газификации и добычи угольного метана из пластов VI и IV «Внутренних» и «Мощного».

## 5.2 Проектирование основных технических параметров комплекса ЛУГЭК-ПГУ

К основным проектным параметрам Локального углегазоэлектрического комплекса, использующего процессы подземной переработки угольного пласта в сырой генераторный газ (СГГ), очистки его от диоксида углерода с получением очищенного генераторного газа (ОГГ), параллельную добычу угольного метана (УМ) и выработку газового топлива для генерации электроэнергии и/или тепла, относятся:

- технические - производственная тепловая мощность комплекса  $N_T$  (МВт), годовая энергетическая производительность комплекса по товарной продукции – выработке электроэнергии  $A_{г.к.}$  ((МВт·ч)/год), энергетическая эффективность комплекса  $\eta_k$ ; запасы угля  $Z_y$  (млн. т), запасы угольного метана  $Z_m$  (млн. м<sup>3</sup>), расход очищенного генераторного газа  $q_{о.г.г.}$  (м<sup>3</sup>/сут.), расход угольного метана  $q_m$  (м<sup>3</sup>/сут), расход газового топлива  $q_{г.т.}$ (м<sup>3</sup>/сут.), время работы комплекса  $T_k$  (лет);
- экологические - оценка работы эффективности эксплуатации комплекса по снижению вредных выбросов (оксиды углерода, серы и азота) в окружающую среду;
- экономические - оценка затрат на строительство и эксплуатацию комплекса, а также рентабельности комплекса.

В настоящем разделе рассмотрены методические основы проектирования основных технических параметров

Тепловая мощность ЛУГЭК-ПГУ должна удовлетворять требованию экономической эффективности комплекса, которое выражается критерием экономической эффективности [2]

$$Pr_{сл} = 10^3 \cdot N_T \cdot \eta_{эл} \cdot T_{сл} (c_{эл} \cdot t_{г} - \sum_{i=1}^n Z_i - c_{г.уд.ин}) \rightarrow \max \quad (5.1)$$

где  $Pr_{сл}$  – прибыль ЛУГЭК за период  $T_{сл}$  (лет), руб;  $N_T$ - тепловая мощность комплекса, МВт;  $\eta_0$  – энергетический к.п.д. трансформации тепловой энергии энергоносителя в электрическую мощность, равный в наших условиях 0,5;  $C_{эл}$  - стоимость 1 кВт·ч, отпускаемого комплексом потребителю, руб/(кВт·ч);  $t_p$  – годовое время работы комплекса по отпуску электроэнергии, час/год;  $Z_i$ – суммарные годовые затраты на генерацию тепловой мощности ЛУГЭК по  $i$ -элементам затрат в расчёте на 1 кВт мощности ЛУГЭК-ПГУ (руб/кВт·год) , в частности, годовые расходы на: бурение и обустройство газодобывающих и метанодобывающих скважин; потребление электроэнергии в производственных процессах; затраты на амортизацию эксплуатируемого оборудования комплекса; стоимость расходных материалов; затраты на оплату труда персоналу комплекса;  $c_{г.уд.ин}$  – годовые удельные инвестиции (капзатраты) на единицу выпускаемой продукции, руб./кВт·год;  $n$  –число элементов затрат в эксплуатационных расходах. [70]

Тепловая мощность ЛУГЭК-ПГУ  $N_T$  (МВт) тесно связана с его электрической мощностью  $N_{эл}$ , (МВт), поэтому определяем её по формуле

$$N_T = N_{эл} / \eta_{эл} \quad (5.2)$$

где  $\eta_{эл}$  – КПД ЛУГЭК на газовом топливе; при использовании установки комбинированного цикла КПД = 0,5. Электрическая мощность ЛУГЭК задаётся в проекте, т.к. она определяется планами развития энергообеспеченности региона на перспективу и зависит от наличия потребителей электроэнергии в настоящее время и в будущем.

Производственная мощность ЛУГЭК-ПГУ по выработке электроэнергии зависит от потребности региона в электроэнергии, наличия дефицита в энергопотреблении, развития сетевой структуры ЛЭП и стратегии обеспечения электроэнергией и теплом данного региона. Поэтому проектируемая величина электрической установленной мощности ЛУГЭК  $N_э$  (МВт) согласовывается с планами развития энерговооруженности предприятий, энергопотребителями и устанавливается (назначается) в проекте директивно.

Тепловая мощность комплекса принята равной  $N_T = 200\text{МВт}$ , электрическая  $N_э = 100\text{МВт}$ , электрический КПД  $\eta_0 = 50\%$ .

Производительность комплекса по выработке электроэнергии в соответствие с электрической мощностью равна  $A_{г.к.} = 100\text{МВт} \cdot 7200\text{ч/год} = 720\text{МВт} \cdot \text{ч/год}$  (720 тыс.кВт·ч/год), где учтено, что по выработке электроэнергии комплекс работает 7200 часов в год.

Исходя из технологического регламента работы комплекса по выпуску товарной продукции, процесс ПГУ должен быть непрерывен. Поэтому в технологической схеме комплекса предусмотрены резервные (накопительные) хранилища для генераторного газа.

Интенсивность же добычи угольного метана может регулироваться также путём создания метановых газонакопителей или запорными устройствами на метанодобычных скважинах. В оставшиеся время в объёме 1560 часов в год на комплексе проводятся ремонтно-профилактические работы, обеспечивающие надежность и стабильность основных технологических и экологических параметров комплекса.

Оценим далее на основе численного моделирования эффективность горно-технологического блока комплекса, включающего процессы подземной газификации угольного пласта и добычи угольного метана.

При подземной газификации угля на парокислородном дутье предусмотрено в проекте получение удельного выхода сырого генераторного газа в среднем на уровне до 3,5 - 4 м<sup>3</sup> в процессе газификации 1 кг угля или 4000 м<sup>3</sup>/т угля при его теплоте сгорания 20 МДж/м<sup>3</sup>. В этом случае из 1т угля при ПГУ вырабатывается 222,4 МВт·ч/т тепловой энергии. Учитывая энергетические затраты на выполнение процесса подземной газификации, равные 30% от теплоты сгорания газообразного топлива, имеем чистое увеличение энергоэффективности трансформации угля в генераторный газ в размере  $222,4 \cdot 0,7 / 46,6 = 3,34$  раза. В этом моделировании не учтено превышение КПД ТЭС, работающей на газе, по сравнению с КПД ТЭС, работающей на угле, которое ещё более увеличивает эффект повышения

энергоэффективности использования газового топлива, вырабатываемого из угля. Ориентировочная оценка повышения энергоэффективности использования угля, как углеводородного топлива, при его подземной газификации находится в интервале 3,5 - 4 раз.

Принимаем в проекте ЛУГЭК-ПГУ для шахтного поля «Суртаиха» электрическую мощность равной  $N_{эл} = 100$  МВт, а его КПД  $\eta_{эл} = 0,5$ , тогда тепловая мощность комплекса будет равна  $N_{эл}/\eta_{эл} = N_T = 200$  МВт.

Потребность в газовом топливе с теплотой сгорания 28 МДж/м<sup>3</sup> (см. раздел диссертации 2.3) составляет

$$q_{г.т.} = N_T / Q_{г.т.} = 200 / 28 = 7,143, \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.3)$$

где  $Q_{г.т.} = 28$  МДж/м<sup>3</sup> – заданная теплота сгорания газового синтетического топлива (сингаза), поступающего в генерирующую установку, МДж/м<sup>3</sup>.

Теплота сгорания выработанного на парокислородном дутья и очищенного от 20% диоксида углерода в объёме очищенного генераторного газа (ОГГ) принята равной  $Q_{огг} = 20$  МДж/м<sup>3</sup>. Поэтому 8 МДж/м<sup>3</sup> необходимо добавить за счёт добычи угольного метана, теплота сгорания которого равна 32 МДж/м<sup>3</sup>. Доля расхода метана по отношению к расходу очищенного генераторного газа определяется долевым коэффициентом смешения компонентов (ДКС) газового топлива  $\mu$ . Поэтому расход угольного метана вытекает из формулы (4.5)

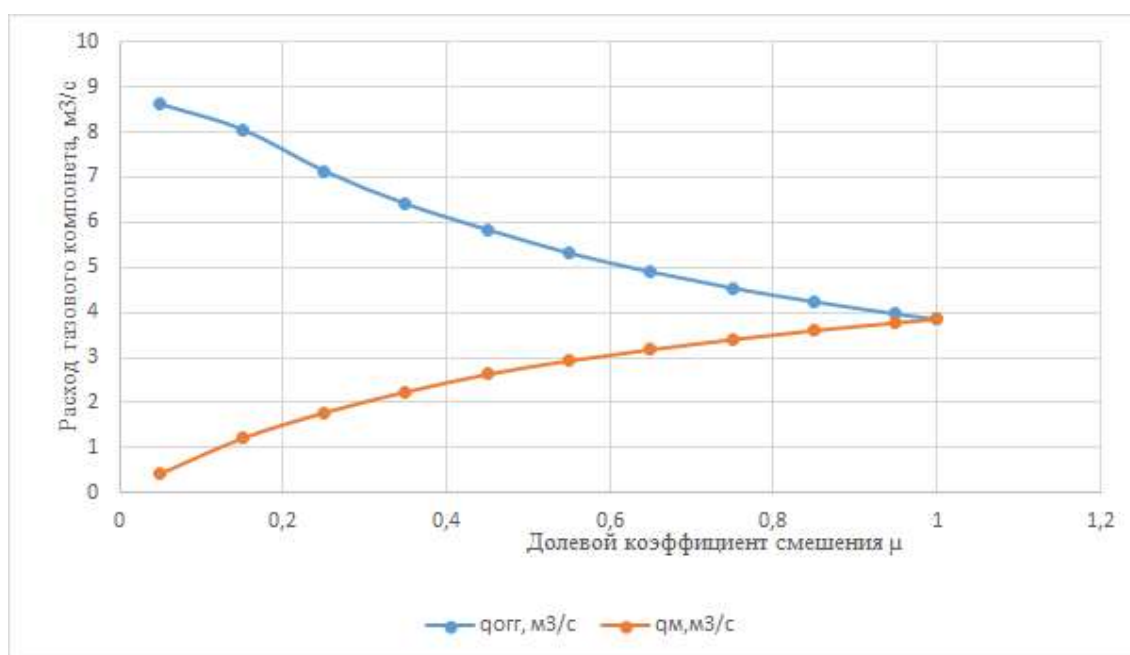
$$200 = q_{огг} \cdot Q_{огг} + q_m \cdot Q_m = q_{огг} (Q_{огг} + \mu \cdot Q_m) \quad (5.4)$$

Подставляя в (5.4) численные выбранные значения теплоты сгорания газовых компонентов в газовом синтетическом топливе (очищенного генераторного газа и угольного метана), получаем расчётную формулу связи расхода очищенного генераторного газа в функции долевого коэффициента смешения  $\mu$

$$q_{огг} = \frac{200}{20 + \mu \cdot 32}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.5)$$

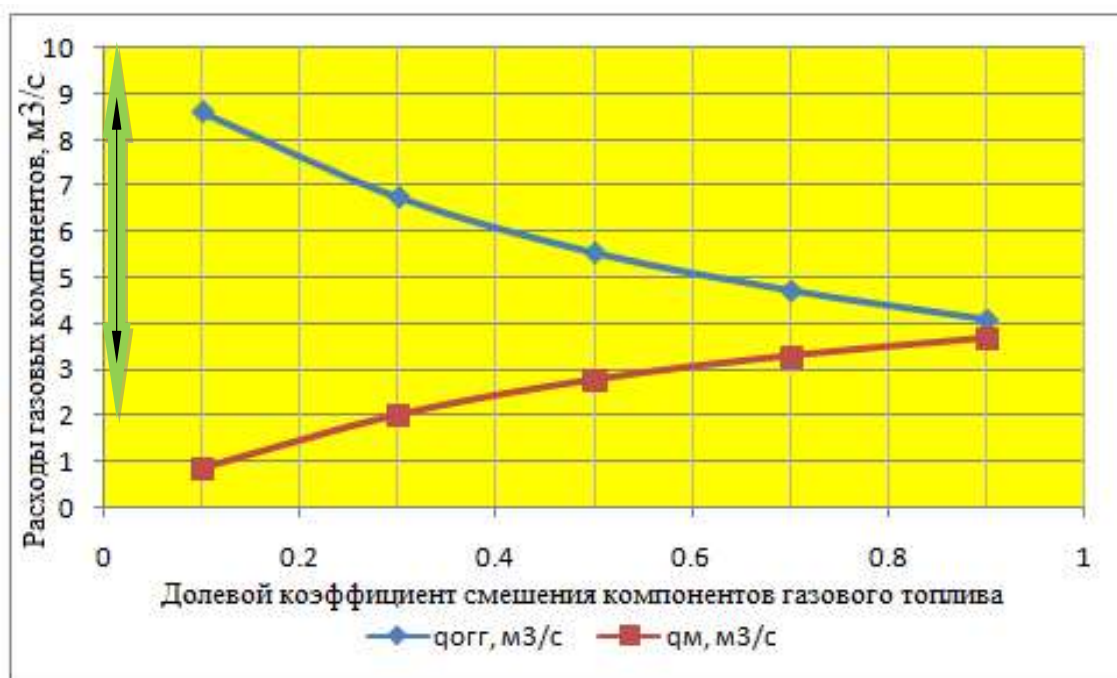


По результатам моделирования (5.5) и обработки его данных на рис. 5.7 приведены значения параметров газового топлива ЛУГЭК в функции долевого смешения потоков компонентов синтетического газового топлива при условии, что теплота сгорания добываемого из угленосной толщи угольного метана равна  $32 \text{ МДж/м}^3$ , а требуемая теплота сгорания вырабатываемого газового топлива, получаемого в результате смешения метана и очищенного генераторного газа, равна  $20 \text{ МДж/м}^3$  (теплота сгорания среднекалорийного газа газификации угля).



**Рисунок 5.7 - Функциональная связь расходов компонентов синтетического топлива с долевым их содержанием**

Учитывая ограниченные запасы угольного метана в пределах поля шахты «Суртаиха», в нашем проекте следует выбирать значения КДС в размере до 20% к расходу очищенного генераторного газа. На рис. 5.8 приведена графическая иллюстрация определения расходов компонентов сингаза для шахты «Суртаиха»  $q_{огг} = 8,06 \text{ м}^3/\text{с}$  и  $q_m = 1,2 \text{ м}^3/\text{с}$  по КДС ( $\mu = 0,15$ ).



**Рисунок 5.8 - Схема определения расходов компонентов сингаза по заданной величине КДС μ**

Численная проверка расхода синтетического топлива по показателям указанных расходов компонентов даёт следующий результат

$$q_{г.т.} = \frac{8,06 \cdot 20 + 1,2 \cdot 32}{28} = 7,13 \text{ м}^3 / \text{с}, \quad (5.6)$$

что практически совпадает с определённым ранее  $7,14 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Для обеспечения метанового ресурса с расходом  $1,2 \text{ м}^3/\text{с} = 72 \text{ м}^3/\text{мин}$  добычу угольного метана из неотработанных запасов следует вести с использованием способов интенсификации метаноотдачи угольного пласта одновременно через несколько метанодобывающих скважин, а также использовать метановые ресурсы, заключённые в горных выработках и полостях отработанных соседних шахтных полей.

В табл. 5.4 приведены основные параметры ЛУГЭК применительно к условиям шахтного поля «Суртаиха».

Таблица 5.4 - Основные параметры горно-технологического блока ЛУГЭК на шх. «Суртаиха» Прокопьевско-Киселёвского угольного месторождения

Параметр	Индекс	Единица измерения	Значение
Электрическая мощность	$N_{э}$	МВт	100
Электрический КПД	$\eta_{эл}$	б/р	0,5
Тепловая мощность	$N_{т}$	МВт	200
Расход очищенного генераторного газа	$q_{огг}$	м <sup>3</sup> /с	8,06
Расход сырого генераторного газа	$q_{сгг}$	м <sup>3</sup> /с	9,67
Долевой коэффициент смешения (ДКС)	$\mu$	б/р	0,15
Расход угольного метана	$q_{м}$	м <sup>3</sup> /с	1,2
Теплота сгорания очищенного генераторного газа	$Q_{огг}$	МДж/м <sup>3</sup>	20
Теплота сгорания метана	$Q_{м}$	МДж/м <sup>3</sup>	32
Теплота сгорания газового топлива	$Q_{г.т.}$	МДж/м <sup>3</sup>	28
Удельный выход сырого генераторного газа при ПГУ	$b_{уг}$	м <sup>3</sup> /т	3500
Запасы угля	$Z_{уг}$	млн. т	46,42
Ресурс угольного метана	$Z_{м}$	млн. м <sup>3</sup>	982,43

### 5.3 Оценка ресурсов шахтного поля «Суртаиха» для проектирования ЛУГЭК

Горно-технологическая часть проекта ДУГЭК содержит два крупных раздела: проектирование строительства и эксплуатации скважин для осуществления процесса подземной газификации угольных пластов в границах выбранных запасов угля и проектирование заложения и функционирование метонодобывающих скважин в тех же границах. Эти технологические процессы составляют основу подготовки шахтного поля для эффективной выработки газового топлива, состоящего из горючих компонентов генераторного газа и угольного метана. Главная задача проектирования подготовки состоит в получении газового топлива с достаточной теплотой сгорания и соответствующего требованиям к газовому топливу, используемого в парогазотурбинных газотурбинных генерирующих установках, в том числе – и в установках комбинированного цикла.

К ресурсам шахтного поля относятся запасы угля, пригодного для подземной газификации и извлекаемые ресурсы угольного метана. Они влияют на производительность углеэнергетического комплекса, его срок службы и экономические показатели всего проекта. Для их оценки проанализируем отдельно процессы подземной газификации и добычи угольного метана, ориентируясь на принятые в разделе 5.1 технические границы шахтного поля и основные параметры ЛУГЭК, разработанные в разделе 5.2.

#### 5.3.1 Параметры подземной газификации угольных пластов

Исходя из основных параметров ЛУГЭК в условиях шахты «Суртаиха», производительность комплекса по производству сырого генераторного газа составляет

$$q_{\text{срг}} = q_{\text{орг}} / \left( \frac{100 - C_{\text{уг.г}}}{100} \right) \quad (5.6)$$

где  $C_{\text{уг.г}}$  – концентрация углекислого газа в сыром генераторном газе (СГГ), по опытным данным Южно-Абинской станции ПГУ содержание углекислого газа в сыром генераторном газе в процессе подземной газификации угольных пластов на парокислородном дутье можно принять в среднем равным 10% [55, 71]. Тогда по (5.6)  $q_{\text{сгг}} = 8,06/0,9 = 8,96 \approx 9 \text{ м}^3/\text{с}$  или 282,56 млн.  $\text{м}^3/\text{год}$ .

Учитывая, что удельный выход сырого генераторного газа в расчёте на 1т сгоревшего угля в процессе подземной газификации принят равным 3,0  $\text{м}^3/\text{кг}$  [55], производственная мощность ЛУГЭК по углю составит  $282,56/3,0 = 94,2$  тыс. т/год.

Срок службы шахты по фактору выработки запасов угля с такой производственной мощностью на поле шахты «Суртаиха» при отработке трех пластов составляет  $46,42/(94,2 \cdot 10^{-3}) = 492$  года, т.е. практически не ограничен. При отдельной эксплуатации пластов свиты сроки службы комплекса составляют: по пл. VI – 23 года, по пл. IV – 103 года и по пл. «Мощного» - 366 лет. Однако, этот расчёт не является единственной оценкой времени отработки шахтного поля по технологии ЛУГЭК-метан.

Так как эта технология предусматривает использование как угольных, так и метановых ресурсов шахтного поля, то их расходы определяются ДКС  $\mu$ . Ниже приводится методика расчёта срока службы шахтного поля в технологии ЛУГЭК-метан, основанная на учёте долевого использования углеводородных ресурсов шахтного поля.

На основе формулы (5.5) раздела 5.2 диссертации составим основное уравнение для расчёта расхода газового топлива комплекса в связи со сроком службы при  $N_{\text{T}}=200\text{МВт}$ ,  $Q_{\text{огг}}=20\text{МДж}/\text{м}^3$  и  $Q_{\text{м}}=32 \text{ МДж}/\text{м}^3$

$$q_{\text{г.г.}} = \frac{(Z_{\text{пл.VI}} + Z_{\text{пл.IV}}) \cdot b_{\text{уд}}}{31,536 \cdot T_{\text{сл}}} = \frac{200}{20 + \mu \cdot 32}, \text{м}^3 / \text{с} \quad (5.7)$$

где  $Z_{\text{пл.VI}}$ ,  $Z_{\text{пл.IV}}$  – запасы угля по пластам VI и IV, принятые с учетом вышеприведенного расчета их отдельной эксплуатации и равные 11,589 млн. т;  $b_{\text{уд}}$  – удельный выход генераторного газа при подземной газификации того же пласта, принят равным  $b_{\text{уд}} = 3000 \text{ м}^3/\text{т}$ ;  $T_{\text{сл}}$  – срок службы запасов угольного

пласта VI, лет;  $\mu$  –ДКС. Числовой коэффициент при временном параметре в знаменателе означает приведение единиц его измерения в систему СИ. После подстановки численных значений в (5.7) имеем конечное уравнение связи срока службы со значением ДКС

$$T_{сл} = 5,5123(20 + 32 \cdot \mu), \text{ лет} \quad (5.8)$$

В табл. 5.5 представлены результаты расчёта срока службы комплекса по фактору газификации двух пластов свиты VI и IV.

Таблица 5.5 - Связь срока службы шахты с ДКС при подземной газификации пластов VI и IV

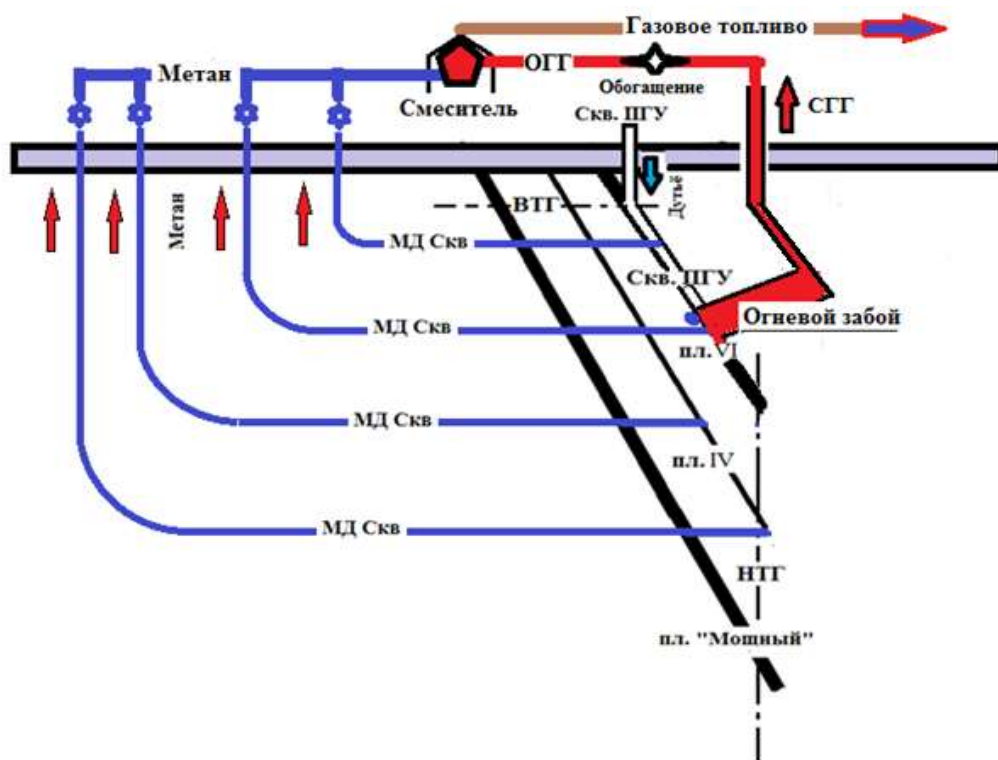
<b>ДКС <math>\mu</math></b>	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9
<b><math>T_{сл}</math>, лет</b>	127,9	163,2	198,7	233,7	269,0

Так как в настоящем проекте принято значение  $\mu = 0,15$  срок службы шахтного поля может быть ограничен по фактору подземной газификации пластов VI и IV 130 годами.

Следует также отметить явную закономерность, следующую из табл. 5.4: с увеличением доли углеметанового компонента в газовом топливе, т.е. – значения ДКС, возрастает срок службы угольных запасов, предназначенных для подземной газификации. Это закономерность может служить средством регулировки временем отработки угольных запасов на шахтном поле.

Запасы шахтного поля в процессе разработки угольных пластов шахты «Суртаиха» могут использоваться как для выработки генераторного газа, так и добычи угольного метана.

На шахте «Суртаиха» добыча угольного метана осуществляется из всех трех пластов «Мощного», IV и VI, а выработка генераторного газа – из пластов IV и IV (рис. 5.9).



**Рисунок 5.9 - Схема свиты угольных пластов на поле шах. «Суртаиха» в разрезе с направлением газовых потоков, газификационных и метанодобывающих скважин**

Шахтное поле разбивается на газогенерирующие (ГГБ) и метанодобывающие (МДБ) блоки, которые обрабатываются по равномерно-последовательной схеме подготовки (раздел. 4.2, рис. 4.1).

Обработка пласта VI для первоочередной подземной газификации увязывается с ресурсами угольного метана всех трёх пластов в границах шахтного поля и сроком их освоения. Газификации подлежат пласты VI мощностью 7,8м и IV мощностью 3,2м. Расстояние между подающими окислитель и продуктивной ПГУ скважинами определяется длиной огневого канала и в соответствии с разделом 3.3. диссертации принято, равным 50м.

Наиболее эффективным в процессе газификации угля с точки зрения выработки газового топлива с высокой теплотой сгорания, является парокислородное дутьё (ПКД).

По данным работы станций ПГУ в середине XX-го века в СССР и за рубежом состав сырого генераторного газа (СГГ), исходящий из продуктивных скважин ПГУ на парокислородном дутье, определялся содержанием следующих компонентов [56]: 33,5% CO+ 54% H<sub>2</sub>+0,5% CH<sub>4</sub>+10% CO<sub>2</sub>+ 1,7%

N<sub>2</sub>. В технологии ЛУГЭК на шах. «Суртаиха» углекислый газ удаляется из СГГ в обогатительно-очистительной установке поташно-абсорбционного типа (УАПТ) и превращается в обогащенный генераторный газ (ОГГ), который далее смешивается с угольным метаном, вырабатывая конечное газовое топливо (ГТ).

Расход ОГГ составляет  $200 \text{ МВт}/28 \text{ МДж/м}^3 = 8,06 \text{ м}^3/\text{с} = 29016 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Тогда расход СГГ до очистки от CO<sub>2</sub> равен  $q_{\text{сгг}} = 29016 \cdot 1,2 = 34819,2 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Для получения такого расхода СГГ в процессе подземной газификации необходима производительность по сжиганию угольного пласта в размере  $34819,2 (\text{м}^3/\text{ч}) / 3,5 (\text{м}^3/\text{кг} \text{ угля}) = 9948,3 \text{ кг угля/ч} \approx 10 \text{ т/ч}$  или  $240 \text{ т/сут}$ .

Производство пара для его использования в процессе ПГУ осуществляется в парогенераторе(ах). Вырабатываемый пар поступает по отдельной скважине к началу канала горения угольного пласта и там смешивается с кислородным дутьём. Производительность парогенератора по опытным данным должна соответствовать соотношению: 0,7 т пара на 1 т сгоревшего угля [57]. Тогда, по опытным данным производительность парогенератора составит  $10 \cdot 0,7 = 7 \text{ т/час}$ .

Зная расход очищенного генераторного газа и степень очистки сырого генераторного газа от углекислого газа (10%), определяем расход СГГ, поступающего от газогенератора к УАПТ:  $q_{\text{сгг}} = (1,1) \cdot q_{\text{огг}}$ , т.е.  $= 1,1 \cdot 8,06 \text{ м}^3/\text{с} = 8,87 \text{ м}^3/\text{с}$ .

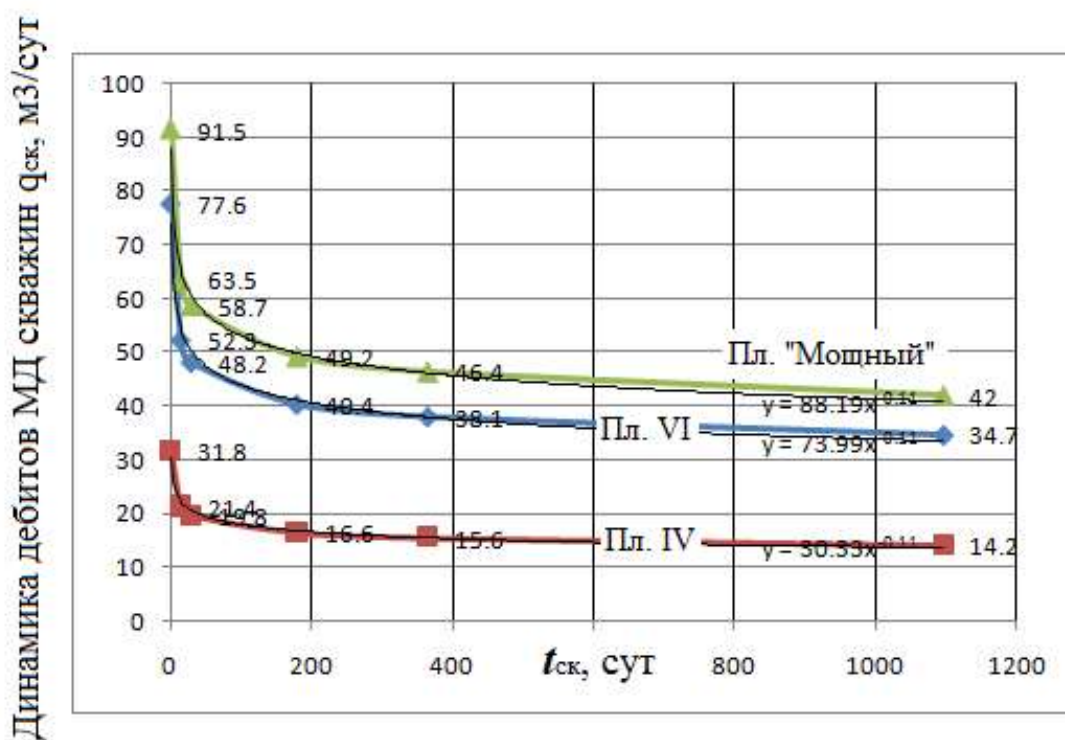
Тогда, расход парокислородного дутья должен быть примерно в 1,2-1,4 раза меньше, чем расход СГГ [55, 24]. В условиях шахты «Суртаиха» величина  $q_{\text{пкд}} = q_{\text{сгг}} / 1,3 = 8,87 / 1,3 = 6,82 \text{ м}^3/\text{с}$  или равна  $24552 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Дутьевые скважины диаметром 250-300 мм имеют пропускную способность 10 тыс. м<sup>3</sup>/ч. Таким образом, на шахтном поле в одновременной отработке должно функционировать 3 участка ПГУ, каждый из которых имеет дутьевую скважину с воздушно-кислородной смесью, дутьевую скважину с подачей пара и продуктивную скважину с выдачей сырого генераторного газа (см. раздел - подготовка шахтного поля к ЛУГЭК).



### 5.3.2 Параметры добычи угольного метана

Динамика изменения дебитом МД скважин шахты «Суртаиха» рассчитана на основе использования опытных зависимостей для пластов IV и VI табл. 4.1 и формулы (4.14) [49] и имеет следующие значения опытных коэффициентов:  $c=28,5$ ,  $D=0,92$ ,  $r_0=0,05\text{м}$ . Длина фильтрующей части МД скважины равна горизонтальной мощности соответствующего пласта: для «Мощного» - 9,5; IV – 3,2м и VI -7,8м.

На рис. 5.9 показаны зависимости дебитов вертикально-горизонтальных МД скважин  $q_{\text{м.ск}}$  ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ), побуренных на эти пласты с земной поверхности от времени их функционирования  $t_{\text{ск}}$  (сут).



Время эксплуатации МД скважин по пластам шахты "Суртаиха", сут

Рисунок 5.10 - Динамика дебитов МД скважины на поле шахты «Суртаиха» по МД пластам

Полученные зависимости явно подтверждают медленный характер падения дебитов МД скважин на поле шахты «Суртаиха», что тесно совпадает с данными предыдущих шахтных исследований скорости метаноотдачи угольных пластов Кузбасса на данном месторождении. Такой характер изменения скорости метаноотдачи и небольшие абсолютные значения дебитов

МД скважин подтверждают вывод о необходимости применения блокового принципа эксплуатации МД скважин в технологии ЛУГЭК-ПГУ.

В разделе 5.1 определены извлекаемые ресурсы угольного метана трех указанных пластов в размере 982,43 млн. м<sup>3</sup>. В разделе 5.2 установлен расход угольного метана, потребный для выработки синтетического топлива – сингаза в размере 1,2 м<sup>3</sup>/с = 103, 68 тыс.м<sup>3</sup>/сут. = 37,84 млн. м<sup>3</sup>/год. Это расход должен быть обеспечен работой метанодобывающих скважин в одном блоке. Максимальный срок разработки извлекаемых метановых ресурсов трех пластов шахтного поля составляет  $982,43 : 37,84 = 25,96$  лет, т. е.  $\approx 26$  лет.

Сравнение с временем отработки пл. VI показывает, что срок одновременной эксплуатации угольного пласта по выработки сырого генераторного газа в процессе ПГУ и извлечения ресурсов угольного метана точно совпадают. Точное совпадение является частным случаем. Вообще, совпадение сроков отработки газификационных блоков и метанодобывающих блоков может не иметь места. В таких случаях должно соблюдаться **правило: срок отработки запасов угля на шахтном поле необходимо уравнивать со сроком выработки метановых ресурсов.** В случае нехватки ресурсов метана необходимо изыскивать его дополнительные ресурсы. Это правило уже использовано в проекте ЛУГЭК на шахтном поле «Суртаиха»: ориентируясь на метановые ресурсы, для выработки сырого генераторного газа выбран лишь один пласт VI.

Итак, в проекте принимается срок службы первой очереди ЛУГЭК 26 лет, включающий добычу метана из трех пластов VI, IV и «Мощного» и одновременную подземную газификация пласта VI. Подготовка шахтного поля для первой очереди принимается блочной, равномерно-последовательной (раздел 4.4 диссертации), включает бурение скважин, проведение процесса ПГУ в газификационных блоках пласта VI и бурение метанодобывающих скважин и добычу метана с применением способов интенсификации метаноотдачи угольных пластов VI, IV, и «Мощного». Разрез вкрест простирания месторождения с указанием границ шахтного поля и

расположения газификационных и метанодобывающих скважин приведен на рис. 5.14.

Синхронизации подлежат процессы ПГУ и добычи угольного метана только на пласте VI. Здесь применяется последовательно-равномерная подготовка пласта, когда МД блок разрабатывается раньше блока ПГУ (рис. 5.10) и отработка блоков осуществляется в последовательном порядке: ПГУ - в I-м блоке + добыча метана во II-м блоке, затем ПГУ – во II-м блоке + добыча метана в III-м блоке и т.д. В этом случае основное условие функционирования блоков: ПГУ должно осуществляться в блоке, где добыча угольного метана закончена.

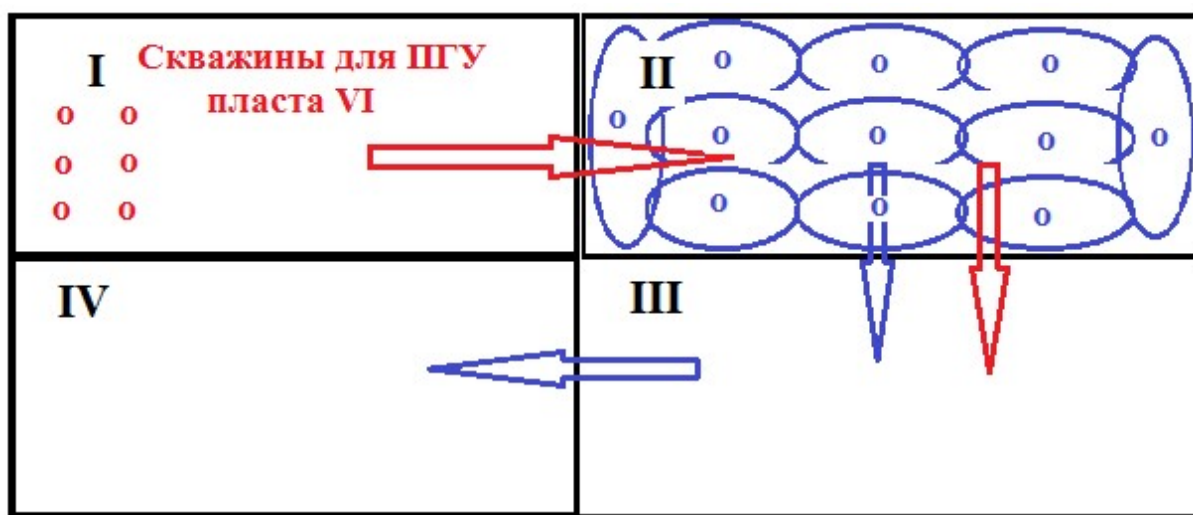


Рисунок 5.11 - Схема отработки блоков пласта VI.

Число метанодобывающих скважин в одном блоке определяется максимально возможным метановым дебитом одной метанодобывающей скважины  $q_{\text{м.скв.}}$  ( $\text{м}^3/\text{мин}$ ) в данных горно-геологических условиях.

Опыт США по освоению угольно-газового месторождения «SanJuan» показал, что отдельные скважины имели дебит до  $210 \text{ м}^3/\text{мин}$ . Однако, средний дебит скважины из 17 тысяч составил  $17 \text{ м}^3/\text{мин}$ . Но многие скважины показывали дебит  $0,2-0,5 \text{ м}^3/\text{мин}$  [58, 59, 60, 61].

Опыт МГГУ заблаговременной дегазации газоносных угольных пластов показывает, что естественный дебит скважины (до воздействия на пласт) в

режиме самоистечения обычно не превышает 1 м<sup>3</sup>/мин. Применение методов интенсификации метаноотдачи угольного пласта позволяет увеличить дебиты скважин в 5-7 раз, в отдельных случаях до 10-12 раз. В проекте примем коэффициент интенсификации метаноотдачи равным  $K_{\text{инт}}=7$ . Тогда число метанодобывающих скважин в МД блоке с дебитом 7 м<sup>3</sup>/мин. каждая составит  $(1,2 \cdot 60)/7=10,2$  скважин. Таким образом, в метанодобывающих блоках должно размещаться до 11 скважин в каждом. Для удобства разделения шахтного поля на блоки, применяем количество МД скважин в одном блоке равное 12.

План является горизонтальной проекцией плоскости пласта. Размер участка извлечения метана по простиранию равен  $L = 2700$  м, т.е. длине шахтного поля по простиранию, а длина наклонной высоты участка, равная  $H_n = 1150$ м, соответствует горизонтальной проекции при угле падения пласта  $60^\circ$  величине 575 м.

Зона дегазации пласта после применения метода интенсификации метаноотдачи угольного пласта, например, гидравлического расчленения пласта (ГРП), в зоне каждой МД - скважины представляет собой эллипс, где большая ось направлена по вектору АВ распространения главной (первой, наиболее проницаемой и более длинной) системы трещин, а малая ось AD– по направлению второй (менее длинной) по проницаемости системы трещин.

По опытным данным [62] радиус большой полуоси контура зоны добычи метана, в форме эллипса из скважины после применения способа ГРП может быть принят равным  $a= 60$  м, а радиус малой полуоси  $b=40$  м. Тогда площадь дегазации пласта из одной скважины будет пропорциональна произведению полуосей

$$S_{\text{д.ск.}} = \pi \cdot a \cdot b \quad (5.7)$$

или в численном выражении  $S_{\text{д.ск.}} = 7536$  м<sup>2</sup>. Учитывая, что в одном блоке должны добывать метан одновременно 12 метанодобычных скважин, (МД скважин)) площадь метанодобывающего блока будет равна 90432 м<sup>2</sup> или с учетом интерференции (перекрывтия) дегазационных зон в пределах 3,5%, равна  $90432/1,035 \cdot = 87374$ м<sup>2</sup>.

Площадь одного действующего МД блока равна  $200 \times 480 = 96$  тыс. м<sup>2</sup>. (рис. 5.12). В правом верхнем углу рисунка блока стрелками показаны вектора двух основных систем трещиноватости угольного пласта «Мощного», влияющие на ориентацию эллипса зоны добычи угольного метана из одной МД скважины: вектор ОА – главная система трещин пласта, с наибольшей газовой проницаемостью; вектор ОВ – вторая по проницаемости система трещин пласта «Мощного». Расстояние между МД соседними скважинами по вектору ОА  $120/1,035=116$ м, по вектору ОВ – 77.

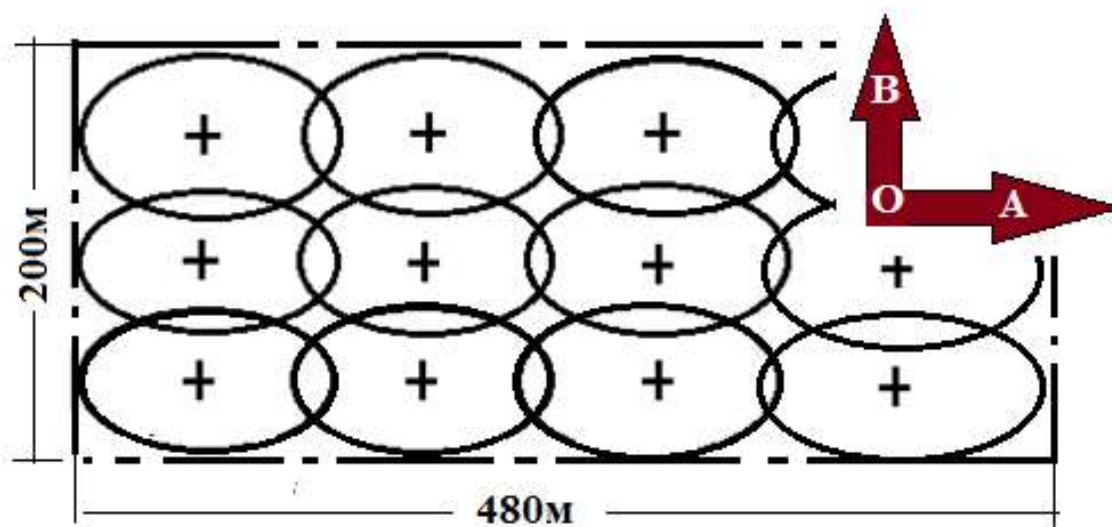


Рисунок 5.12 - Схема размещения МД скважин в границах МД блока на шахтном поле «Суртаиха» подготовки пласта

Отсюда число метанодобывающих блоков на шахтном поле составляет

$$n_{\text{бл}} = \frac{2700 \cdot 1150}{96000} \approx 32 \text{ блока} \quad (5.8)$$

В табл. 5.6 приведены основные параметры подготовки шахтного поля к ПГУ и добыче угольного метана.

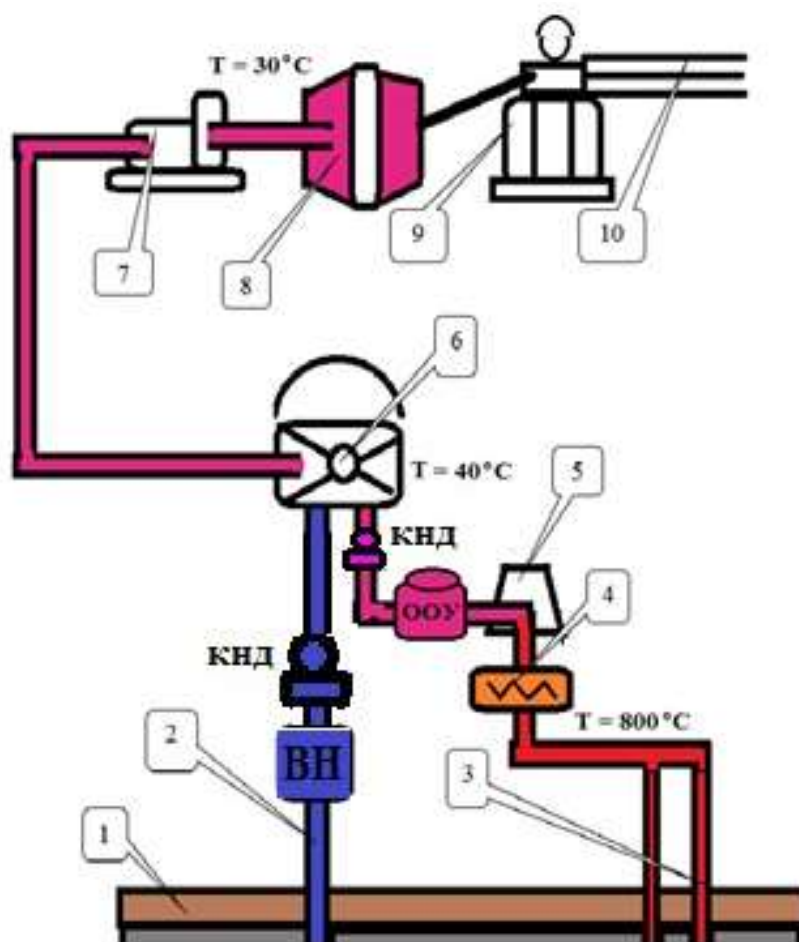
Таблица 5.6 - Параметры подготовки шахтного поля к ПГУ и добыче угольного метана

Параметр	Индекс	Единица измерения	Значение
Расстояние между скважинами ПГУ	$L_{с.пгу}$	м	35
Расходы:			
-Парокислородное дутьё	$q_{пкд}$	м <sup>3</sup> /с	6,82
Сырой генераторный газ	$q_{сгг}$	м <sup>3</sup> /с	8,87
Очищенный генераторный газ	$q_{огг}$	м <sup>3</sup> /с	8,06
Количество участков ПГУ в одновременной работе в блоке	$n_{пгу.од.}$	шт	3
Расстояние между МД скважинами по осям систем трещин	$L_{с.мд}$ по большой оси по малой оси	м м	116 77
Срок службы ПГУ и МД скважин на шахтном поле	$T_{сл.с.пгу}$ $T_{сл.мд}$	лет лет	26 26
Площадь МД блока	$S_{б.м.}$	тыс. м <sup>2</sup>	87,4
Число МД блоков на шахтном поле	$n_{б}$	шт	32
Количество МД скважин в МД блоке	$n_{с.б.}$	шт	12

## 5.4 Технологическая схема ЛУГЭК-Метан для условий шахтного поля «Суртаиха»

Локальный углегазоэлектрический комплекс включает три технологические подсистемы: горно-технологическую, очистительно-обогащительную и энерго-генерирующую.

Схема размещения основных узлов ЛУГЭК с распределением температур по транспортным ветвям действующего блока на поле шахты «Суртаиха» представлена на рис. 5.13.



**Рисунок 5.13 - Распределение температур по длине транспортирования газовых компонентов:** 1- угленосная толща с огневым забоем при  $t = T = 1100^{\circ}\text{C}$ ; 2 – МД скважина; 3 – продуктивные скважины ПГУ; 4 – теплообменник Ранка; 5 – градирня; 6 – смеситель для выработки газового топлива; 7– компрессор; 8 – парогазовая турбина комбинированного цикла; 9 – трансформатор; 10 – ЛЭП; КНД – компрессор низкого давления или на синей линии - воздуходувка типа DT “Lutos” или на красной линии – дымосос ДНХ15-1000; ВН – вакуумный насос; ООУ – очистительно-обогащительная установка карбонатно-поташного типа

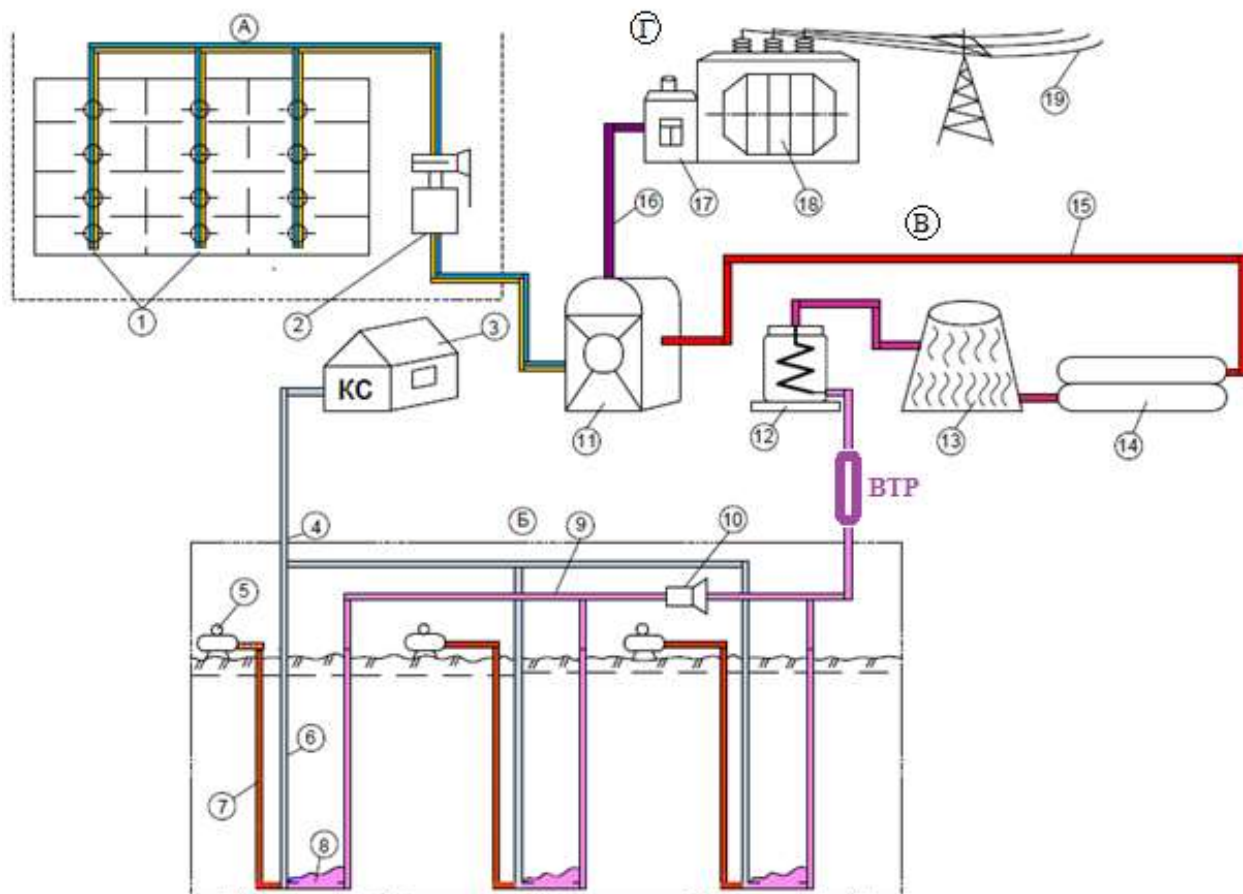
Продуктивный генераторный газ, выходящий из скважины ПГУ с  $T=800^{\circ}\text{C}$ , по трубам поступает в теплообменник 4 (рис. 5.13), где охлаждается до температуры  $300\div 350^{\circ}$ . Далее, проходя через градирню, он охлаждается ещё до  $40^{\circ}\text{C}$ . С такой температурой сырой генераторный газ (СГГ) попадает в очиститель-обогащительную установку (ООУ), где происходит поглощение углекислотной составляющей и очистка газа от минеральных частиц. Далее, очищенный генераторный газ (ООГ) поступает в компрессор низкого давления и далее в смесительную установку, где происходит его обогащение угольным метаном. Из смесителя готовое газовое топливо (ГТ) поступает в компрессор высокого давления и парогазовую установку комбинированного цикла. [68, 69, 74 ]

На рис. 5.14 представлена поверхностная схема размещения оборудования ЛУГЭК. Комплекс включает четыре технологических блока: А – метанодобывающий; Б – газификационный; В – очистительно–смесительный и Г – энергогенерирующий. Метанодобывающий и газификационный блоки составляют горно-технологическую подсистему.

Исходя из данных раздела 5.3 в действующем метанодобывающем блоке А размером  $450\times 400\text{м}$ , располагаются 12 метанодобывающих с общим дебитом метана  $1,2 \text{ м}^3/\text{с} = 4320 \text{ м}^3/\text{ч}$ , обсаженных цельнотянутыми трубами с внутренним диаметром 102 мм, два пластинчато-роторных вакуумных агрегата типа ЕН 4200 на производительность  $3200 \text{ м}^3/\text{ч}$  каждый и с разряжением  $5\cdot 10^{-4}$  МПа (компания «Интек», Санкт – Петербург), а также труб диаметром 125 мм и толщиной 4мм для перекачки метана к смесительной установке. Вертикально - горизонтальные метанодобывающие скважины бурятся с поверхности шахтного поля на пересечение с угольными пластами VI, IV и «Мощным» (см. рис. 5.10) по сетке, приведенной на рис. 5.14.



Схема Локального углегазоэлектрического комплекса ЛУГЭК-Метан



**Рисунок 5.14 - Схема ЛУГЭК-ПГУ:**

- 1-метанодобывающие скважины; 2 –вакуумный агрегат ЕН 420 и газовый бустер ДТ “Lutos”;  
 3 – кислородная станция «Грасис»; 4 – трубная кислородоподающая линия;  
 5 – парогенератор “Bosch UL-S”; 6 – скважина длч подачи окислителя; 7 – скважина для подачи пара; 8 – огневой канал ПГУ; 9 –трубная линия для сбора горячего сырого генераторного газа (СГГ); 10 – дымосос ДНХ 15-1000; 11 – смеситель очищенного генераторного газ (ОГГ) с угольным метаном; 12 – теплообменник; 13 – градирня; 14 – газовый насос низкого давления; 15 – трубная линия для ОГГ; 16 – трубная линия для подачи газового топлива в генерирующую установку; 17 – дожимной компрессор; 18 - парогазовая генерирующая установка комбинированного цикла (ПГУКЦ); 19 – ЛЭП; ВТР – охлаждающая вихревая труба (холодильник) Ранка - Хилша

Оборудование для интенсификации метаноотдачи пластов включает: насосные агрегаты АН-700 на автомобильном ходу, пескосмеситель ЗПА, цементировочный агрегат ЗЦА320.

Оборудование газификационного блока состоит из трех участков (панелей) подземной газификации угольного пласта (ПГУ), каждый из которых включает кислородоподающую вертикально-наклонную обсаженную скважину диаметром 2219мм, параллельную ей вертикально-наклонную скважину для подачи пара диаметром 219 мм, канал подземной газификации пласта VI и

продуктивную скважину диаметром 219 мм для выдачи на поверхность СГГ (см. рис. 5.12 и рис. 5.13). [70] Таким образом, на каждый огневой канал пласта приходится по три обслуживающих скважины. Продуктивные скважины состоят из вертикальной части, проводимой с поверхности до пласта VI и наклонной части, пробуренной по крутонаклонному пласту VI под углом залегания пласта  $60^\circ$  к горизонтальной плоскости. Длина вертикальной части равна глубине залегания верхней технической границы шахтного поля, длина наклонной части скважины составляет 100м. Длина огневого канала горения на участке ПГУ равна 50м.

Из продуктивных скважин выходит сырой генераторный газ с температурой  $800 - 1000^\circ\text{C}$ . Для его последующей очистки служит система охлаждения, состоящая из охлаждающей вихревой трубы Ранка – Хилша, теплообменника и градирни. Охладитель работает по принципу прохождения газового потока по трубе с внутренней спиралью. В результате вихревого эффекта Ранка и разделения газового потока на отдельные струи [63] температура СГГ падает до  $350^\circ\text{C}$ . Далее СГГ проходит через теплообменник и градирню и приобретает температуру  $40^\circ\text{C}$ , что позволяет смешивать его с угольным метаном в газовом смесителе. В генерирующую установку ОГГ приходит при температуре  $30^\circ\text{C}$ .

Выбор оборудования производим по требуемой тепловой мощности ЛУГЭК 200 МВт. Тогда расход газового топлива с теплотой сгорания  $28 \text{ МДж/м}^3$  составит  $7,15 \text{ м}^3/\text{с}$ . Для расчёта расхода сырого генераторного газа, расход газового топлива надо увеличить в 1,5 раза [64]. Тогда расход кислородного дутья составляет  $7,15 \cdot 3600 \cdot 1,5 = 38610 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Учитывая количество одновременно работающих участков ПГУ (3 участка), расход СГГ с температурой  $900^\circ\text{C}$  через каждую продуктивную скважину будет равным  $13 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$ .

Криогенная кислородная установка «Грасис» производительностью от 0,1 до 30 тыс.  $\text{нм}^3/\text{ч}$  вырабатывает кислорода с чистотой до 99% и давлением  $0,5 \div 20 \text{ МПа}$ . Ресурс работы  $150 \div 200 \text{ тыс. часов}$ . Производитель – НПК

«Грасис» (Москва). Для обеспечения процесса ЛУГЭК кислородным дутьём потребуется две установки «Грасис» по расходом 20 тыс. м<sup>3</sup>/ч каждая на общую производительность 40 тыс. м<sup>3</sup>/ч кислорода чистотой 95% и давлением на выходе 0,5 МПа (рис. 5.15)



**Рисунок 5.15 - Кислородная установка «Грасис»**

Для обеспечения паром процесса ПГУ требуется расход пара в размере 0,7кг пара на 1кг сгоревшего угля [57]. Расчёт паропроводительности оборудования производим по часовой массе сгоревшего угля и удельному выходу сырого генераторного газа с единицы массы (1 кг) сгоревшего угля  $A_{\text{уг. ч}} = 38610(\text{м}^3/\text{ч})/4 (\text{м}^3/\text{кг}) = 9653 \text{ кг угля в час}$ . Тогда требуемая паропроводительность блока ЛУГЭК определяется величиной  $9653 (\text{кг угля}) \cdot 0,7(\text{кг пара})/(\text{кг угля}) = 6757 \text{ кг/ч}$  или на каждую панель необходима производительность по пару 2253 кг пара в час.

Парогенератор типа Bosch Universal UL – S имеет в качестве теплоносителя насыщенный пар высокого давления. Оснащен трехходовой технологией выработки пара. Производительность по пару от 1250 до 28000 кг/ч с давлением до 20 бар и максимальной температурой 235°C. Работает на жидком топливе и на газе. Изготовитель – дилер «BoschStore» (Москва). Выбираем для технологии ЛУГЭК четыре парогенератора Bosch Universal UL – S (один – резервный) производительностью каждый по 2300 кг/ч каждая с давлением пара на выходе 0,5 МПа на общую производительность 6900 кг/ч. На каждую панель ПГУ устанавливается один парогенератор UL – S (рис. 5.16).



**Рисунок 5.16 - Парогенератор «Bosch Universal UL-S»**

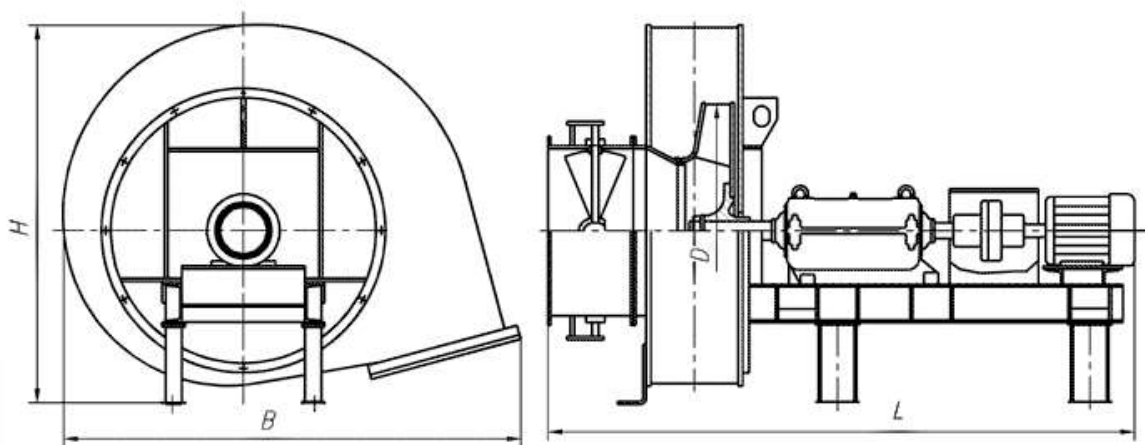
На шахтном поле ЛУГЭК «Суртаиха» использованы два типа компрессоров - высокого и низкого давления. Компрессор высокого давления работает в дожимном режиме для подачи газового топлива, вырабатываемого в установках поверхностного комплекса, непосредственно в парогазовую установку комбинированного цикла (ПГУ КЦ) под давлением до 3 МПа и расходом 430 м<sup>3</sup>/мин. Выбираем для целей подачи газового топлива в ПГУ КЦ дожимной компрессор Челябинского компрессорного завода (ЧКЗ) типа КП-2/40Д, предназначенный для работы в энергетическом секторе (рис. 5.17).



**Рисунок 5.17 - Компрессор дожимной типа КП -2/40Д**

Для перекачки горячей сырого генераторного газа из продуктивных скважин после охлаждения до 200 °С в смесительный агрегат используются два дымососа Барнаульского ООО «СибЭнергоМонтаж» типа ДНХ – 1000 производительностью 51 тыс. м<sup>3</sup>/ч каждый, давлением 252 кПа, мощностью

электродвигателя 75 кВт, температурой газовой смеси до 250 °С и весом 2,86 т (рис. 5.18).



**Рисунок 5.18 - Дымосос ДНХ15-1000**

Для перекачки угольного метана из МД скважин используются мобильные роторные воздуходувки серии ДТ “Lutos”, изготавливаемые Санкт Петербургским объединением «Мегатехника. Промышленное оборудование» (рис. 5.19).



**Рисунок 5.19 - Воздуходувка для подачи газовых смесей в газотранспортную системы газового топлива ЛУГЭК**

Характеристика воздуходувки: расход газа 166 м<sup>3</sup>/мин или 9960 м<sup>3</sup>/ч, избыточное давление 0,1 МПа, мощность электродвигателя 250 кВт. В технологии ЛУГЭК на шх. «Суртаиха» используются четыре воздуходувки “Lutos”, из которых три устанавливаются на устье каждой продуктивной скважины участка ПГУ и одна находится в резерве.

Для откачки угольного метана из метанодобывающих скважин используются два вакуумных (бустерных) агрегата типа ЕН 4200 компании «Интек» (Санкт-Петербург) с производительностью 3200 м<sup>3</sup>/ч (0,88 м<sup>3</sup>/с) каждый, разряжением 5·10<sup>-4</sup> МПа и мощностью электрического привода 17 кВт (рис. 5.20).



**Рисунок 5.20 - Вакуумный агрегат типа ЕН 4200**

Настоящее оборудование выбрано для запуска первой очереди эксплуатации газификационных и метанодобывающих скважин и учитывается в расчетах инвестиций в проект. В процессе эксплуатации комплекса новое оборудование приобретается за счет хозяйственной деятельности.

## 5.5 Экологическая оценка проекта ЛУГЭК-метан на поле шахты «Суртаиха»

Экологическая оценка функционирования Локального углегазоэлектрического комплекса на поле шахты «Суртаиха» Прокопьевско – Киселёвского газоносного угольного месторождения произведена по фактору сравнения вредных выбросов в атмосферу Земли по сравнению с традиционными технологиями углеэнергетических комплексов.

Исходные показатели ЛУГЭК: тепловая мощность  $N_T=200\text{МВт}$ , суточное потребление угля для ПГУ  $A_{\text{уг.сут}} = 240\text{т/сут}$  или  $240 \cdot 0,867 = 208,1 \text{ т у.т./сут} = 208,1\text{т у.т./сут} \cdot 29,31 = 6099,4 \text{ ГДж/сут}$ , суточная выработка электроэнергии  $A_{\text{эл.сут}} = 200 \cdot 24 \cdot 0,5 = 4800 \cdot 0,5 = 2400 \text{ МВт} \cdot \text{ч/сут}$ .

Исходные показатели традиционной угольной ТЭС:  $N_T=200\text{МВт}$ , удельный расход угольного топлива  $b_{\text{уг}} = 333\text{кг/МВт} \cdot \text{ч}$ , суточный расход электроэнергии  $A_{\text{эл.}} = 2400 \text{ МВт} \cdot \text{ч/сут}$ , суточный расход угля  $A_{\text{уг}} = 2400 \cdot 0,333 = 799,2 \text{ т/сут}$  или  $799,2 \cdot 0,867 = 692,9 \text{ т у.т./сут} = 20308,9 \text{ ГДж/сут}$ .

В соответствии с [65] годовой выброс  $\text{CO}_2$  от сгорания угля определяется из формулы

$$E = M_{\text{уг}} (\text{тыс. т у.т./год}) \cdot 0,98 \cdot 17,62 (\text{ГДж/тыс. т у.т.}) \cdot 25,58 (\text{тС/ ГДж}) \cdot 44 / 12, \text{ т/год}$$

где  $M_{\text{уг}}$  – годовая масса сжигаемого угля; 17,62 – теплотворное нетто-значение для каменного угля; 25,58- коэффициент выброса углерода; 44/12- углеродный эквивалент диоксида углерода или коэффициент пересчета углерода в углекислый газ. Подставляя в формулу отношение значений показателей для ЛУГЭК и угольной ТЭС получаем, что использование технологии ЛУГЭК **позволяет уменьшить** годовой выброс в атмосферу самого вредного парникового газа (диоксида углерода) в  $(692,9 \cdot 365) / (208,1 \cdot 365) =$  в **3,33** раза. Это весьма важный вывод для использования в будущем экологически чистых углеэнергетических технологий.

Кроме того, принимаем коэффициент пересчёта добываемого угольного метана на  $\text{CO}_2$ -эквивалент равен 21. Тогда, утилизируя этот угольный метан с расходом  $1,2 \text{ м}^3/\text{с}$  имеем снижение парникового эффекта ЛУГЭК по сравнению

с традиционной углеэнергетической цепочкой на 1561 т/сут. CO<sub>2</sub>-эквивалента или годовой эффект снижения парникового эффекта равен 569,8 тыс. т CO<sub>2</sub>-эквивалента. При эксплуатации в условиях Кузбасса такой эффект приносит экономическую прибыль в размере 569,8 x 100 долл./т = 56,98 млн. долларов в год.

Кроме парниковых выбросов углеэлектрический комплекс, вырабатывая электрическую и/или тепловую энергию на угле, выделяет в атмосферу оксиды серы и азота. Выбросы этих вредных веществ (поллютантов) представляют угрозу окружающей среде, в частности – загрязнению атмосферы. [72] Поэтому в нормах предельно допустимых выбросов оксидов серы и азота отражены ограничения в законодательстве стран, вырабатывающих электроэнергию на угольных ТЭС.

ПДК выбросов диоксида азота (NO<sub>2</sub>) в РФ [ГОСТ 12.1.005 – 88] составляет 2 мг/м<sup>3</sup>, монооксид азота (NO) в пересчёте на NO<sub>2</sub> 5 мг/м<sup>3</sup>, оксид углерода СО 20 мг/м<sup>3</sup>, но при длительной работе с СО ПДК может быть увеличен до 50 мг/м<sup>3</sup>. ПДК выброса SO<sub>2</sub> составляет 0,5 мг/м<sup>3</sup>.

В соответствии с Энергетической стратегией России до 2030г. предусмотрено поэтапное снижение выбросов оксидов серы, азота и минеральных частиц (табл. 5.7)

Таблица 5.7 – Достижимые экологические показатели для вновь сооружаемых угольных блоков ТЭС России

Показатель	2010 г.	2020 г.	2030 г.
Концентрация оксидов азота, мг/м <sup>3</sup>	600 – 200*	400 - 200	100 - 50
Степень улавливания SO <sub>2</sub> , %	50 - 30	90 - 80	98 - 95
Твёрдые частицы, мг/м <sup>3</sup>	890 - 50	30	10

\*Минимальная цифра — для котлов тепловой мощностью более 500 МВт, максимальная - менее 100 МВт.

В этой связи интересен опыт углеэнергетики США, которые сравнивали величины эмиссии вредных поллютантов на пылеугольной ТЭС и на генерирующих установках, вырабатывающих электроэнергию на газе внутрицикловой (наземной) газификации угля (табл.5.8).



Таблица 5.8 - Сравнительная годовая эмиссия поллютантов углеэлектрических ТЭС США с близкими ЛУГЭК технологическими схемами

Годовая эмиссия главных поллютантов и твёрдых частиц при выработке электроэнергии на угольных ТЭС с различными генерирующими технологическими схемами, т/(МВт·год)				
№№ п/п	Технологическая схема ТЭС	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Минеральные частицы
1	Пылеугольная	14	8	750
2	Интегрированная внутрицикловая газификация угля с установкой комбинированного цикла (IGCC)	4	3	300

Таким образом, использование газового топлива от подземной газификации угольного пласта с попутной добычей угольного метана даёт следующие экологические преимущества:

- Снижение выброса диоксида углерода в 3,33 раза;
- Годовой эффект снижения парникового эффекта от утилизации угольного метана в 569,8 тыс. т CO<sub>2</sub>-эквивалента;
- Уменьшение выбросов оксидов серы в 3, раза и
- Уменьшение выбросов окислов азота в 2,67 раза.

Приведенные данные подтверждают экологическую эффективность технологической схемы углеэлектрической ТЭС, использующей подземную газификацию угля и одновременную добычу угольного метана для получения газового топлива в совокупности с парогазовыми генерирующими установками, в том числе – установками комбинированного цикла.

## 5.6 Техничко-экономическая оценка проекта использования ЛУГЭК-ПГУ в условиях шахты «Суртаиха»

К основным технико-экономическим показателям ЛУГЭК-ПГУ относятся: производственная мощность комплекса, потребная величина инвестиций, удельные эксплуатационные расходы, оценка себестоимости отпускаемой электроэнергии, срок окупаемости капитальных затрат, рентабельность проекта, чистый дисконтированный доход проекта и его динамика.

Как основание расчета капитальных затрат и соответственно инвестиций в проект в табл. 5.9 приведены объёмы и стоимость оборудования комплекса в условиях шахты «Суртаиха».

Таблица 5.9 - Перечень оборудования и стоимость поверхностного комплекса, а также газификационного, метанодобывающего и очистительно-обогащительного блоков ЛУГЭК-метан

№№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Коли- чество	Стоимость единицы, руб.	Всего, тыс. руб.
1.	Труба металлическая цельнотянутая МД 102мм и толщиной стенки 6мм из СТ. 20*	м	12780	831,2	10622,8
2.	Труба металлическая сварная МД 125мм и толщиной стенки 4мм из СТ.10	м	2240	519	1162,6
3.	Труба жаропрочная СГГ 325мм и толщиной стенки 8мм из СТ20	м	300	4135,2	1240,6
4.	Обсадные трубы ПГУ 219мм и толщиной 8мм по ГОСТ 8732 из СТ 09г2с**				
	-продуктивная	м	600	809	485,4
	-кислородная	м	600	809	485,4
	-паровая	м	600	809	485,4
5.	Бурение и обустройство скважин:				
	- МД диаметром 102мм	руб/м	12780	3500	44730
	- ГС диаметром 219мм	руб/м	1800	3000	5400
6.	Насосная мобильная установка типа АН-700 для осуществления гидрорасчленения угольного пласта	шт	2	4200000	8200
7.	Пескосмесительный агрегат для вскрытия пласта из МД-	шт	1	900000	900

	скважины				
6.	Кислородная установка «Грасис»	шт	2	5000000	10000
6.	Парогенератор Bosch UL-S	шт	4	2850000	11400
7.	Дожимной компрессор КП-2/40Д	шт	1	2000000	2000
8.	Дымосос ДНХ 15-1000	шт	2	780000	1560
9.	Воздуходувка LT «Lutos»	шт	2	1350000	2700
10.	Вакуумный агрегат EH 4200	шт	2	1480000	2960
11.	Смесительная высокотемпературная камера	шт	1	2450000	2450
12.	Парогазовая генерирующая установка комбинированного цикла (ГУКЦ) на 200МВт	шт	1	2679500000	2679500
13.	Градирня ГРД-630М	шт	2	1930000	3860
14.	Теплообменник ЭТ-005-16-7 «Этра»	шт	1	38300	38,3
15.	Теплообменник НН81 (ДУ 300мм) Радон (t = от -30до 200 °С и P=16 бар)	шт	1	340000	340
16.	Вихревой холодильник Ранка	шт	1	25000	25
17.	Всего:				2790545,5
18.	Всего с учетом трехлетней инфляции ( $k_{ин} = 1,283$ )				3580269,9
19.	Итого с учётом затрат труда на строительно-монтажные работы:				5012377,9

Примечания: \* - цельнотянутые трубы диаметром 102мм для обсадки метанодобывающих скважин, выдерживающие внутреннее давление гидрорасчленения угольного пласта; \*\* - обсадные трубы диаметром 219мм, служащие для дутья и отведения генераторного газа мм; МД –метанодобывающие скважины; ГС – газификационные скважины.

Данные в позиции 12 табл. 5.9 приведены по анализу исследования США [66] на основе анализа работы 69 генерирующих установок комбинированного цикла (ГУКЦ), где установлено, что строительство полномасштабного проекта требует удельных затрат в размере 450 \$/кВт установленной электрической мощности. Принимая эти данные для проекта ЛУГЭК-метан, имеем величину капитальных затрат на строительство ГУКЦ электрической мощностью 100МВт, равными 2,7 млрд. руб.

Эксплуатационные затраты принимаем равными 23,7 \$/МВт·ч [2, Stan Kaplan] или по курсу 60 руб./\$ 1422 руб./МВт·ч.

Исходные данные для расчёта технико-экономических показателей ЛУГЭК-метан в условиях Прокопьевско-Киселёвского газоносного угольного месторождения принимаются следующие:

- Производственная электрическая мощность – 100 МВт;
- Тепловая мощность комплекса - 200МВт;
- Время работы комплекса в году – 7200 час;
- Капитальные затраты на генерирующую установку комбинированного цикла – 5012377,9 тыс. руб. или примерно 5013 млн. руб.;
- Эксплуатационные затраты на функционирование комплекса принимаем равными сумме затрат на работу ГУКЦ 1,024 млрд. руб. в год и плюс на обслуживание и ремонт газодобывающего и обогатительно-очистительного блоков равными 175 млн. руб.; итого - 1199 млн.руб./год;
- Отпускная стоимость электроэнергии по 1-ой категории за 1 кВт.ч в условиях Кузбасса может составлять 4 -4,25 руб. за 1 кВт.ч без НДС [67]. Принимаем отпускную цену на электроэнергию в период реализации проекта с учетом инфляции равной 4250 руб. за 1МВт.ч.

Тогда годовой доход от реализации электроэнергии составляет  $4250 \times 100 \times 7200 = 3060$  млн. руб./год

Исходя из принятых практических данных, находим величину необходимых инвестиций (капитальных затрат) на строительство ЛУГЭК  $K_{ин}$ , общие годовые эксплуатационные затраты  $\mathcal{E}_{эк}$ , годовые доходы от реализации продукции  $D_c$ , срок окупаемости капитальных вложений  $T_{ок}$ , рентабельность предприятия  $R_k$  и чистый дисконтированный доход проекта ЧДД.

Поток инвестиций  $K_{ин}$  на строительство комплекса распределяем по годам строительства: 1-ый год – 1800 млн. руб., 2-ой год -1800 млн. руб. и 3-ий год -1413 млн. руб.

По окончании строительства комплекса и пуска его в эксплуатацию реализация продукции комплекса по генерации электроэнергии в условиях постоянства нагрузки на передачу электроэнергии потребителям составляет  $4350 \times 100 \times 7200 = 3060$  млн. руб./год. Учитывая эксплуатационные расходы,

годовая прибыль работы комплекса оценивается в размере  $3060 - 1199 = 1861$  млн.руб/год.

При этом расчетная себестоимость отпускаемой электроэнергии равна  $1199$  млн. руб./ ( $100$  МВт х  $7200$  ч/год) =  $1665,2$  руб./МВт·ч или  $1,66$  руб. за  $1$  кВт·ч.

Чистый дисконтированный доход от реализации проекта ЛУГЭК-метан рассчитываем в соответствие с формулой (5.9)

$$ЧДД = \sum_{i=T_{\text{стр}}}^{i=T_{\text{экс}}} \frac{(D_i - Z_{i,\text{экс}})}{(1+E)^i} - \sum_{j=0}^{j=T_{\text{стр}}} K_{\text{ин}} \cdot \frac{1}{(1+E)^j} \quad (5.9)$$

где  $i$  – год учета ЧДД при эксплуатации комплекса (шаг расчёта);  $D$  – доход от реализации продукции в  $i$ -ом году;  $Z_{i,\text{экс}}$  – эксплуатационные затраты в  $i$ -ом году;  $T_{\text{стр}}$ - время строительства ЛУГЭК-метан,  $T_{\text{стр}}= 3$ , лет;  $j$  – год учёта вложения инвестиций  $K_{\text{ин}}$ ;  $E$  – нормированный коэффициент эффективности финансовых вложений в строительство и эксплуатацию комплекса (коэффициент дисконтирования), принят равным  $E=0,1$ .

Расчёт чистого дисконтированного дохода от работы построенного углегазоэлектрического предприятия ЛУГЭК-метан в условиях стабильной эксплуатации и фиксированного тарифа на отпуск электроэнергии предприятием приведен в табл. 5.10.

Таблица 5.10 - Расчёт чистого дисконтированного дохода ЛУГЭК-метан в условиях строительства и эксплуатации шахты «Суртаиха» Прокопьевско-Киселёвского газоносного угольного месторождения.

Этап	Год	Годовые затраты, млн. руб/год		Доход от реализации продукции, млн. руб/год	Коэффициент дисконтирования ЧДД $1/(1+E)^j$	ЧДД, млн.руб (+/-)	Нарастающий ЧДД, млн. руб (+/-)
		Капитальные	Эксплуатационные				
I	1	1800	-		0,91	-1638	-1638
	2	1800	-		0,83	-1494	-3132
	3	1413	-		0,75	-1060	-4192
II	1	-	1199	3060	0,91	+1694	-2498
	2	-	1199	3060	0,83	+1544	-954
	3	-	1199	3060	0,75	+1395	+441
	4	-	1199	3060	0,68	+1265	+1706
	5	-	1199	3060	0,62	+1153	+2859
	6	-	1199	3060	0,56	+1098	+3957
	7	-	1199	3060	0,51	+949	+4906
	8	-	1199	3060	0,47	+874	+5780
	9	-	1199	3060	0,42	+781	+6561

I - этап строительства ЛУГЭК-метан

II- этап эксплуатации ЛУГЭК-метан

При существующих отпускных ценах на электроэнергию инвестиции в строительство комплекса ЛУГЭК-метан покрываются за три года. Далее комплекс функционирует с постоянной прибылью. Однако, влияние её на инвестиционную привлекательность проекта с годами уменьшается за счет снижения коэффициента ЧДД.

Исходя из данных табл. 5.10 прибыль, начиная с 1-го года эксплуатации составляет  $Pr = 3060 - 1199 = 1861$  млн. руб/год. Себестоимость вырабатываемой электроэнергии равна  $1199000000/720000 = 1665,2$  руб/МВт·ч или 1,66 руб/кВт·ч.

За неимением нормативной базы для эксплуатации комплексов ЛУГЭК-ПГУ его численность и состав промышленно – производственного персонала (ППП) ориентировочно определяем отдельно по блокам комплекса (табл. 5.11).

Таблица 5.11 - Численность промышленно-производственного персонала ЛУГЭК-ПГУ

Блок ЛУГЭК-метан	Технологические функции блока	Промышленно-производственный персонал	
		Рабочие	РСС*
Метанодобывающий	-Бурение, обустройство и герметизация МД-скважин	12	5
	-Работы по интенсификации добычи угольного метана	9	5
	-Эксплуатация МД-скважин	4	2
Газификационный	-Выработка пара	12	5
	-Выработка кислорода	16	5
	-Работы по обеспечению дутья	9	4
	-Контроль за процессом газификации пластов	6	4
Обогатительно-очистительный	-Эксплуатация смесительного оборудования	14	5
	-Контроль и управление параметрами выработки газового топлива	12	7
	-Очистка газового топлива	14	6
Энергогенерирующий	-Обслуживание УКЦ	15	7
	-Пуско-наладочные работы при эксплуатации электрооборудования	9	5
Административно-бытовой блок	Руководство и координация работы служб служб комплекса		6
	Планирование и организация работ		5
	Ведение технической и финансовой документации		8
<b>Всего:</b>		<b>132</b>	<b>79</b>
<b>Итого:</b>		<b>211</b>	

\*РСС – руководители, специалисты, служащие

Данные табл. 5.11 позволяют дать оценку производительности труда рабочих и служащих комплекса. Принимая среднее число рабочих смен в году равным 250, сменная производительность трудящегося предприятия ЛУГЭК-

метан составит величину  $P_{\text{тр.см}} = 100 \times 7200 \text{ ч} : (211 \times 250) = 13,65$  МВт·ч/(чел·смену) или месячная производительность трудящегося  $P_{\text{тр.мес}} = 13650 \times 25,6/211 = 64,69 \times 25,6 = 1656$  кВт·ч/мес.

И, наконец, производительность труда по сгоревшему в недрах (выгазованному) углю определяем через показатель удельного выхода генераторного газа в процессе подземной газификации угольного пласта. Этот показатель принят в работе равным  $3000 \text{ м}^3/\text{т}$  угля (раздел 5.2 диссертации, табл. 5.3). Массовый расход угля на выработку сырого генераторного газа определяем по его удельному выходу в процессе газификации  $A_{\text{уг. ч}} = 38610(\text{м}^3/\text{ч})/3 (\text{м}^3/\text{кг}) = 12870$  кг угля в час. Тогда, в сутки в недрах должно сгорать угля  $306,7 \text{ т/сут}$  и производительность рабочего на комплексе по углю составляет  $(306,7 \times 30)/132 = 69,7 \text{ т/мес}$ .

В табл. 5.12 приведены сводные технико-экономические показатели строительства и эксплуатации ЛУГЭК-метан для условий поля шахты «Суртаиха».



Таблица 5.12 - Сводные технико-экономические показатели строительства и эксплуатации ЛУГЭК-метан

№№ п/п	Характеристика ЛУГЭК	Единица измерения	Значение
1	Тепловая мощность	МВт	200
2	Энергетический к.п.д.	-	0,5
3	Электрическая мощность	МВт	100
4	Производственная мощность по углю	т. у. т./сут	230
5	Расход газового топлива	тыс. м <sup>3</sup> /сут.	616,9
6	Состав газового топлива (прогноз):		
	CO	%	20,10
	H <sub>2</sub>	%	58,00
	CH <sub>4</sub>	%	16,94
	CO <sub>2</sub>	%	2,76
	NO <sub>x</sub>	%	0,03
	SO <sub>x</sub>	%	0,01
	C <sub>n</sub> H <sub>2n</sub>	%	2,16
7	Теплотворная способность синтетического газового топлива	МДж/м <sup>3</sup>	28
8	Параметры пара:		
	- температура	°С	235
	- давление	МПа	2,5
9	Расход пара	кг/ч	6900
10	Расход кислорода	нм <sup>3</sup> /ч	40000
11	Удельные капитальные затраты	млн. руб/МВт	25,06
12	Объём капитальных вложений (инвестиции)	млн. руб	5013
13	Срок окупаемости инвестиций	лет	3
14	Производительность труда комплекса	кВт·ч/мес	1656
15	Производительность труда по углю	т/(чел·мес)	69,7
16	Себестоимость электроэнергии	руб/МВт·ч	1665,2

## **ВЫВОДЫ**

1 Составлен концептуальный проект разработки угольных пластов крутого падения в условиях шахты «Суртаиха» Прокопьевско-Киселевского метаноносного угольного месторождения Кузнецкого бассейна с использованием технологии ЛУГЭК-ПГУ.

2 В проекте определены основные технико-экономические параметры такого кластера ЛУГЭК-ПГУ в условиях шахты «Суртаиха».

3 Отличительной особенностью проекта является разработка методики расчета расхода и теплоты сгорания синтетического топлива, вырабатываемого в процессах подземной газификации угольного пласта и попутной добычи угольного метана.

4 Разработана проектная схема кластера ЛУГЭК-ПГУ.

5 Обоснованы экологические преимущества технологической схемы ЛУГЭК-метан по сравнению с традиционным углеэнергетическим кластером.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации решена актуальная научно-техническая задача разработки теоретической основы и методического обеспечения проектирования инновационных углегазоэлектрических комплексов (кластеров) на основе комплексного освоения газоносных угольных месторождений, включая разработку угольных пластов любой мощности и утилизацию добываемого угольного метана, выработку газового топлива из угольных пластов и генерацию электроэнергии в установках комбинированного цикла.

Основные теоретические и практические результаты работы сводятся к следующим составляющим:

1 Установлено, что традиционная технология разработки угольных месторождений характеризуется высокой избирательностью к горно-геологическим условиям, благоприятным для интенсивной добычи угля, оставляя в потерях (до 40%) весьма тонкие пласты, нарушенные участки и зоны особых горно-геологических условий.

2 Установлено, что технологическая цепочка углеэнергетики, включающая добычу угля и выработку электрической и/или тепловой энергии из отбитого угля является многоступенчатой, трудозатратной, экологически несовершенной и отличается весьма низкой конечной энергоэффективностью использования добываемого угольного топлива, не превышающей 10-12%.

3 Выявлено, что перспективным направлением коренного совершенствования углеэнергетической технологии является использование Локальных углегазоэлектрических комплексов (ЛУГЭК) – комплексов будущего электроэнергетики, внедрение которых сдерживается отсутствием методически обоснованных проектных решений по комплексному использованию метаноносных угольных месторождений для выработки газового топлива в высокоэффективных генерирующих установках.

4 На основе математического моделирования процесса фильтрации окислителя в зоне канала огневого горения установлено, что при мощности угольного пласта более 40 см поток окислителя движется вдоль огневого забоя

в ламинарном режиме, что способствует выработки более качественного сингаза.

5 С помощью конформных преобразований решена задача распределения температуры в угольном пласте в процессе его газификации, что позволяет определять размер зоны выработки качественного сингаза с теплотой сгорания 20 МДж/м<sup>3</sup>.

6 Разработаны рекомендации по расчёту длины канала горения в технологии ЛУГЭК-ПГУ.

7 Предложена классификация технологических схем ПГУ применительно к технологии ЛУГЭК-ПГУ и разработаны схемы заложения скважин для парокислородного дутья в процессе выработки сингаза.

8 Установлен диапазон значений метаноносности угольных пластов, которые в границах шахтного поля могут обеспечить угольным метаном кластер ЛУГЭК-метан.

9 Разработаны критерий использования запасов метана на шахтном поле для выработки качественного газового топлива, методика проектирования эксплуатации метанодобывающих скважин для обеспечения газовым топливом кластера.

10 Разработаны расчётный аппарат прогноза дебитов метанодобычных скважин, критерий выбора наиболее эффективной последовательно-распределенной схемы размещения газификационных и метанодобывающих скважин на шахтном поле и даны рекомендации по выбору способа подготовки и синхронизации работы этих скважин.

11 Разработан концептуальный проект разработки угольных пластов крутого падения в условиях шахты «Суртаиха» Прокопьевско-Киселевского метаноносного угольного месторождения Кузнецкого бассейна с использованием технологии ЛУГЭК-ПГУ, где определены его основные технико-экономические параметры.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 [www.Энергобалансы потребителей топливно-энергетических ресурсов](http://www.Энергобалансы потребителей топливно-энергетических ресурсов). Виды энергобалансов. Энергобаланс организации. Энергобалансы потребителей топливно-энергетических ресурсов. Виды энергобалансов. Энергобаланс организации.
- 2 Быкова М.Ю., кандидатская дисс. «Обоснование инновационных проектных решений по разработке угольных месторождений на базе углегазоэлектрических комплексов» МГГУ, 2013.
- 3 Интернет, [www.referat.resours.kz.ru](http://www.referat.resours.kz.ru). 2011
- 4 Таразанов И.Г. Итоги работы угольной промышленности за 2011 год. [www.ugolinfo.ru](http://www.ugolinfo.ru)
- 5 Анализ опасности и оценка техногенного риска. «ChinaSecurity». 2007, vol.3, № 2, pp.36-53, Интернет, [www.interfax](http://www.interfax). 2010 и Таразанов И.Г. Итоги работы угольной промышленности России за 2010г. «Уголь», 2011, № 3, с. 37-45
- 6 Шохина Е. [www.expert.ru](http://www.expert.ru). 2011.
- 7 Таразанов И.Г. Итоги работы угольной промышленности России за 2010г. «Уголь», 2011, № 3, с. 37-45.
- 8 Васючков Ю.Ф., Воробьёв Б.М. Концепция ресурсосберегающей технологии бесшахтной разработки угольных месторождений. М., Изд. МГГУ, ГИАБ, 1996.
- 9 Пучков Л.А., Воробьёв Б.М., Васючков Ю.Ф. Углеэлектрические комплексы будущего. М., Изд. МГГУ, 2007, 245 с.
- 10 Наумова Ю. А., Туник Д. А., Юсипук Ю. А. (КИИ ДонНТУ) Мировой опыт в области технологии газификации угля. [www.Google](http://www.Google). Подземная газификация угля. Статья УДК 662.74.
- 11 Крейнин Е.В. Анализ и перспективы современных проектов подземной газификации углей в мире. М., «Уголь», 2011, № 1, с. 40 -43.
- 12 [www.Wikipedia](http://www.Wikipedia). Google. Integrated gasification combined cycle.
- 13 Clean Coal Technology Demonstration Program. US, Department of Energy (DOE), FE-0247P, 1992, February.
- 14 Nevada CCT Power Plant in Operation. Mining Engineering. February, 1997. p. 14.
- 15 Chadwick J. The coal conundrum and Chinese leadership. UK, "International Mining" 2008, January, p. 3.
- 16 International Mining. UK, 2007, May.
- 17 Coal Age, 2007, September, p. 5.

18 Mohanty M.K., Das F., Darmon B. Conversion of coal preparation plant fine waste to fuel feedstock for mine-mouth power plants. Mining Engineering, 2007, September, pp. 61-66.

19 Булат А.Ф., Чемерис И.Ф. Научно-технические основы создания шахтных когенерирующих энергетических комплексов. Киев, Наукова думка, 2006, 175с.

20 Васючков Ю.Ф., Воробьёв Б.М. Патент РФ № 2126891 "Способ получения электроэнергии на основе скважинного метаноотсоса и газификации угля" М., 1996.

21 Васючков Ю.Ф., Воробьёв Б.М. Патент РФ "Способ получения электроэнергии при бесшахтной углегазификации и/или подземном углесжигании" М., 1997.

22 Пучков Л.А., Воробьёв Б.М., Васючков Ю.Ф. Сверхчистый водородный углеэнергетический комплекс. М., Горный информационно-аналитический бюллетень, МГГУ, 2005, №1.

23 Васючков Ю.Ф. Оработка угольных запасов бесшахтным способом с использованием подземного сжигания пласта и получением тепловой и/или электрической энергии непосредственно на горном предприятии. Сборник докладов конференции «Комплексное изучение и эксплуатация месторождений полезных ископаемых». Новочеркасск, 1995, с. 28-32.

24 Васючков М.Ю. Разработка способа получения энергоносителя на основе подземного сжигания и газификации угля. М., МГГУ, канд. дисс., 2002.

25 Воробьёв С.Б. Формирование организационно-технологических схем экологически чистых ресурсосберегающих комплексов «углегаз-электричество». М., МГГУ, канд. дисс., 1999.

26 Кирьянова М.Ю. Системная оценка эффективности прединвестиционных проектов устойчивого развития углегаз-электрических комплексов. М., МГГУ, канд. дисс., 2010.

27 Наладочные испытания газогенераторов Лурги и перспективы газогенераторных технологий. Р.Ш. Загрутдинов, А.Н. Нагорнов, П.К. Сеначин. «Ползуновский вестник» № 3 2007, с. 40-47.

28 «Физические свойства горных пород и полезных ископаемых» под ред. Н.Б. Дортмана. Недра, 1984, 455 С. (данные по углю: с. 197).

29 Ушаков К.З., Бурчаков А.С, Пучков Л.А., Медведев И.И. Аэрология горных предприятий. «Недра», 1987. с. 83.

30 Янченко Г.А. «Тепловой баланс процесса подземной газификации углей». М., ГИАБ, 1999, № 1, с.60-62.

- 31 Менделеев Д. И., Соч., т. 11, Л.-М., 1949, с. 66.
- 32 Скафа П. В. Подземная газификация углей: Госгортехиздат, 1960.- 321с.
- 33 Крейнин Е.В., Фёдоров Н.А., Звягинцев К.Н. Подземная газификация угольных пластов. -М.: Недра, 1982).
- 34 <http://computerchoppers.ru/> Всё о горном деле.
- 35 Mojaba Seifi Simulation and Modeling of Underground Coal Gasification (UCG) Using Porous Medium Approach// USA, - Calgary University, - A thesis submitted, – 2014, 148 P.
- 36 Гридин О.М., Янченко Г.А. Основы теплотехники. Часть 1. Энергетическое топливо, процессы горения, котельные агрегаты: Учебное пособие — М.: МГГУ, 2001. – 71 с.
- 37 Могутнов В.В. Паровоздушная газификация углей. Днепропетровск, Украинский химико-технологический университет. 2003г.
- 38 Нагорнов А.Н. Исследование и разработка технологии газификации малозольных углей в плотном слое под давлением при паровоздушном дутье. Барнаул, 010, 144 с.
- 39 Афанасьев В.В, Тарасов В.А., Ковалев В.Г. Технологические характеристики электротермической газификации различных видов твердого топлива. Электротехника и электроэнергетика. Вестник Чувашского университета. 2011. № 3.
- 40 Кравцов А.И. Геология и геохимия природных газов угольных месторождений// Осадконакопление и генезис углей карбона СССР. -М.: Наука, 1971- С. 276.
- 41 Рубан А.Д., Забурдяев В.С., Забурдяев Г.С., Матвиенко Н.Г. Метан в шахтах и рудниках России. Прогноз извлечение и использование. М. ИПКОН РАН, 2006. С.58.
- 42 Крейнин Е. В. Возможна ли рентабельная добыча метана угольных месторождений? // Уголь. - 2005. - № 6. - С. 39-42.
- 43 Ножкин Н.В. заблаговременная дегазация угольного пласта, Недра, 1979г.
- 44 Васючков Ю.Ф. Физико–химические способы дегазации угольных пластов. Недра, 1986, 255 с.
- 45 Reeves S. R. Enhanced CMB recovery coal bed CO<sub>2</sub> sequestration assessed. Oil&GasJornal (OGJ), v. 101, N 28, 14.07.2003, pp. 49-53.
- 46 Petzet A. Coal gas down under. OGJ, v. 101, N 8, 24.02.2003, p. 17.
- 47 Deul M. Coal bed: a source of natural gas. OGJ, v. 100, N 30, pp. 68,70.

- 48 Clark J. Far East Energy pressing big CBM schemes in China. OGI, v. 102, N 33, 06.09.2004, pp 24-26.
- 49 Жулай Ю.А., Зберовский В.В., Ангеловский А. А., Чугунков И.Ф. Гидродинамическая кавитация в энергосберегающих технологических процессах горнодобывающей отрасли. URL. <http://www.allbest.ru/>
- 50 Pilipenko V.V. Cavitation self-oscillations intensify technological processes / V.V. Pilipenko, I.K. Man'ko, V.A. Zadontsev // Proceedings of a Fluid Dynamics Panel Workshop. - Kiev, Ukraine. Report 827, 1998, - P.32-1-4.
- 51 Быкова М.Ю. Метод повышения эффективности получения газового топлива в технологии ЛУГЭК// Горный информационно-аналитический бюллетень. Специальный выпуск (отдельные статьи). 2013, - № 11.- С. 1-8.
- 52 Кудинов Е.В. Геолого-тектоническое строение и газоносность угленосных отложений Верхнебалахонской подсерии Прокопьевско-Киселёвского сегмента Присалаирской зоны Кузбасса// Науки о земле, Вестник Томского госуниверситета,-2007, -VIII, - № 301. – С. 196 – 200.
- 53 Ефимов В.И., Сидоров Р.В. Технические возможности добычи и утилизации угольного метана из отработанных участков Прокопьевско-Киселёвского угольного месторождения// Известия Тульского госуниверситета. Науки о Земле. – 2015, - Вып.4.- С. 100 – 106.
- 54 Кравцов А.И. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР//Недра,-1989-1990, - т. 2.
- 55 Крейнин Е.В. и др. Подземная газификация угольных пластов//Недра, - 1982 -С.74-75, С.78, с.54, с. 68.
- 56 Перельман В.И. Краткий справочник химика /ГХИздат, -1963, -С. 340.
- 57 Могутнов В.В. /Паровоздушная газификация, - URL:<http://www.km.ru>>referats (дата обращения 26.09.2016).
- 58 Копытов А.И., Войтов М.Д., Тагиев С.М. Современные методы добычи метана из угольных пластов//Вестник КузбасскогоГТУ, - №2,- 2016.- С. 35-37.
- 59 Пучков Л.А., Сластунов С.В., Президент Г.М.. Перспективы промышленного извлечения угольного метана//ГИАБ,-2002,-№6. -С. 6-10.
- 60 Трубецкой К.Н., Гурьянов В.В.. Основные итоги реализации проекта «Углеметан» и направления развития научных исследований в России по обеспечению освоения ресурсов метана неразгруженных угольных пластов//ГИАБ, - 2002,- №6. -С. 11-15.



61 Колесниченко Е.А., Колесниченко И.Е. Проблема промышленного извлечения рассеянного в угольных пластах метана и метанобезопасности в шахтах//Горная промышленность,- 2006,-№5. С

62 Ножкин Н.В., Васючков Ю.Ф. и др. Руководство по дегазации угольных шахт// Недра,-1975.- С.50-57.

63 Белостоцкий Ю.Г. Патент РФ № 2081376 Способ изменения температуры газового потока, БИ , 10.06.1997, класс F25B9/02.

64 Крейнин Е.В. Нетрадиционные термические технологии добычи трудноизвлекаемых топлив// Уголь,- 204.-С. 302.

65 «Об утверждении Методических указаний и Руководства по количественному определению объёма выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации» Приказ Министерства природных ресурсов и экологии от 30 июня 2015г. № 300.

66 Pauschert D. Study of Equipment Prices in the Power Sector. Produced in the United States of America. Energy Sector Management Assistance Program . First Printing December 2009, p. 71.

67 [www.тарифы на электроэнергию для промышленных предприятий Кузбасса](http://www.тарифы на электроэнергию для промышленных предприятий Кузбасса). 10.03.2017.

68 Васючков Ю.Ф., Федорова М.А.. Технологическая схема скважинной разработки метаноносных угольных пластов. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2004, - № 3, -С. 107-109.

69 Васючков Ю.Ф., Васючков М.Ю., Федорова М.А. «Проектирование параметров скважинного углеэлектрического комплекса. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2004, -№ 6, -С. 121-122.

70 Федорова М.А., Васючков Ю.Ф., Гаврик Н.Л. Выбор основных параметров и возможность использования технологии скважинного углегазоэлектрического комплекса (СУЭК) в условиях Прокопьевско-Киселевского угольного месторождения Кузбасса. // Организационные, горнотехнические, экономические, и экологические проблемы развития углепромышленных регионов. Сборник научных трудов, М. МГГУ, - 2007, - С. 5-11

71 Федорова М.А., Гаврик Н.Л. Концептуальные проекты комплексов «Угле-газ-электричество». // Горнотехнические, экономические, и

экологические проблемы развития углепромышленных регионов. Сборник научных трудов, М. МГГУ, -2007, -С. 11-25

72 Федорова М.А., Васючков Ю.Ф. Artificial gas production during underground gasification of coal seams. // Proceedings of AGN “Waertinistwo. Nafta. Gas.” Cracow. 2015. Vol. 32. -pp. 135-139.

73 Федорова М.А., Васючков Ю.Ф. Классификация нетрадиционных технологий разработки месторождений твердых полезных ископаемых. // Отдельные статьи. «Локальный углегазоэнергетический комплекс как инновационная нетрадиционная технология освоения месторождений полезных ископаемых» // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2014, - С. 9-20.

74 Федорова М.А., Васючков Ю.Ф. Локальный углегазоэлектрический комплекс как инновационная технология освоения месторождений полезных ископаемых» // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал) – 2015, -№12, -С. 356-368.

75 Федорова М.А., Агафонов В.В. Проектирование подготовки эксплуатационных блоков в технологии локального углегазоэнергетического комплекса // Отдельные статьи «Развитие научных подходов к обоснованию проектных решений освоения георесурсного потенциала газоугольных месторождений» // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2017, № 12 (спец. выпуск 40) - С.3-7.

76 Федорова М.А., Агафонов В.В. Алгоритмическое обеспечение прогнозирования разработки углегазовых месторождений на базе технологии ЛУГЭК // Отдельные статьи «Развитие научных подходов к обоснованию проектных решений освоения георесурсного потенциала газоугольных месторождений» // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2017, № 12 (спец. выпуск 40) - С.8-11.