

На правах рукописи



ФЕДОРОВА Марина Александровна

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

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Специальность 25.00.21 – «Теоретические основы проектирования горнотех-
нических систем»

Москва 2018

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС» на кафедре «Геотехнологии освоения недр» Горного института

Научный руководитель: **Васючков Юрий Федорович,**
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Федаш Анатолий Владимирович,**
доктор технических наук, заведующий
отделом научно-технологического и ин-
формационно-аналитического обеспечения
исследований и инновационной деятельно-
сти ФГБУН «ИПКОН имени академика
Н.В. Мельникова РАН»,

Беляев Вячеслав Вячеславович,
кандидат технических наук, главный спе-
циалист ОАО «Сибниуглеобогащение»

Ведущая организация **ФГБОУ ВО «Тульский государственный**
университет» (ТулГУ)

Защита диссертации состоится «18» июня 2018г. в 13⁰⁰ часов на засе-
дании диссертационного совета Д-212.132.14 при ФГАОУ ВО «Националь-
ный исследовательский технологический университет «МИСиС» (ФГАОУ ВО
НИТУ «МИСиС») по адресу: 119049, г. Москва, Ленинский проспект, д.6,
стр.2, ауд. А-305

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке
НИТУ «МИСиС» и на сайте по адресу: <http://misis.ru/science/dissertation>

Автореферат разослан «27» апреля 2018г.

Ученый секретарь диссертационного совета Д-212.132.14

доктор технических наук, профессор

В.В. Агафонов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследований и степень ее проработанности. Традиционная цепочка использования энергетического угля в качестве топлива ТЭС, характеризующаяся интегральным коэффициентом полезного использования (КПИ) угля, отличается значительными энергетическими потерями. По элементам (процессам) технологической цепочки дифференциальные КПД, суммирующиеся в КПИ угля, 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 КПИ угля оценивается в среднем: с учетом сетей распределения 21,9%, без этого учёта – 25,9%.

Наличие указанных недостатков в технологиях традиционного угле – энергетического комплекса России требует развития новых, интегрированных технологий разработки угольных месторождений, например - на основе выработки газового топлива из угля и использования высокоэффективных электрогенерирующих установок, работающих по принципу комбинированного цикла с КПД 0,48 - 0,52.

Решением проблемы повышения эффективности проектирования и разработки метаноносных угольных пластов в свое время занимались Л.Д. Шевяков, М.И. Агошков, К.Н. Трубецкой, Д.Р. Каплунов, В.В. Ржевский, Е.В. Крейнин, Ю.Ф. Васючков, Б.М. Воробьев, М.И. Устинов, М.Ю. Быкова и др. Произведен анализ технической эффективности добычи и использования энергетических углей. Рассмотрены опыты по получению из угля газового топлива, путем интеграции процесса подземной газификации угля и эффективной утилизации угольного метана в местах его залегания. Проведен анализ отечественных проектов и технологических характеристик по использованию локальных углегазоэлектрических комплексов (ЛУГЭК).

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 угля (ПГУ), 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, что подтверждает высокую актуальность заявленных исследований.

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 диссертационной работы заключается в разработке инновационных проектных решений на основе законов химической кинетики и газовой динамики горения угля, моделирования схем подготовки шахтного поля, включающей раскройку шахтного поля, 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 для эксплуатации ЛУГЭК.

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 газозлектрического комплекса ЛУГЭК – ПГУ.

Основные научные положения, выносимые на защиту:

1 Для определения размера зоны выработки качественного син-газа с теплотой сгорания не менее 20 МДж/м³ необходимо произвести 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, на основе распределения температуры в угольном пласте при горении стенки огневого забоя для получения закономерность температуры прогрева пласта.

2 Для обеспечения угольным метаном кластера ЛУГЭК-метан и выработки качественного газового топлива необходимо установить диапазон значений метаносности угольных пластов в границах шахтного поля с разработкой критерия использования запасов метана на шахтном поле, для выбора наиболее эффективной последовательно-распределенной схемы размещения газификационных и метанодобывающих скважин на шахтном поле и выбору 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 базируются на научном анализе и обобщении опыта по разработке и моделированию закономерностей процессов, происходящих при подземной газификации угля, использованию угольного метана для увеличения теплоты сгорания генераторного газа; применению современных методов эколого-экономической оценки интегрированных углеэнергетических систем разработанных технологических решений.

Научная новизна результатов исследований:

1. На основе математического моделирования разработаны закономерность 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/м³.

2. Разработаны критерий использования добываемого угольного метана для его синтеза с очищенным генераторным газом, обеспечивающего необходимую производственную мощность Локального углегазоэлектрического комплекса, и методика выбора эффективной последовательно-распределенной схемы размещения метанодобывающих и газификационных скважин на шахтном поле.

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

4. В проекте 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 работы заключается в создании 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 и исследовательских положений газификации топлив, закономерностей и пропорциональности синтеза потоков генераторного газа и угольного метана;
- использованием современных методов эколого-экономической оценки разработанных технологических решений;
- установлением закономерностей параметров подземной газификации угля и синтезом разработки метаноносных угольных месторождений на основе повышения калорийности сгорания син-газа, использованием угольного метана для получения при совместной подземной газификации высокоэнергетического газового топлива.

Апробация работы. Основные положения диссертации докладывались на международных симпозиумах «Неделя горняка» (Москва, 2010-2018), на научных семинарах кафедры «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 по теме диссертации, из них 7 статей в журналах по перечню ВАК Минобрнауки России.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 5 глав, заключения, содержит 48 рисунков, 25 таблиц и список литературы из 76 наименований.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Идея повышения энергоэффективности углеэнергетического цикла, работающего по принципу синтеза угледобывающей и энергетической отраслей промышленности была сформулирована в России профессором Ю.Ф. Васючковым в 1995г. и сформулирована в виде научной концепции в 1996г.

Перспективным направлением коренного совершенствования углеэнергетического комплекса является использование Локальных углегазоэлектрических комплексов (ЛУГЭК), включающих выработку высококалорийного газового топлива из угля и/или угольных пластов, очистку и обогащение его добываемым угольным метаном с получением электроэнергии в установке комбинированного цикла с КПД 48-52%

Но внедрение этой технологии сдерживается отсутствием методологического обеспечения проектных решений по комплексному использованию газоносных угольных месторождений, включая синтез разработки угольного месторождения и выработки электрической и/или тепловой энергии.

Для определения технологических параметров получения генераторного газа смоделирован и изучен характер распределения температуры в угольном пласте процессе его подземной газификации. Полученная температурная 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 частным случаем решения задачи. Решение является методической базой определения зон коксования, сушки и горения при заданных термодинамических условиях системы "канал горения - угольный пласт".

Сделан вывод, что 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.

Определено, что при подаче окислителя в угольный пласт через одну скважину диаметром 250 мм (допустимый расход воздуха 10000 м³/ч), обеспечивается соблюдение ламинарности потока в огневом забое при мощности угольного пласта не менее 0,37 м.

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.).

Установлено, что при мощности угольного пласта 1 м, размерах поперечного сечения огневого канала 1 м², и требуемой тепловой мощности на выходе из канала равной 100 МВт аналитическое моделирование определяет необходимую длину зоны горения такого пласта до 70 м.

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, расчётная длина канала горения должна уменьшаться до 25-35 м. По длине огневого забоя величина максимального пролёта может колебаться, что отражается на выходной тепловой мощности огневого канала. На опыте Ангренской станции ПГУ длина канала горения достигает не более 25-30 м.

Учитывая изменяющуюся во времени ширину канала горения следует ввести в уравнение коэффициент колебания тепловой мощности огневого канала горения на уровне 1,4 – 1,6, и тогда при проектировании ЛУГЭК-ПГУ зависимость для определения оптимальной длины огневого забоя может быть достаточно надёжно использована с корректирующим коэффициентом $l_r = (25-35) \times (1,4-1,6) = (35-56)$ м. Указанные значения служат базой принятия решений по размерам сетки скважин 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 МДж/м³) и достигать 10-12 МДж/м³.

Было проведено исследование процесса подземной газификации угольного пласта для получения сырого генераторного газа в технологии ЛУГЭК. Обобщая схемы ПГУ можно их классифицировать по нескольким критериям.

Таблица 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 Многосластовая

С учетом работ Г.А. Янченко приведены исследования, связанные с расчетом длины канала прямоугольного горения, близкого по форме к огневому забою, где имеются угольная стенка, с одной стороны, и обрушенные породы, с другой стороны:

$$l_r = A \cdot d \cdot \text{Re}^{0.14}, \text{ м} \quad (1)$$

где $A=5-38$ – 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.; d – эквивалентный диаметр канала горения в пласте, м; $d = 4S/P$; S – сечение канала горения, м²; P – периметр канала, м; Re – число Рейнольдса, средняя плотность генераторной смеси равна 0,2327 кг/м³. Для численного моделирования длины канала горения приняты следующие допущения: скорость потока газовой смеси в канале $v=1$ м/с, эквивалентный диаметр канала горения равен 0,667 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 на рис. 1.

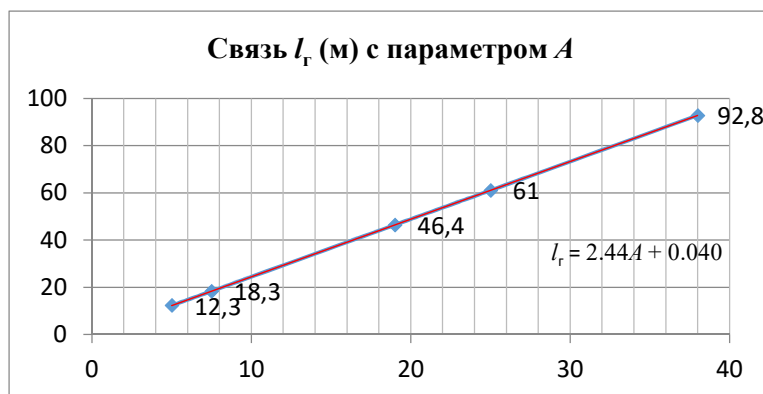


Рисунок 1 - Влияние величины эмпирического параметра A на длину канала горения в процессе ПГУ

Опытные данные экспериментов с варьированием длины зоны горения имели достаточно тесную сходимость. Поэтому при проектировании предприятия ПГУ следует, придерживаясь средних значений этого коэффициента $A = 10$ – 18, т.е. длины канала горения должна быть 25 – 45 м.

В процессе газификации угольного пласта обычно получают генераторный газ низкой калорийности (4–8 МДж/м³). 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.

В процессе газификации угольного пласта обычно получают генераторный газ низкой калорийности (4–8 МДж/м³). 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.

Используя парокислородное дутьё и предварительную просушку канала горения угольного пласта, получается генераторный газ с теплотой сгорания 14-15 МДж/м³. Следующей мерой улучшения теплотворной способности генераторного газа может служить процесс его деуглекислотизации, основанный на химической

очистке генераторного газа на поверхности от остатков невосстановленного углекислого газа. Использование поташно-карбонатного метода позволяет повысить теплоту сгорания генераторного газа ещё на 15-20%.

Таким образом, комплекс 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 4-5 до 16-18 МДж/м³, что значительно поднимает экономическую эффективность ЛУГЭК.

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 μ_m :

$$\mu_m = \frac{Q_{г.т.} - 68,4\mu_v - 67,5\mu_{o.y.}}{891,79}, \quad (2)$$

где в числителе μ_v , $\mu_{o.y.}$ – мольные доли в газовом топливе, соответственно, водорода и окиси углерода; при этом числа означают: теплоту сгорания водорода (индекс *v*) и окиси углерода (индекс *o.y.*), а в знаменателе приведена теплота сгорания метана, МДж/моль.

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

$$Q_{г.т.} = \frac{Q_{o.g.} \cdot q_{o.g.} + Q_m \cdot q_m}{q_{г.т.}}, \text{ МДж} / \text{м}^3. \quad (3)$$

В том случае, если заданы значения необходимой теплоты сгорания всех компонентов в формуле (3) и требуется найти расход угольного метана, для удовлетворения данного критерия следует пользоваться формулой:

$$q_m = \frac{Q_{г.т.} \cdot q_{г.т.} - Q_{o.g.} \cdot q_{o.g.}}{Q_m}, \text{ м}^3 / \text{с} \quad (4)$$

Например, требуется спроектировать ТЭС с тепловой мощностью электростанции $N_T=50,4$ МВт и, следовательно, характеристиками газового топлива $Q_{г.т.}=18$ МДж/м³, при его расходе $q_{г.т.} = 5,6$ м³/с, а также имеющимися характеристиками компонентов поступающего газового топлива $Q_{o.g.}=12$ МДж/м³, $Q_m = 39$ МДж/м³ и расход очищенного газа $q_{o.g.} = 4$ м³/с. Необходимый расход подпитки угольного метана в генераторный газ составит $q_m = 1,354$ м³/с или 81,2 м³/мин, что потребует одновременной работы 9 углеметанодобывающих скважин.

Выбор эффективного варианта расположения газификационных и метанодобывающих скважин в проекте решается на основе минимизации затрат на прокладку газопроводов от устья скважин до поверхностного комплекса ЛУГЭК, на бурение необходимого объёма скважин в действующем их блоке для обеспечения

проектного дебита угольного метана и оптимизации суммарного расхода метана в соответствие с проектными показателями газового топлива.

Для цели использования син-газа в технологии ЛУГЭК должны быть также использованы методы интенсификации метаноотдачи угольного массива. Из опробованных и доказавших высокую эффективность технологий интенсификации метаноотдачи пласта можно использовать: гидрорасчленение, гидроразрыв, физико–химическую обработку и волновое воздействие.

Подготовка шахтного поля к отработке 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 (МД) 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.

Первая схема раскройки шахтного поля является **равномерно -последовательной**, которая характеризуется разбиением шахтного поля на последовательные метанодобывающие и газифицируемые блоки (рис. 2).

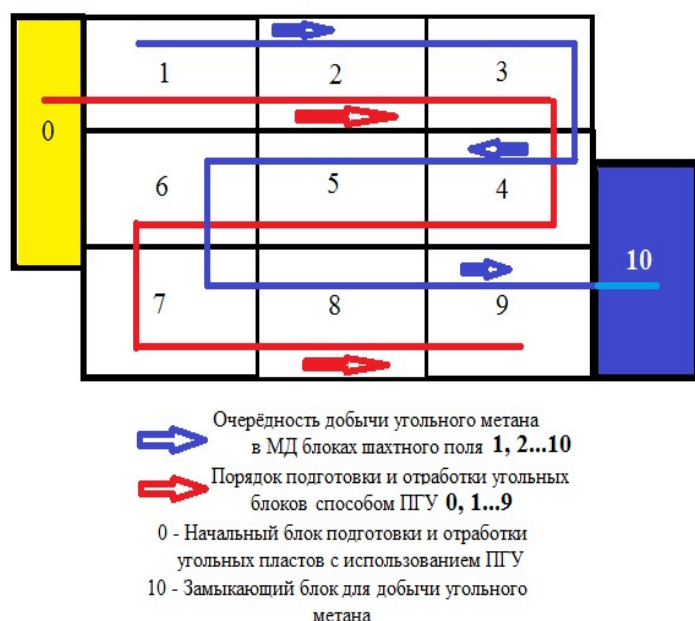


Рисунок 2 - Равномерно – последовательная схема размещения метанодобывающих и газифицируемых блоков

По такой схеме шахтное поле разрабатывается парными блоками: каждый МД - блок впоследствии становится газифицируемым. Блоки имеют примерно равные запасы угля. На рис. 2 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:

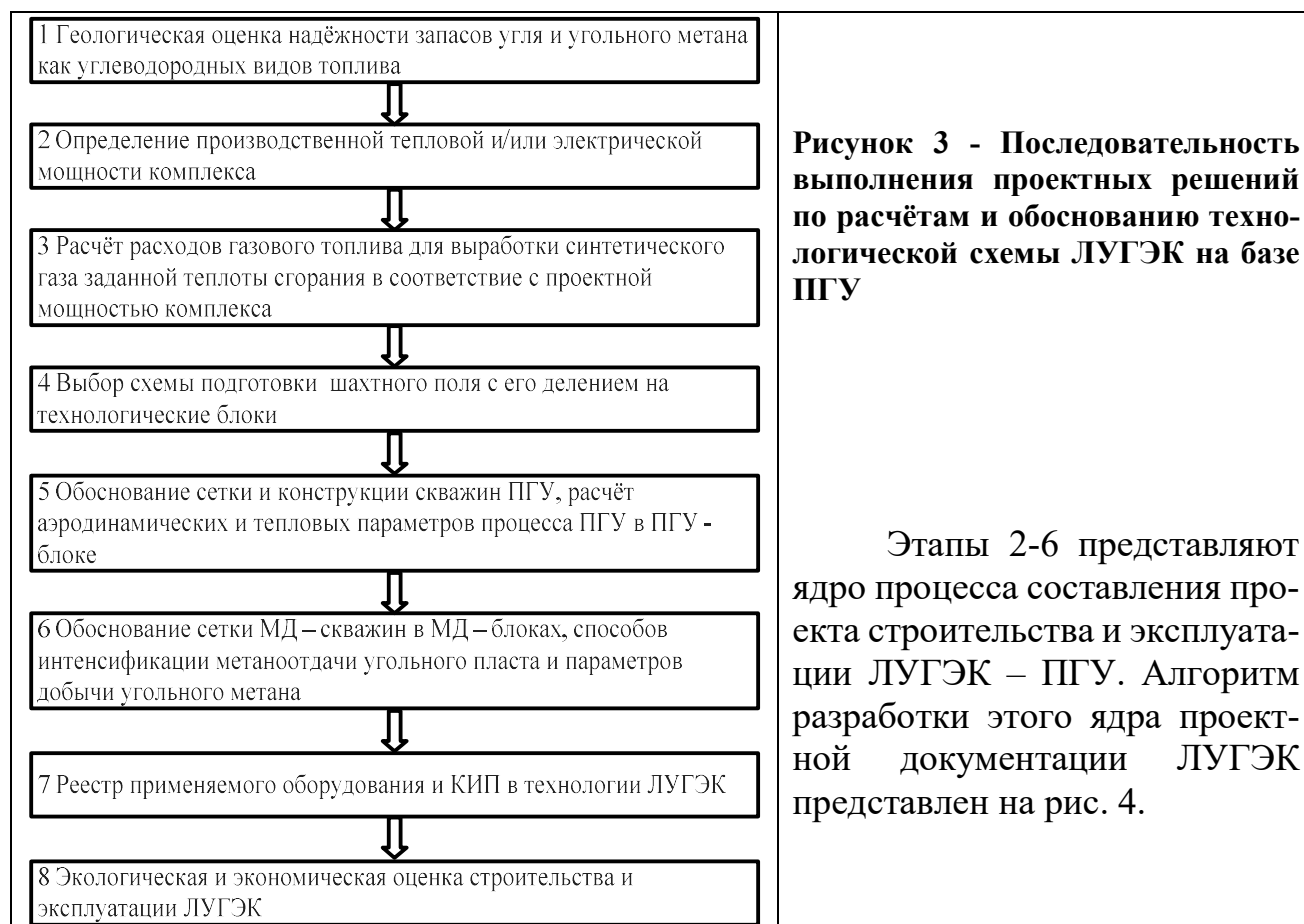
$$T_{г.б.} \leq T_{м.б.}, \quad (5)$$

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. м³ ; $q_{ск.сут}$ – среднесуточный дебит МД – скважин, тыс. м³/сут.

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**. 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.

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. Эти особенности заключаются в использовании метановых запасов газоносного угольного месторождения и синхронизации технологии добычи угольного метана в комплексе с газификационным блоком ЛУГЭК.

На рис. 3 представлена последовательность выполнения проектных решений по расчёту и обоснованию схемы ЛУГЭК-ПГУ.



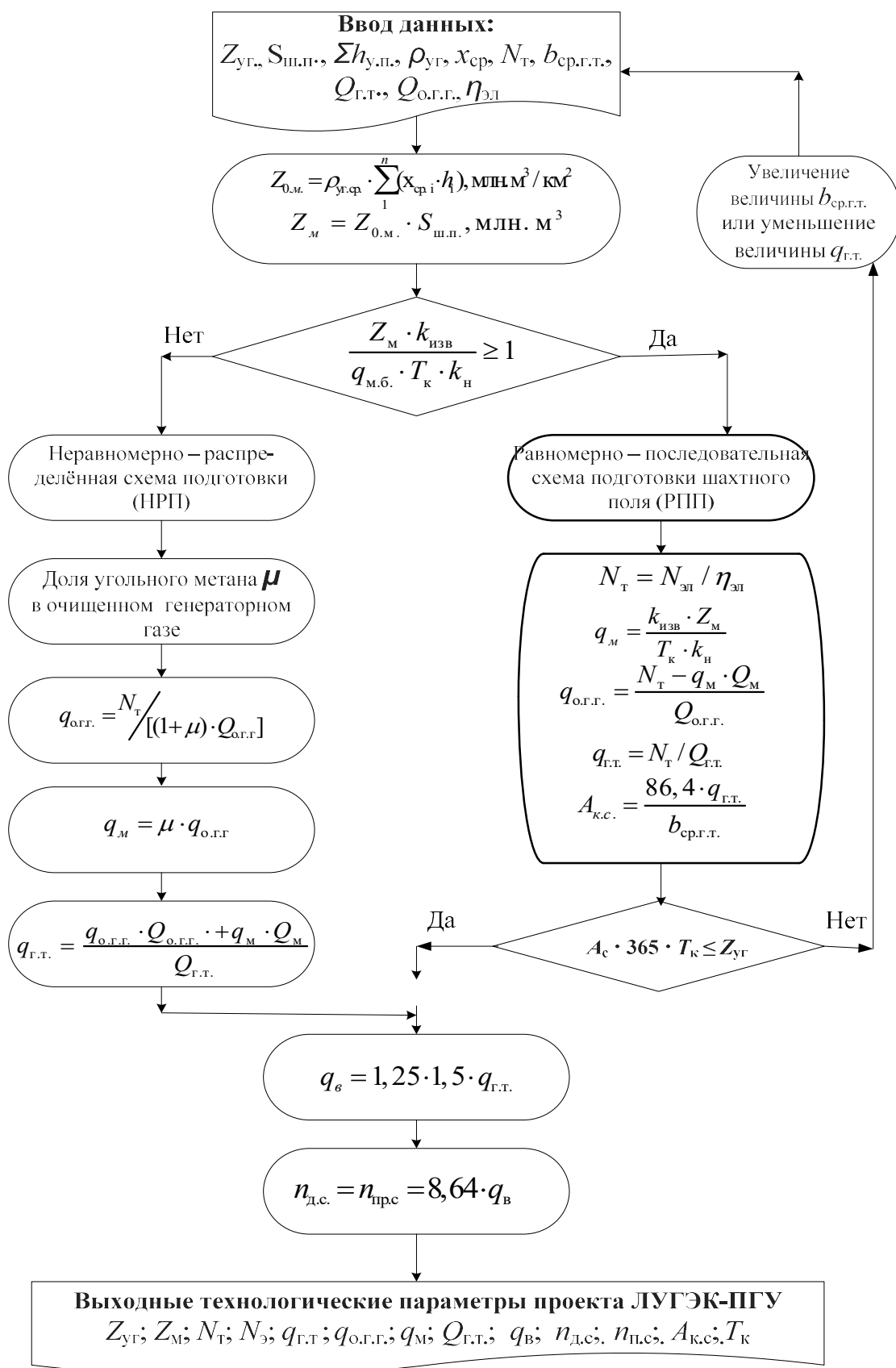


Рисунок 4 – Алгоритм разработки ядра процесса проектной документации строительства и эксплуатации ЛУГЭК – ПГУ

Детализация алгоритма: $Z_{\text{уг.}}$ – запасы угля в пределах шахтного поля ЛУГЭК, т; $S_{\text{ш.п.}}$ – площадь шахтного поля, км²; $\Sigma h_{\text{у.п.}}$ – суммарная мощность угольных

пачек свиты пластов, м; $\rho_{\text{уг}}$ - средняя плотность угля, т/м³; $x_{\text{ср}}$ - средняя метаносность угольного пласта, получаемая осреднением метаносности на отдельных горизонтах шахтного поля и по восстанию пластов, м³/т; i - номер угольного пласта в свите; n - число метаносных 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, м³/кг; $Q_{\text{г.т.}}$ - проектная теплота сгорания газового синтетического топлива, МДж/м³; $Q_{\text{о.г.г.}}$ - проектная теплота сгорания очищенного генераторного газа, МДж/м³; $\eta_{\text{эл}}$ - электрический КПД ЛУГЭК; $Z_{0/\text{м}}$ - удельная метаносность свиты угольных пластов, млн. м³/км²; $Z_{\text{м}}$ - запасы угольного метана в пределах границ шахтного поля, пригодные для использования в технологии ЛУГЭК, млн. м³; $k_{\text{изв}}$ - коэффициент, учитывающий полноту извлечения запасов метана с учётом остаточной метаносности, равный 0,85-0,9; $q_{\text{м.б.}}$ - суммарный дебит метанодобывающих скважин в метанодобывающем блоке, м³/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, м³/с; $q_{\text{м}}$ - расход угольного метана, питающий генераторный газ для выработки синтетического газа, м³/с; $q_{\text{г.т.}}$ - расход газового топлива с теплотой сгорания равной $Q_{\text{г.т.}}$ для выработки тепловой мощности ЛУГЭК, равной $N_{\text{т}}$, м³/с; $A_{\text{к.с.}}$ - суточная производственная мощность комплекса ЛУГЭК по угля, 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, м³/с; $n_{\text{д.с.}}$ - число воздушно - дутьевых скважин; $n_{\text{пр.с}}$ - число продуктивных скважин, выдающих сырой генераторный газ.

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%.

Предложены проектные решения для строительства Локального углегазоэлектрического комплекса ЛУГЭК-ПГУ в условиях Прокопьевско – Киселёвского метаносного угольного месторождения Кузбасса на опытном участке строительства ЛУГЭК поля б. шахты «Суртаиха» на базе подземной газификации и добычи угольного метана из пластов VI и IV «Внутренних» и «Мощного».

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 η_k ; запасы угля Z_y (млн. т), запасы угольного метана Z_m (млн. м³), расход очищенного генераторного газа $q_{о.г.г.}$ (м³/сут.), расход угольного метана q_m (м³/сут.), расход газового топлива $q_{г.т.}$ (м³/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.

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

Производительность комплекса по выработке электроэнергии в соответствии 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.

Оценив 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 м³ в процессе газификации 1 кг угля или 4000 м³/т угля при его теплоте сгорания 20 МДж/м³. 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.

Теплота сгорания выработанного на парокислородном дутья и очищенного от 20% диоксида углерода в объёме очищенного генераторного газа (ОГГ) принята равной $Q_{огг} = 20$ МДж/м³. Поэтому 8 МДж/м³ необходимо добавить за счёт добычи угольного метана, теплота сгорания которого равна 32 МДж/м³.

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 приведена графическая иллюстрация определения расходов компонентов сингаза для шахты «Суртаиха» $q_{огг} = 8,06$ м³/с и $q_m = 1,2$ м³/с по КДС ($\mu = 0,15$).

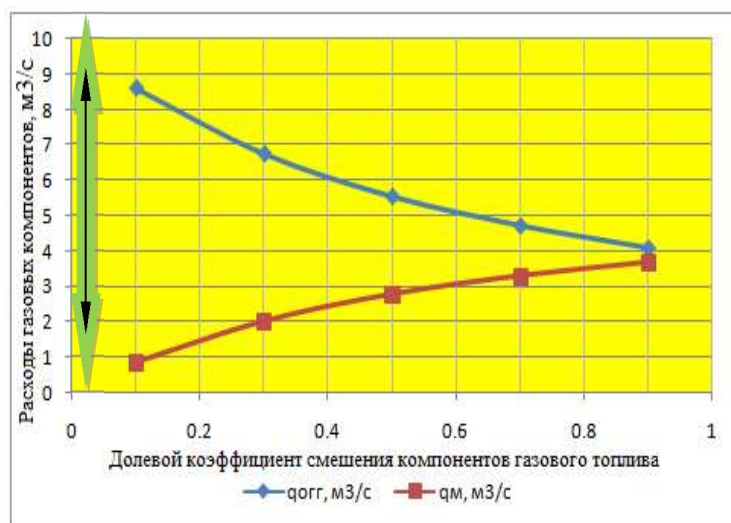


Рисунок 5 - Схема определения расходов компонентов сингаза по заданной величине КДС

Для обеспечения метанового ресурса с расходом 1,2 м³/с = 72 м³/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.

На рис. 6 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.

В табл. 2 приведены основные параметры ЛУГЭК применительно к условиям шахтного поля «Суртаиха».

Таблица 2 - 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 ³ /с	8,06
Расход сырого генераторного газа	$q_{сгг}$	м ³ /с	9,67
Долевой коэффициент смешения (ДКС)	μ	б/р	0,15
Расход угольного метана	q_m	м ³ /с	1,2
Теплота сгорания очищенного генераторного газа	$Q_{огг}$	МДж/м ³	20
Теплота сгорания метана	Q_m	МДж/м ³	32
Теплота сгорания газового топлива	$Q_{г.т.}$	МДж/м ³	28
Удельный выход сырого генераторного газа при ПГУ	$b_{уг}$	м ³ /т	3500
Запасы угля	$Z_{уг}$	млн. т	46,42
Ресурс угольного метана	Z_m	млн. м ³	982,43

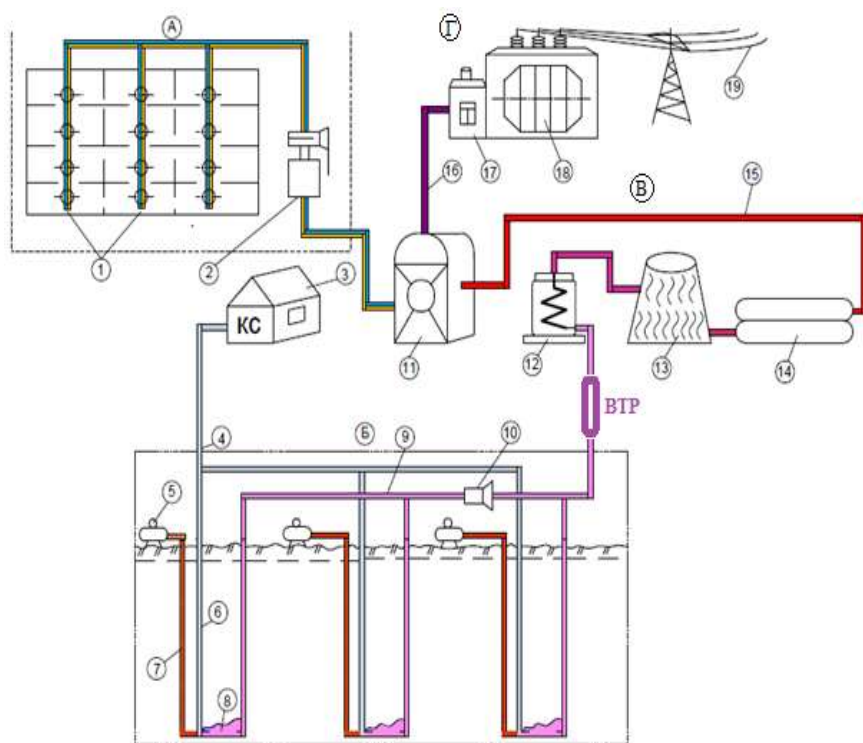


Рисунок 6 - Схема ЛУГЭК-ПГУ

1-метанодобывающие скважины; 2 – вакуумный агрегат ЕН 420 и газовый бустер DT “Lutos” ; 3 – кислородная станция «Грасис»; 4 – трубная кислородоподающая линия; 5 – парогенератор “Bosch UL-S”; 6 – скважина для 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 газа (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

Экологическая оценка функционирования Локального углегазоэлектрического комплекса на поле шахты «Суртаиха» по фактору сравнения вредных выбросов в атмосферу Земли по сравнению с традиционными технологиями углеэнергетических комплексов показала свою эффективность.

Утилизируя добытый 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_2 -эквивалента или годовой эффект снижения парникового эффекта равен 569,8 тыс. т CO_2 -эквивалента. При эксплуатации в условиях Кузбасса такой эффект приносит экономическую прибыль в размере $569,8 \times 100 \text{ долл./т} = 56,98 \text{ млн. долларов в год}$.

Кроме парниковых выбросов углеэлектрический комплекс, вырабатывая электрическую и/или тепловую энергию на угле, выделяет в атмосферу оксиды серы и азота. ПДК выбросов диоксида азота (NO_2) в РФ [ГОСТ 12.1.005 – 88] составляет 2 мг/м^3 , монооксид азота (NO) в пересчёте на NO_2 5 мг/м^3 , оксид углерода CO 20 мг/м^3 , но при длительной работе с CO ПДК может быть увеличен до 50 мг/м^3 . ПДК выброса SO_2 составляет $0,5 \text{ мг/м}^3$.

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_2 -эквивалента; уменьшение выбросов оксидов серы в 3, раза и уменьшение выбросов окислов азота в 2,67 раза.

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.

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. В табл. 3 приведены сводные технико-экономические показатели строительства и эксплуатации ЛУГЭК-метан для условий поля шахты «Суртаиха».

Дальнейшее развитие углеэнергетики должно быть ориентировано в направлении создания современных технологий, использующих интегрируемые, гибкие и малооперационные системы с вариативным программным обеспечением, в том числе предложенную технологию ЛУГЭК-ПГУ, что позволяет увеличить энергоэффективность углеэнергетического комплекса России.

Таблица 3 - Сводные технико-экономические показатели строительства и эксплуатации ЛУГЭК-метан

№№	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 ³ /сут.	616,9
6	Состав газового топлива (прогноз):		
	CO	%	20,10
	H ₂	%	58,00
	CH ₄	%	16,94
	CO ₂	%	2,76
	NO _x	%	0,03
	SO _x	%	0,01
	C _n H _{2n}	%	2,16
7	Теплотворная способность синтетического газового топлива	МДж/м ³	28
8	Параметры пара:		
	- температура	° С	235
	- давление	МПа	2,5
9	Расход пара	кг/ч	6900
10	Расход кислорода	нм ³ /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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации решена актуальная научно-техническая задача разработки теоретических основ и методического обеспечения проектирования интегрированных углегазоэлектрических комплексов (кластеров) на основе комплексного освоения газоносных угольных месторождений, включая разработку газоносных угольных пластов любой мощности и добычу угольного метана, выработку синтетического обогащенного газового топлива из угольных пластов и генерацию электроэнергии в установках комбинированного цикла.

Основные теоретические и практические результаты работы, полученные лично автором:

1. Установлено, что традиционная технология разработки угольных месторождений и использование энергетических углей характеризуется высокой избирательностью к горно-геологическим условиям, низкой интегральной эффективностью, 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 18%.

3. Выявлено, что перспективным направлением коренного совершенствования углеэнергетической технологии является использование Локальных углегазо-электрических комплексов (ЛУГЭК), 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 12-15 МДж/м³.

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-ПГУ.

9. Разработаны критерий использования запасов метана на шахтном поле для долговременной выработки качественного газового топлива и методика проектирования метанодобывающих скважин для обеспечения газовым топливом кластера при их эксплуатации.

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 метаносного угольного месторождения Кузнецкого бассейна с использованием технологии ЛУГЭК-ПГУ, где определены его основные технико-экономические параметры.

12. Дальнейшее развитие темы исследования должно быть ориентировано в направлении создания технологической цепочки углеэнергетики, которую необходимо формировать в соответствии с разработанными в диссертации научно-методическими рекомендациями.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Ю.Ф. Васючков, М.А. Федорова. Технологическая схема скважинной разработки метаносных угольных пластов. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2004, - № 3, -С. 107-109.

2. Ю.Ф. Васючков, М.Ю. Васючков, М.А. Федорова «Проектирование параметров скважинного углеэлектрического комплекса. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2004, -№ 6, -С. 121-122.

3. 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

4. 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

5. 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.

6. 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.

7. 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.

8. 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.

9. 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.