МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ, МОЛОДЕЖИ И СПОРТА УКРАИНЫ
ДОНБАССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Г.И. Гайко, В.В. Заев, П.Н. Шульгин

УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ПОДЗЕМНОЙ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКЕ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Монография

Рекомендовано ученым советом ДонГТУ

Алчевск
2012

УДК 622.278.6+662.74
ББК И 310.47
Г 14

Гайко Геннадий Иванович – д.т.н., проф. каф. строительных геотехнологий Донбасского государственного технического университета;

Заев Виктор Викторович – магистр, ассист. каф. строительных геотехнологий Донбасского государственного технического университета;

Шульгин Павел Николаевич – к.т.н., доц. каф. строительных геотехнологий Донбасского государственного технического университета.

Рецензенты:

А.А. Круть – д.т.н., главный научный сотрудник Института угольных энерготехнологий НАН Украины (г. Киев);

Т.Г. Шендрик – д.х.н., проф., зав. отделом химии угля Института физико-органической химии и углехимии им. Л.М. Литвиненко НАН Украины (г. Донецк)

Рекомендовано ученым советом
Донбасского государственного технического университета
(Протокол № от)

Гайко Г.И.

Г 14 Утилизация тепловой энергии при подземной термохимической переработке угольных пластов: Монография/ Г.И. Гайко, В.В. Заев, П.Н. Шульгин. – Алчевск: ДонГТУ, 2012. – 142 с.
ISBN 978-966-310-303-7

Решение проблемы утилизации тепловой энергии подземного газогенератора рассмотрено с позиций повышения общей эффективности газификации угольных месторождений. Рассмотрен механизм и кинетика термохимических процессов ПГУ. Раскрыты новые способы утилизации тепловой энергии при помощи теплоотводящих скважин и жидкого теплоносителя. Приведены методики и результаты исследований теплового поля подземного газогенератора и технологических параметров разработанных способов.

Для научных сотрудников в области угольных энерготехнологий, для специалистов топливно-энергетических компаний и проектных организаций, заинтересованных развитием подземной термохимической переработки угля. Может быть полезна студентам и аспирантам горных специальностей.

УДК 622.278.6+662.74
ББК И 310.47
© Г.И. Гайко,
В.В. Заев,
П.Н. Шульгин, 2012
© ДонГТУ, 2012
© дизайн обложки
Косик И.Н., 2012

ISBN 978-966-310-303-7

ВВЕДЕНИЕ

Нехватка и удорожание органического топлива, экологические проблемы традиционной разработки и использования угля, историческая перспектива исчерпания легкодоступных топливных ресурсов знаменуют черты мирового энергетического кризиса, негативные последствия которого будут с течением времени нарастать. Это связано с непрерывно растущими потребностями человечества в энергетических ресурсах при вынужденном переходе к разработке все более бедных и труднодоступных месторождений. Складывающаяся ситуация требует чрезвычайных усилий науки и техники в поиске принципиально новых технологий разработки ископаемого топлива, позволяющих включить в промышленное использование залежи, разработка которых традиционными методами в настоящее время нерентабельна.

При отсутствии достаточных запасов нефти и природного газа в Украине основным источником энергии и химическим сырьем остаются твердые горючие ископаемые. Запасы каменного и бурого угля являются важнейшим природным ресурсом страны и достаточны для ее энергетических потребностей в текущем столетии. Однако, ухудшение горно–геологических условий подземной разработки угля (маломощные пласты, большие глубины, повышенное горное давление, опасные газодинамические явления) ограничивает объемы добычи, увеличивает себестоимость угля, влияет на рост травматизма горнорабочих. Основная масса угля, добываемого в Украине, имеет повышенную зольность и содержит ряд вредных примесей (сера и др.). Значительная часть запасов угля относится к категории забалансовых, что исключает их экономически целесообразную разработку традиционными технологиями. В этих условиях значительную перспективу получает оптимизация разработки угольных месторождений с привлечением различных технологий, в том числе – путем подземной термохимической переработки угольных пластов.

Следует отметить, что первые в мире опытные работы по подземной газификации пластов каменного угля были проведены в Украине на Лисичанской станции «Подземгаз» (1933 г). На протяжении нескольких десятилетий в Украине функционировали три станции подземной газификации угля (ПГУ) – Лисичанская, Горловская и Синельниковская, позволившие накопить значительный технологический опыт ведения работ и доказать не только реальность технологии подземной газификации угля, но и необходимость перехода от стадии экспериментальных работ к созданию промышленных станций подземной газификации. В 1963 г. началось развернутое

освоение газовых месторождений Западной Сибири, причем пришедший в европейскую часть бывшего СССР дешевый газ привел к утрате промышленного интереса к ПГУ (отдельные объекты станций подземной газификации некоторое время сохранялись как опытно–научные подразделения).

Современный уровень научно–технического прогресса обеспечил новый этап в развитии технологии ПГУ. Это стало возможным благодаря решению целого ряда технических проблем: направленное бурение скважин по горным породам и угольному пласту; комбинации подачи окислителя; управляемое перемещение точки дутья вдоль рабочего участка скважины; реверсивные технологии; закладка выгазованного пространства; новые типы подземных газогенераторов; снижение риска экологических проблем. Важным достижением технологий последних лет является увеличение теплотворной способности получаемого генераторного газа до $11 – 12$ МДж / м^3, что существенно повысило конкурентоспособность технологии ПГУ (на станциях 60–х годов XX в. этот показатель находился в пределах 2,8 – 4 МДж / м^3).

Одновременно развивались технологии комплексного использования продуктов газификации: когенерационные системы получения энергии, в т.ч. включение генераторного газа в комбинированный цикл электростанций; преобразование генераторного газа в жидкие углеводороды по технологии ГВЖ («газ в жидкость») – в синтетическую нефть и, на её основе, в синтетическое моторное топливо, масла и другое химическое сырье. Наиболее успешные опытно–промышленные проекты доказали возможность высокой эффективности капиталовложений (опыт Австралии, Китая, ЮАР) и привели к разработке многочисленных проектов новых станций ПГУ.

Не смотря на успехи двух последних десятилетий в техническом совершенствовании и промышленном освоении технологии ПГУ, в числе нерешенных остается проблема значительных потерь тепловой энергии подземного газогенератора, расходуемых на бесполезный разогрев вмещающих пород. В качестве одного из прогрессивных направлений решения этой проблемы можно считать разработанную в ДонГТУ новую концепцию утилизации тепловой энергии ПГУ, предполагающую использование жидкого теплоносителя, циркулирующего в трубных ставах теплоотводящих скважин с последующей генерацией электроэнергии на гидропаровых турбинах.

В монографии раскрыты результаты проведенной в ДонГТУ НИР[1]

---

[1] Грант Министерства образования и науки, молодежи и спорта Украины, тема № 0111U 01746.

по созданию технологических основ новой топливно-энергетической системы, использующей энергию подземной термохимической переработки угольных пластов. Авторами проведен анализ опыта и современного состояния технологий подземной термохимической переработки угля и способов утилизации тепловой энергии (раздел 1), уточнен механизм и кинетика процессов, сопутствующих подземной газификации угля (раздел 2), разработаны способы утилизации тепловой энергии подземного газогенератора при помощи теплоотводящих скважин (раздел 3), проведены стендовые испытания трубного коллектора подземного газогенератора в условиях обрушения пород кровли (раздел 4), выявлены закономерности распределения теплового поля и обоснованы размеры участка высокотемпературной зоны, в которой осуществляется продуктивный теплообмен (раздел 5), обоснованы технологические параметры и экономическая эффективность разработанных способов утилизации тепловой энергии (раздел 6).

Проведенные исследования направлены на создание и использование альтернативных энергетических источников, которые, в сложившихся условиях ограниченных запасов и нестабильного рынка топливно–энергетических ресурсов способны улучшить энергетическую ситуацию в стране. Разработанные технологические основы топливно–энергетической системы утилизации тепловой энергии базируются на безлюдных, экологически чистых способах подземной переработки угля, что в значительной степени будет содействовать решению социальных и экологических проблем.

Авторы признательны доцентам В.А. Касьянову, И.В. Смирновой, А.П. Иванову и инж. С.М. Семикину за научные консультации и сотрудничество при проведении исследований.

1 ИСТОРИЧЕСКАЯ РЕТРОСПЕКТИВА И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДЗЕМНОЙ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

1. 1 Основные этапы развития ПГУ

Предшественником идеи подземной термохимической переработки угля была технология его газификации на заводах светильных газов. Так, в конце XVIII в. в Лондоне городские улицы уже освещались светильниками, использующими искусственный газ, полученный путем переработки каменного угля на газовых заводах. В 1868 г. немецкий инженер и промышленник Вильям Сименс высказал идею о возможности газификации угля на месте залегания угольных пластов [1]. Не зависимо от Сименса в 1888 г. эту идею сформулировал и развил выдающийся русский химик Д.И. Менделеев, который при изучении шахтных пожаров на горных предприятиях Донецкого бассейна, оценил возможности продуктивного использования образуемых газов [2]. Менделеев писал «Настанет, вероятно, со временем даже такая эпоха, что угля из земли вынимать не будут, а там, в земле, сумеют превращать его в горючие газы, и их по трубам будут распределять на далекие расстояния». Он же сформулировал общее техническое решение проблемы подземной газификации углей (ПГУ): «Пробурив к пласту несколько отверстий, одно из них должно назначить для введения – даже вдувания – воздуха, другое – для выхода – даже вытягивания (например, инжектором) – горючих газов, которые затем легко уже провести даже на далекие расстояния к печам».

Впервые на практике идею подземной газификации угля пытался воплотить английский химик В. Рамсей, который в 1912 г. разработал проект станции подземной газификации угля, однако реализовать его на практике не удалось. Техническая задача оказалась много сложнее общих представлений о ее решении.

Первые опытные работы по подземной газификации свиты маломощных пластов каменного угля были проведены в Украине на Лисичанской станции «Подземгаз» (1933 г). Газификация бурых углей началась в том же 1933 г. в Московском бассейне на Крутовском буроугольном месторождении, а в г. Шахты – антрацитовых углей. Первоначально конструкторы и исследователи пытались перенести в подземные условия технологию освоенного на практике процесса газификации в наземных газогенераторах. Считалось необходимым дробить уголь под землей, так как в наземных газогенераторах процесс газификации осуществлялся в насыпном слое угля. Для этого в пласте создавали специальные камеры, в которые вручную укладывали предварительно отбитый и раздробленный уголь. Дутье подавалось в

один конец камеры, газ отводился с другого конца [3].

Однако из–за неоднородности слоя угля эти попытки оказались неудачными, они приводили к дожиганию горючих компонентов газа, образовавшихся в узких каналах между частицами угля и свободным кислородом дутья, не успевшим взаимодействовать с углем в широких каналах. В результате чего получался не горючий газ, а смесь продуктов горения с воздухом.

Успех был, достигнут только в 1935 г. при реализации изобретения молодых инженеров В.А. Матвеева, П.В. Скафы и Д.И. Филиппова, получившего название «метода потока». Сущность метода заключалась в организации процесса газификации в канале, образованном в пласте угля. При ПГУ «методом потока» не предусматривалось необходимости предварительного дробления угля в пласте, т.е. газифицировался целик угля. Свое название «метод потока» изобретение получило потому, что нагнетаемый в один конец горящего угольного канала воздух, проходя по нему, превращался в горючий газ, выходящий из другого конца канала, т.е. процесс осуществлялся в потоке угольного канала. Дальнейшие работы по совершенствованию технологии ПГУ проводились на основании этого метода [3, 4].

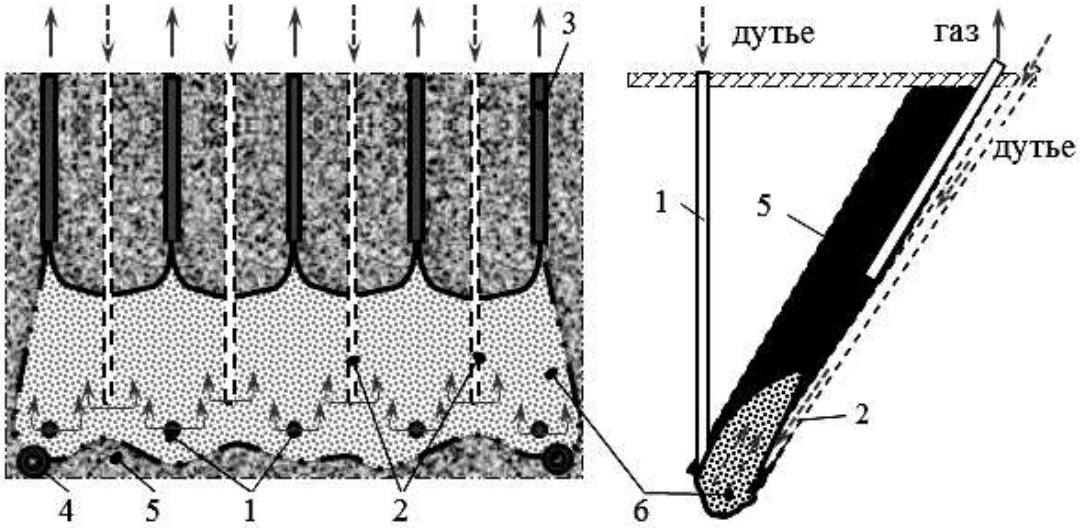
В результате разносторонних исследований, включавших вопросы химической технологии переработки топлива, горного и бурового дела, подземной гидро – и аэродинамики, геологии и гидрогеологии специалистами б. СССР была разработана технология подземной газификации углей на месте их залегания. Согласно этой технологии все стадии процесса ПГУ осуществляются с поверхности земли без применения подземного труда (скважинная технология) [5 – 7].

Сущность процесса скважинной подземной газификации угля заключается в том, что к угольному пласту, залегающему на определенной глубине под землей, по скважинам, пробуренным с поверхности, подводятся газообразные реагенты (воздух, кислород, пар в отдельности или в смесях). На определенной стадии подготовки угольного пласта в нем формируется реакционный канал, обеспечивающий контакт между поверхностью угольного забоя и дутьем (окислителем) с целью получения газообразных продуктов газификации, выводимых на поверхность для очистки и переработки, а также утилизации тепловой энергии.

Основными стадиями процесса ПГУ являются: бурение скважин с поверхности земли на угольный пласт, соединение этих скважин каналами, проходящими в угольном пласте, формирование огневого забоя и, наконец, нагнетание в одни скважины окислителя (воздушного, кислородного или комбинированного дутья) и получение из других скважин генераторного газа. Газообразование в канале происходит за

счет термического разложения угля и химического взаимодействия свободного и связанного кислорода с углеродом.

На рис. 1.1 приведена принципиальная схема газогенератора на наклонных пластах, для которой характерен подвод дутья в нижнюю часть газогенератора (горизонт первоначального канала газификации), через систему вертикальных дутьевых скважин и отвод образующегося газа по наклонным газоотводящим скважинам [6].



1 – вертикальные дутьевые скважины; 2 – наклонные полевые дутьевые скважины; 3 – наклонные газоотводящие скважины; 4 – вертикальные водоотливные скважины; 5 – угольный пласт; 6 – выгазованное пространство

Рисунок 1.1 – Принципиальная схема традиционного подземного газогенератора на наклонных угольных пластах (по В.Ж. Аренсу)

По мере выгазовывания угольного пласта огневой забой перемещается вверх по восстанию от горизонта первоначального канала газификации. Удаление воды из подземного газогенератора осуществляется через водоотливные скважины. Характерным для рассмотренной схемы газификации является постепенное удаление огневого забоя (зон газификации) от горизонта подвода дутья. При этом зоны газификации располагаются не только по простиранию угольного пласта, но и по его восстанию в наклонных газоотводящих буровых каналах. Одним из условий равномерного выгазовывания угольного пласта по его простиранию является размеренное нагнетание дутья во все дутьевые скважины и отвод газа через все газоотводящие. Важно, чтобы по простиранию угольного пласта не было перетоков дутья и газа, приводящих к «дожиганию» последнего.

Управляют процессом газификации в традиционной технологии

путем изменения состава и количества подаваемого дутья и отводимого газа, а также путем включения и отключения отдельных скважин и изменения длины каналов газификации и расстояния между ними. Добиться стабильных характеристик отводимого генераторного газа удается не всегда. Объем, состав и теплота сгорания получаемого газа зависят от состава подаваемого в скважины дутья (воздушное, паровоздушное, парокислородное), класса угля и его состава, от геологических и гидрогеологических условий залегания угольного пласта, его мощности и строения, а также притока подземных вод в зоны газификации.

Теплота сгорания газа ПГУ на воздушном дутье находится в пределах 3 – 5 МДж / м^3. В случае применении дутья, обогащенного кислородом (концентрация кислорода около 65 %), теплота сгорания газа достигает 6 –7 МДж / м^3, а на чистом техническом кислороде (98 %) – до 10–12 МДж / м^3. Для сравнения следует отметить, что теплота сгорания природного газа (метана) достигает 30 МДж / м^3, однако достигнутые показатели теплотворной способности генераторного газа с учетом его себестоимости, делают целесообразным развитие технологии ПГУ для целого ряда условий, особенно при комплексном использовании продуктов газификации (производство электроэнергии, жидкие топлива, химическое сырье, тепловая энергия).

Обобщает технологическое развитие способов подземной газификации в XX веке, схема, представленная на рис. 1.2 [7].

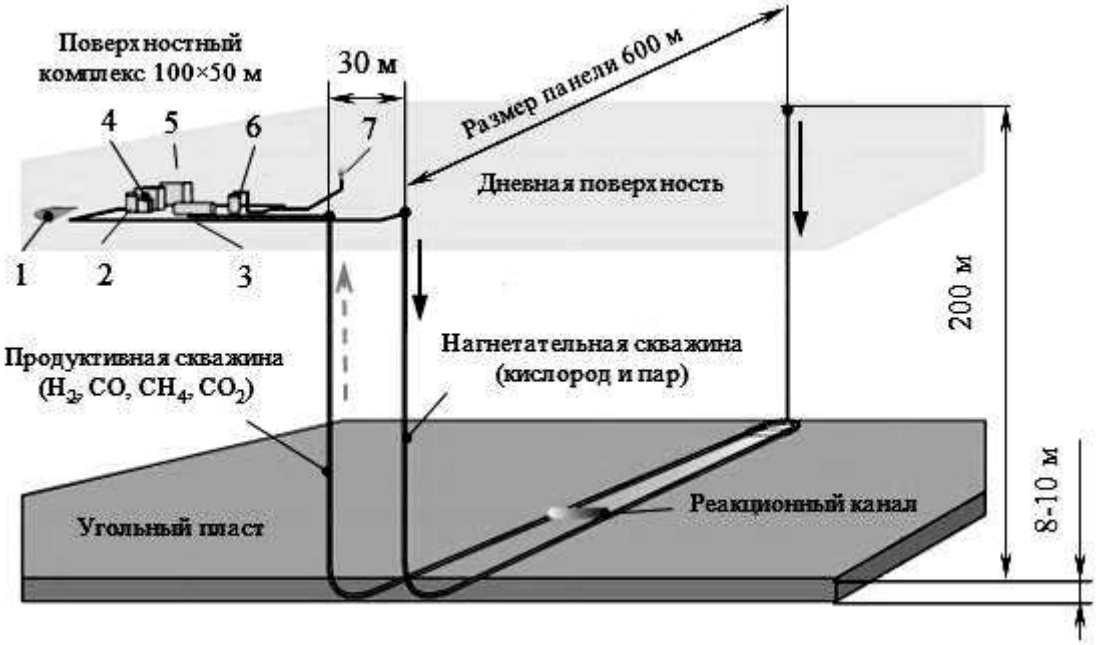
В период 1930 – 1960 гг. перспектива превращения энергии угля на месте его залегания в энергию горючего газа стала реальностью. Подземная газификация углей обрела опытно–промышленное воплощение для разных марок углей и различных горно– и гидрогеологических условий залегания угольных пластов. В эти годы наибольшее развитие технология ПГУ получила на пяти станциях «Подземгаз»: Лисичанской (наклонные каменноугольные пласты Донецкого бассейна), Южно – Абинской (крутопадающие каменноугольные пласты Кузнецкого бассейна), Ангренской (пологие буроугольные пласты Узбекистана), Подмосковной и Шатской (горизонтальные буроугольные пласты Московского бассейна).

До Второй мировой войны практические исследования подземной газификации углей проводились лишь в б. СССР. В 1970-е годы пришедший из Сибири в европейскую часть страны дешевый газ привел к утрате промышленного интереса к ПГУ, хотя объекты станций «Подземгаз» некоторое время сохранялись как опытно–научные подразделения. В это же время Западный мир столкнулся с резким удорожанием энергоносителей («мировой энергетический кризис 70-х»),

Рисунок 1.2 – Схема, отражающая развитие ПГУ в XX в. (по Е.В. Крейнину)

что дало толчок к поиску альтернативных источников энергии, в т.ч. – к широким исследованиям технологии ПГУ и покупке ряда лицензий и патентов в б. СССР. Практические работы этого периода носили в основном опытный и опытно–промышленный характер.

Современный уровень научно–технического прогресса дал новый толчок в развитии технологии ПГУ, открывая возможность перехода исследовательских и опытных работ на уровень промышленного внедрения. Это стало возможным благодаря решению целого ряда технических проблем: направленное бурение скважин по горным породам и угольному пласту (рис. 1.3); комбинации подачи окислителя (паровоздушное, парокислородное дутье); управляемое перемещение точки дутья вдоль рабочего участка скважины; реверсивные технологии, новые типы подземных газогенераторов; закладка выгазованного пространства; развитие технологии для малых (до 500 м) и больших (свыше 1000 м) глубинах.



1 – водохранилище; 2 – бойлер и парогенератор; 3 – линия подачи окислителя (кислорода или пара); 4 – узел производства кислорода; 5 – диспетчерская; 6 – газовый коллектор; 7 – свеча

Рисунок 1.3 – Схема газогенератора с двумя параллельными скважинами (проект компании Carbon Energy, Австралия)

Важным достижением технологий последних лет является увеличение теплотворной способности получаемого генераторного газа до 10 – 12 МДж / м^3, что существенно повысило конкурентоспособность

технологии ПГУ. Одновременно развивались технологии комплексного использования продуктов газификации: ко–генерационные энергетические системы; развитие технологий эффективной генерации электроэнергии с использованием генераторного газа (в т.ч. включение его в комбинированный цикл электростанций); специализированные предприятия ПГВ–ГВЖ (технология «газ в жидкость») для получения синтетической нефти, моторных топлив, масел и другого химического сырья (рис. 1.4, 1.5).

Рисунок 1.4 – Современная установка по переработке генераторного газа в моторные топлива (проект компании Linc Energy, Австралия)

К числу нерешенных проблем технологии ПГУ следует отнести трудности управления характеристиками получаемого генераторного газа, что связано с обратимостью и сложностью протекания химических реакций в подземном газогенераторе, высокие потери тепловой энергии в недрах, экологические угрозы в случае технологических аварий или недостаточной изученности вмещающего горного массива, экономические риски при освоении новых месторождений.

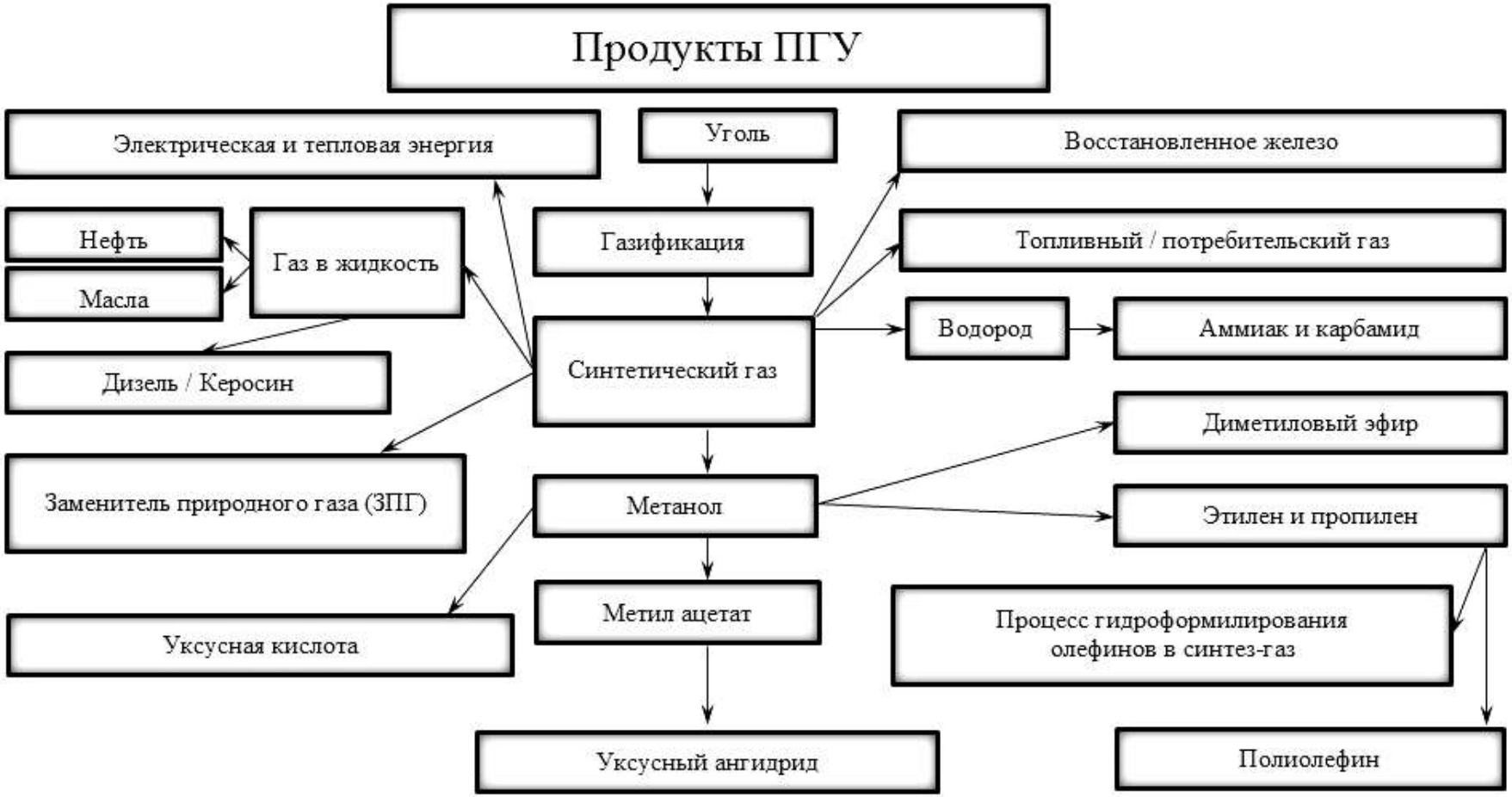


Рисунок 1.5 – Продукты подземной газификации угля

1.2 Современные проекты ПГУ

О значительном интересе к технологии ПГУ и росте ее инвестиционной привлекательности свидетельствуют многочисленные (более 50) проекты, разработанные в последнее десятилетие рядом ведущих проектных компаний (табл. 1.1). Менее половины из них находится в настоящее время в стадии опытного внедрения или промышленной эксплуатации. Это свидетельствует о том, что заинтересованные проектные организации выступают своеобразным «локомотивом» и промоутером развития технологии ПГУ, а инвесторы, заказывая проекты, тщательно взвешивают возможные риски вложения инвестиций и далеко не в каждом случае приступают к стадии практической реализации проектов. В нашем обзоре рассмотрены примеры успешного промышленного внедрения технологии ПГУ в Австралии, Китае и ЮАР, доказывающие инвестиционную привлекательность современных скважинных технологий ПГУ для определенных горногеологических условий и географических факторов [8 – 10].

Наиболее показательные примеры внедрения промышленных и опытно–промышленных проектов ПГУ были осуществлены в **Австралии**, где продуктивные каменноугольные пласты залегают на глубине от 120 до 400 м и, согласно критериям пригодности к подземной газификации, в значительной степени могут быть газифицированы. На данный момент различными компаниями разрабатывается несколько проектов ПГУ в штатах Квинсленд, Виктория и Западная Австралия.

Лидирующие позиции занимает здесь австралийская компания Linc Energy, которая осуществила ряд опытно–промышленных испытаний технологии СПГУ на угольном пласте, залегающем на глубине 140 м в бассейне реки Сурат. Здесь использовалась технология, предполагающая раскрытие угольного пласта вертикальными скважинами и образование фильтрационного (реакционного) канала между эксплуатационными скважинами гидроразрывом. Успешное внедрение технологии ПГУ позволило внести компанию Linc Energy в список австралийской фондовой биржи, за счет чего в компанию были введены значительные капиталовложения, что позволило выполнять дальнейшие разработки.

Одним из крупнейших промышленных проектов ПГУ компании Linc Energy стал коммерческий проект предприятия «Chinchilla», который разрабатывается с 2003 г., причем инвестиции составили более $ 50 млн. [11 – 13]. Газ подземной газификации в данном проекте используется в комбинированном парогазовом цикле суммарной

Таблица 1.1 – Проекты подземной газификации стран мира

№ поз.	Проект	Страна	Тип проекта	Стадия	Дата
I	III	III	IV	V	VI
1	CEL Bloodwood Creek	Австралия	ПГУ (Подземная газификация угля)	В процессе строительства	2010/07/27
2	Centauri–1 UCG	Австралия		Детальное планирование	2010/04/15
3	Chinchilla UCG	Австралия		Действующий	2010/04/27
4	CleanGlobalEnergy UCG	Австралия		Объявленный	2010/08/10
5	CougarEnergy / Eneabba Gas UCG	Австралия		Детальное планирование	2010/04/15
6	Denison Trough UCG	Австралия		Детальное планирование	2010/07/06
7	Galilee Basin CTL	Австралия		Детальное планирование	2010/02/04
8	Gippsland UCG	Австралия		Детальное планирование	2010/04/22
9	Kingaroy UCG Project	Австралия		В процессе строительства	2010/07/27
10	OakParkPilotPlant	Австралия		В процессе строительства	2010/07/23
11	Orroroo UCG	Австралия		Объявленный	2010/02/04
12	SunStateCoalseam UCG / GTL	Австралия		Объявленный	2010/04/08
13	ValleyCoalseam UCG / GTL	Австралия		Детальное планирование	2010/05/25
14	OvergasBulgaria UCG	Болгария		Объявленный	2010/08/10
15	GoldLake UCG	Канада		Объявленный	2010/08/10
16	LaurusEnergyProject–Alberta (LEP)	Канада		Детальное планирование	2010/03/26
17	StealthVentures UCG	Канада		Детальное планирование	2010/04/27
18	SwanHills ISCG / Sagitawah Power Project	Канада		Детальное планирование	2010/06/07
19	Swan Hills Synfuels ISCG	Канада		Действующий	2010/08/10
20	Chile UCG (CarbonEnergy)	Чили		Детальное планирование	2010/08/17
21	Clean Global Energy UCG Mongolia	Китай		Объявленный	2010/06/28
22	Cougar Energy / DirectInvest	Китай		Объявленный	2010/08/10
23	Mongolia UCG	Китай		Действующий	2010/05/07
24	Mecsek Hills Gas Project	Венгрия		Детальное планирование	2010/04/20
25	Barmer Rajasthan UCG	Индия		Детальное планирование	2010/03/17
26	GAIL / Rajasthan UCG	Индия		Детальное планирование	2010/05/25

Продолжение таблицы 1.1

I	II	III	IV	V	VI
27	Gujarat UCG Project Well	Индия	ПГУ (Подземная газификация угля)	Объявленный	2010/08/10
28	Linc /Shi–Vani's UCG Project	Индия		Детальное	2010/04/15
29	Ramgarh UCG	Индия		Детальное	2010/08/10
30	Cougar Energy / Direct Investmongolia	Монголия		Объявленный	2010/03/29
31	Waikato UCG (L&M Energy)	Нов. Зеландия		Объявленный	2010/06/10
32	Waikato UCG (Solid Energy)	Нов. Зеландия		Детальное	2010/06/10
33	Thar Province UCG	Пакистан		Детальное	2010/06/08
34	HUGE Barbara UCG	Польша		Детальное	2010/08/10
35	Paruszowiec UCG	Польша		Детальное	2010/04/19
36	Rybnik SDS–UCG PilotPlant	Польша		Детальное	2010/04/08
37	Majuba Power Station	ЮАР		Действующий	2010/04/26
38	Clean Coal Ltd Canonbieumfrieshire	Англия		Объявленный	2010/04/20
39	Clean Coal Ltd Cromer–Norfolk	Англия		Объявленный	2010/04/20
40	Clean Coal Ltd Humberside	Англия		Объявленный	2010/05/25
41	Clean Coal Ltd Spodland	Англия		Объявленный	2010/04/20
42	Clean Coal Ltd Swansea Bay	Англия		Объявленный	2010/04/20
43	East Midlands UCG	Англия		Объявленный	2010/08/18
44	Firthof Forth	Англия		Детальное	2010/08/10
45	Cook Inlet UCG	США, Аляска		Детальное	2010/04/19
46	Stateof Indiana UCG Project	США, Индиана		Объявленный	2010/04/07
47	Gastech UCG Project Demo Plant	США, Вайоминг		Объявленный	2010/08/10
48	Laurus Wyoming UCG	США, Вайоминг		Объявленный	2010/08/10
49	Linc's Powder River Basin UCG	США, Вайоминг		Объявленный	2010/06/02
50	Powder River Basin Linc Energy	США, Вайоминг		Объявленный	2010/08/10
51	Rawlins Wyoming UCG	США, Вайоминг		Закрыт /	2010/08/03
52	Yerostigaz UCG	Узбекистан		Действующий	2010/04/19
53	Red River Delta UCG Project	Вьетнам		Детальное	2010/05/24

мощностью 67 МВт. Производительность подземного газогенератора по газу до 100 тыс. $м^3$ / ч, с низшей теплотой сгорания газа – 5,5 МДж / $м^3$ (1300 ккал / $м^3$). Процесс осуществляется на паровоздушном дутье при давлении 1,05 МПа. Из полученного генераторного газа вырабатывалось до 20 тыс. баррелей в сутки дизельного и авиационного топлива, а также другое химические сырье. Проект ПГУ выполняется при участии специалистов США, Канады и Узбекистана. Производственный поверхностный комплекс предприятия представлен на рис. 1.6. Linc Energy в 2009 г. впервые в мире реализовала единый цикл получения синтез–газа в промышленных масштабах с дальнейшим преобразованием его в жидкие углеводороды по технологии ГВЖ, «газ в жидкость» (GTL, Gas–to–Liquids) – синтетическую нефть и, на её основе, синтетическое моторное топливо.

Рисунок 1.6 – Вид производственного поверхностного комплекса ПГУ «Chinchilla» (2009 г.)

Успехи компании Linc Energy способствовали приобретению ею контрольного пакета акций Ангренской станции ПГУ (ныне Yerostigaz, Узбекистан), после дополнительных инвестиций станция вышла на производственную мощность 1 млн. $м^3$ генераторного газа в день [14]. Отдельный проект компании – газификация угольного месторождения Powder (Вайоминг, США), для чего было приобретено 40 тыс. га участка шахтного поля у американской компании Gastech. Так же компания на паритетных условиях сотрудничает с Вьетнамской компанией Vinacomin и Японской компанией Marubeni для оценки перспектив газификации угольных месторождений в этих странах.

В 2012 г. Linc Energy заключила договор с крупнейшей частной энергетической компанией Украины – ДТЭК. Договор направлен на разработку технико–экономического обоснования проекта подземной газификации угля и вовлечения забалансовых угольных ресурсов в процесс оптимизации энергетических активов компании ДТЭК. Начало, а точнее, новый этап добычи генераторного газа в Украине запланирован на 2014 г. Перспективные способы внедрения технологий ПГУ в Украине раскрыты в ряде публикаций украинских ученых [15–21], что делает целесообразным научное сотрудничество австралийских и украинских специалистов при разработке нового проекта ПГУ.

Еще одна австралийская компания Cougar Energy, основанная в 2006 г., работает над проектами в штатах Квинсленд и Виктория, а так же руководит работами по подземной газификации угля в Пакистане, Индии и Европе. Обладая угольным месторождением в штате Квинсленд площадью 4,5 км^2, где залегают угольные пласты мощностью более 10 м каждый, на глубине 150 м, компания ведет строительство крупной станции ПГУ (проект «Kingaroy UCG Project») рис. 1.7. Скважинная подземная газификация угля на этом месторождении должна обеспечить производство 400 МВт электроэнергии на протяжении 30 лет [22]. Данная программа оценивается в $ 500 млн., и должна дать первую электроэнергию в начале 2013 г. Перспективным для Cougar Energy является совместный проект с предприятием Victoria Coal Resources Ltd, в котором планируется газифицировать залежи буроугольного месторождения в штате Виктория, залегающие на глубине от 100 до 700 м с мощность 10 – 70 м.

Рисунок 1.7 – Строительство станции ПГУ «Kingaroy UCG Project» (Австралия, 2010 г.)

Одной из наиболее авторитетных австралийских компаний, работающей в области ПГУ, является Carbon Energy, которая обладает частью угольного бассейна Сурат в штате Квинсленд [23]. Его запасы оцениваются более 250 млрд. т высокозольного суббитумного угля, залегающего в пластах мощностью от 10 до 20 м. На сегодняшний день компания имеет собственную технологию ПГУ «keyseam» и ведет ряд проектов в этом направлении в нескольких странах, в том числе Австралия («Bloodwood Creek»), США («Wyoming Project» и «Montana – North Dakota Border Project»), Чили («Mulpun Project»). Комплекс станции СПГУ «Bloodwood Creek» представлен на рис. 1.8.

Рисунок 1.8 – Австралийская станция ПГУ «Bloodwood Creek»

Carbon Energy принимала участие в первом испытании СПГУ в Роки Хилл. Эта компания в своих проектах использует технологию направленного бурения, в которой две скважины соединяются в скважине розжига (см. рис. 1.3). Демонстрационные исследования этого способа СПГУ, проводившиеся на протяжении 3–х месяцев, показали следующие результаты: теплота сгорания генераторного газа составила 6 МДж / м^3 при воздушном дутье и 13 МДж / м^3 – на кислородном; состав получаемого газа был стабильный, с небольшими отклонениями в количественных показателях; варьирование смесью дутья приводило к качественным изменениям показателей генераторного газа, в результате чего был утвержден план для максимизации производства химикатов и жидких топлив.

Компания Carbon Energy обеспечила строительство электростанции мощностью 5 МВт, которая использует генераторный газ для производства электроэнергии, причем в дальнейшем мощность станции увеличилась до 20 МВт. В долговременные планы компании входит:

увеличение производства электроэнергии от 150 МВт в 2015 г. до 300 МВт в 2020 г; строительство завода аммиака, который будет использовать исключительно газ подземной газификации; производство различных видов химикатов и транспортного топлива. Крупный химический завод смог бы производить в сутки 1000 т аммиака и более 1 тыс. т метанола, а также до 10 тыс. баррелей жидких моторных топлив. Таким образом, успехи австралийских компаний и масштабные инвестиции в подземную термохимическую переработку углей на месте их залегания свидетельствуют о финансовой привлекательности и перспективности отдельных проектов СПГУ.

За последние полтора десятилетия в области промышленного внедрения технологии ПГУ значительно активизировался **Китай** [8, 24–27]. Уже в 2003 г. в опытной эксплуатации находилось 6 подземных газогенераторов, что вывело Китай в лидеры по количеству промышленных станций ПГУ. Ежегодно в Китае вводится (или проектируется) 1 – 2 новые станции. Хотя в настоящее время газификация ведется преимущественно на малых глубинах, разрабатываются проекты ПГУ и для больших глубин, поскольку на территории Китая запасы угля на глубине более 1000 м превышают триллион тонн.

В Китае газифицируют пласты каменного угля мощностью 1 – 6 м с углом залегания пластов от 5 до 40°. При строительстве станций применяются следующие способы подготовки подземного газогенератора: скважинная, шахтная и комбинированная (шахтная подготовка совместно с бурением технологических скважин с поверхности). Средняя производительность подземного газогенератора составляет 4,6 – 7,9 тыс. $м^3$.

Ведущая Китайская компания ENN [25] наряду с проектами в Китае реализует проект управляемой СПГУ на территории Монголии. По данному проекту были пробурены дутьевые и газоотводящие скважины непосредственно в угольный пласт. Всего было семь дутьевых и газоотводных скважин, которые дали первый газ в октябре 2007 г. Производство газа составило 150 тыс. $м^3$ / сутки, причем содержание CO и H_2 превышало 60%. Два новых газогенератора были запущены в 2009 г. Мощность каждого составляет 500 тыс. $м^3$ / сутки генераторного газа, продолжительность работы рассчитана на двухлетний период. Часть газа передают на две станции (мощность 10 МВт), а остальное перерабатывают на метанол в объеме 20 тыс. т / год.

В качестве иллюстрации актуальности подземной газификации угля в Китае, можно выделить обширный ряд энергетических компаний, которые разрабатывают промышленные и экспериментальные проекты

в области ПГУ. К таким компаниям можно отнести в провинции Шаньдун: Xinwen Coal Industry Group; Feicheng Coal Industry Group; Lineng Group; в провинции Шаньси: Xiyang Chemistry Company; Dongshan Coal Mine; Pingchang Coal Mine; Dayan Coal Group; Pingzhuang Coal Group (Внутренняя Монголия); провинция Гуйчжоу: Liuzhi Industry and Mine. Результаты, полученные на станциях подземной газификации угля в Китае, представлены в таблице 1.2 (по данным [8, 24–27]).

Таблица 1.2 – Характеристика проектов ПГУ в КНР

Проект	Год	Марка угля	Способ	Мощ-ность пласта, м	Угол залега-ния град.	Глубина разработки, м	Окисли-тель	$Q_н$ МДж/м^3
Liuzhang	1997	газовые	Шахтная подготовка	2,5–3,5	–	100	пар	12.2/12.8
Xinhe	1997	жирные		–	–	80		11.8/14,6
Liuzhangt	2001			2	25	–		11.5
Suncun	2001	битумные		2	–	80	воздух	10.8
Xinhet	2001	жирные		3,5	68–75	–	пар	12.2
Xiyang	2002	антрацит		4	–	200	воздух	4.0–6,2
Xiyangt	–	антрацит		6	22–27	190	пар	11.9
Suncan	2002	битумные		2	–	80	воздух	8.5
Kiezhuang	2002	битумные		2,6	–	–	пар	12.2
Feichengt	–	жирные		1,3–1,8	5–13	80–100	воздух	5.1
Xinwent	–	жирные		1,8	25	60–75	пар	11.4

Как видно из табл. 1.2 теплота сгорания полученного генераторного газа в 80 % случаев превышает 10 МДж / м^3, что свидетельствует о резком увеличении эффективности и конкурентоспособности синтетического газа применяемых технологий ПГУ в сравнении со станциями XX в.

Промышленные работы, связанные с ПГУ, проводят также в Южной Африке. Можно выделить два активных участника этого процесса. Это компания Eskom и ее проект «Majuba» (работы начинались в 2006 г.) и второй участник – компания Sasol. Проведенные в ЮАР исследования свидетельствуют о значительных запасах углей, пригодных к подземной газификации, что позволит ввести в подземную термохимическую переработку до 45 млрд. т. Основные работы по ПГУ проводятся на северо–востоке ЮАР в провинции Мпумаланга, где находится энергетическая станция Majuba Power Station (рис. 1.9) с установленной мощностью 4110 МВт. Станция построена в непосредственной близости от угольного месторождения, которое разрабатывается различными способами, в том числе с применением технологии ПГУ [27, 28]. Это первая в мире станция вне пределов б. СССР, где из газа ПГУ вырабатывают электроэнергию в размере

650 МВт (4 – й энергоблок этой электростанции переделан под совместное использование генераторного газа и угля).

Пилотный ПГУ–проект компании Eskom, обеспечил в 2010 г. на воздушном дутье получение синтетического газа мощностью 21 МВт, конечная цель проекта – выйти в 2015 г. на показатели порядка 350 МВт.

Рисунок 1.9 – Южноафриканская электростанция Majuba Power Station, использующая в качестве энергоносителя газ ПГУ

Один из лидеров энергетики ЮАР компания Sasol так же реализует на практике подземную газификацию угля для производства генераторного газа. Опытно–промышленные испытания СПГУ были проведены на угольном поле шахты «Secunda». Запасы выбранного участка составляют примерно 2 млрд. т угля, залегающего в пластах на глубине 160 м со средней мощностью 3 м. Относительно малое расстояние станции СПГУ от шахты обеспечило ее электроэнергией и транспортными связями, а полученный генераторный газ перерабатывался на базе шахтного комплекса «Secunda» для изготовления жидких топлив. В процессе СПГУ использовалась технология, включающая проведение вертикальных скважин и их соединение гидроразрывом.

Отдельные опытные испытания термохимической переработки угольных пластов были успешно проведены также в США (проекты «Hoe Creek», «Hanna», «Carbon County», «Centralia»), Канаде (проекты компании Ergo Exergy) и странах ЕС, однако промышленная разработка получила реализацию преимущественно в Австралии и Китае. Успехи топливно–энергетических компаний этих стран доказали, что

технология ПГУ является одной из перспективных отраслей на рынке углеводородов. Характеризуя горно–геологические условия успешных проектов ПГУ, отметим глубину разработки – до 500 м, мощность пластов – 3 – 5 м, качество углей: суббитуминозные, с влажностью до 30 % и зольностью до 40 %. Важной характеристикой являются ограничения на содержание в угле серы, хлора, ртути.

Следует отметить, что технология ПГУ отнесена к чистым угольным технологиям (вредные выбросы в атмосферу при подземном сжигании угля оказываются почти в 2 раза меньше, чем при его сжигании на поверхности), однако возможные риски аварийных прорывов газа и проседаний земной поверхности делают предпочтительным развитие технологии ПГУ в малонаселенных, удаленных от городов и интенсивных транспортных коммуникаций районах. Кроме того, сохраняется проблема выбросов в атмосферу CO_2 и загрязнения подземных вод продуктами газификации (бензол, фенолы). Следует отметить, что экологические риски, актуальные для технологии ПГУ 1930–1980 гг., в настоящее время в значительной степени минимизированы, причем управление подачей газа (изменение давления газификации до значений гидрогеологического давления) позволяет избежать загрязнения подземных вод.

1.3 Основные приемы интенсификации процесса ПГУ

1.3.1 Повышение температуры

Проанализируем основные способы повышения эффективности процессов ПГУ, которые характерны для современного уровня развития технологии. Известно, что повышение температуры наружной поверхности углеродного массива увеличивает скорость гетерогенных процессов, особенно протекающих в кинетической области. При этом характер влияния температуры на скорость реакций определяется величиной теплового эффекта этих реакций. Наиболее сильное воздействие температура оказывает на эндотермические реакции (2.6) и (2.7) (см. подраздел 2.2), при протекании которых (согласно принципу Ле Шателье) увеличивается скорость и соответственно сокращается время, необходимое для достижения равновесия. Однако достичь этого трудно, поскольку компенсация эндотермических эффектов процессов взаимодействия углерода с водяным паром и диоксидом углерода и реакции термической диссоциации диоксида углерода осуществляется только за счет физического тепла газового потока, который поступает из окислительной зоны (зоны горения) в восстановительную.

Экспериментальные стендовые исследования показали, что в этих

условиях реакции (2.6), (2.8) и (2.10) (см. подраздел 2.2) не успевают протекать до конца, поскольку температура угольного массива в востановительной зоне невысокая (600...800 °С), а это в свою очередь приводит к низкой степени превращения CO_2 и H_2O (степень превращения – это отношение разности значений потоков вещества на входе и выходе из газогенератора к величине потока на входе). Кроме того, находящийся в огневом забое монооксид углерода СО оказывает сильное тормозящее влияние на скорость взаимодействия CO_2 и H_2O с углеродом. По расчетным данным содержание монооксида углерода в продуктах газификации с повышением температуры постоянно увеличивается с 6...7 % (при 600 °С) до 50 % (при 1000 °С), а содержание диоксида углерода соответственно падает с 35...38 % (при 600 °С) до 10 % (при 1000 °С) (рис. 1.10).

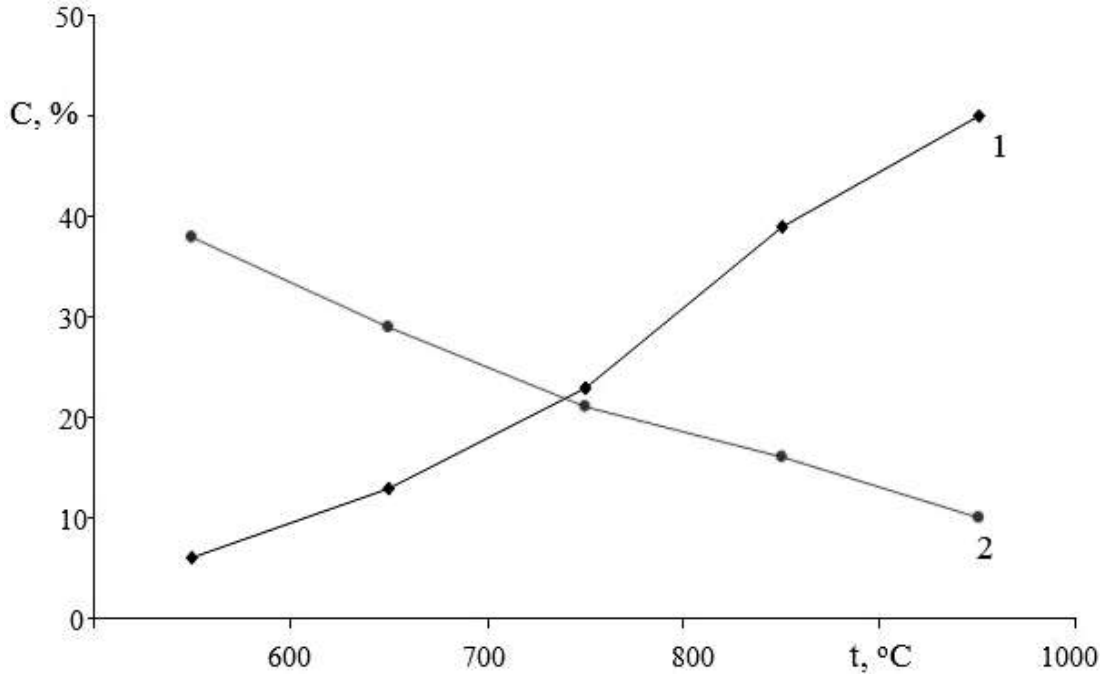


Рисунок 1.10 – Температурная зависимость содержания СО (1) и CO_2 (2) в продуктах газификации

Как видно из графиков, область температур в районе 730 – 750 °С определяет равновесное состояние СО и CO_2 при относительно невысоком уровне содержания СО (20 – 25%). От температуры сильно зависит скорость реакции восстановления диоксида углерода $CO_2 + C = 2CO$ на поверхности угля. Логарифмическая зависимость скорости этой реакции (ω) от температуры представлена на рис. 1.11. Область температур в восстановительной зоне 900 – 950 °С следует считать продуктивной зоной газификации, с учетом последующей возможности восстановления 10 – 15 % сохранившегося диоксида углерода в СО.

Процесс восстановления диоксида углерода зависит не только от температуры, но и от времени контакта CO_2 с поверхностью угля. Так, в интервале температур от 850 °С до 900 °С равновесие реакции $CO_2 + C = 2CO$ устанавливается в течение 60 минут контакта CO_2 с раскаленным углем, при температуре 1000 °С – через 2 – 3 минуты, а при температуре выше 1000 °С – через несколько секунд. При температуре 1100 °С через 10 – 20 секунд контакта диоксида углерода с раскаленной поверхностью угля содержание CO в газовой смеси достигает 90 – 95 %.

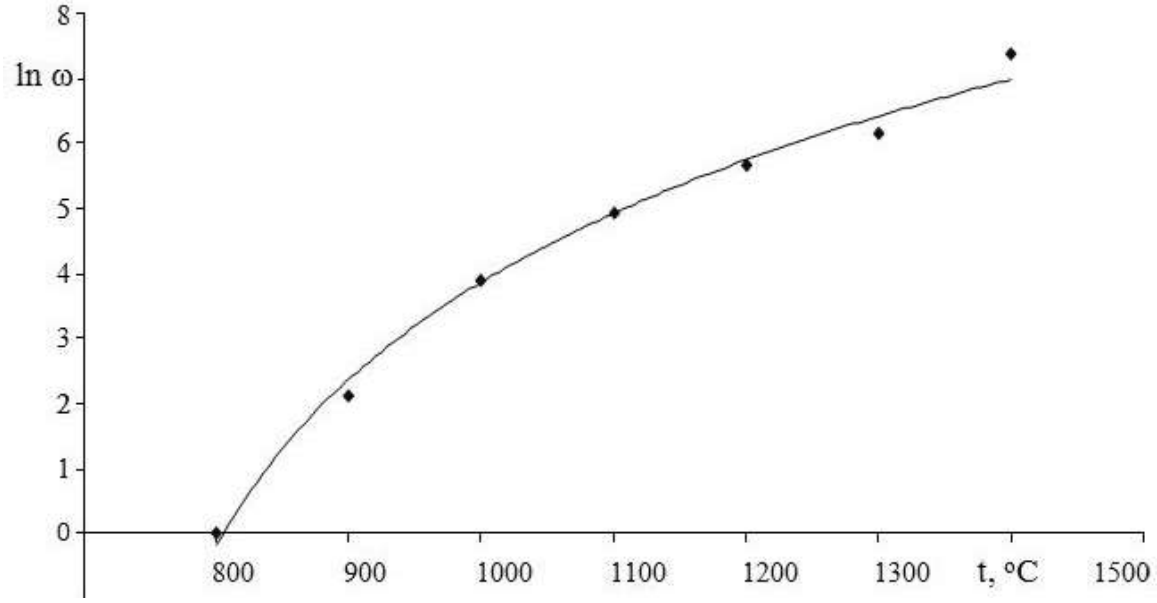


Рисунок 1.11 – Логарифмическая зависимость скорости реакции восстановления диоксида углерода на поверхности угля от температуры

Из вышеизложенного следует, что для интенсификации процесса ПГУ необходимо поддерживать высокую температуру в восстановительной зоне, чему способствует периодическое (раз в несколько суток) изменение направления дутья и газа – реверсирование. Следует обратить внимание, что речь идет о температуре в зоне контакта на поверхности и на некоторой глубине внутри пласта (если окислитель проникает в поровое пространство). Высокотемпературная зона в нескольких метрах от огневого забоя не оказывает определяющего влияния на рассмотренные реакции, поэтому применение способов утилизации тепловой энергии, уходящей на бесполезный разогрев вмещающих пород, не скажется на протекании реакций синтеза генераторного газа.

1.3.2 Реверсирование

Реверсирование – это периодическое изменение направления дутья и газа. Такая комбинация потоков позволяет превращать окислительную зону в восстановительную и наоборот. Это происходит следующим образом. Когда за счет тепловых эффектов эндотермических реакций (2.6), (2.8) и (2.10) (см. подраздел 2.2) температура в восстановительной зоне снижается до 600...800 °С, дутьегазовый поток реверсируется. В результате бывшая восстановительная зона разогревается (превращается в окислительную), а разогретая окислительная зона становится восстановительной. Температуру Т расчетного участка восстановительной зоны можно рассчитать по формуле:

$$T = \frac{\gamma\lambda_o T_o - kCq}{\gamma\lambda},$$

где γ – плотность угля;

λ_o – теплоемкость угля;

T_o – начальная температура реагирующего газа;

k – константа скорости процесса газификации в кинетической области;

C – концентрация газообразного реагента в расчетном объеме газифицируемого слоя угля;

q – тепловой эффект реакции;

λ – удельная теплоемкость угля.

Реверсирование газодутьевых потоков позволяет увеличить скорость газового потока в канале газификации и за счет этого создать благоприятные условия для отвода монооксида углерода СО от реакционной поверхности. При этом равновесие реакций (2.6), (2.8) и (2.10) сдвигается в сторону прямых реакций и скорости их соответственно возрастают.

Однако при больших скоростях газового потока и сильной нетермичности (дутье поступает с низкой температурой) эффективность подземной газификации снижается из–за быстрого охлаждения реакционной поверхности. Этот недостаток легко устранить предварительным подогревом дутья на поверхности путем утилизации физического тепла газов, исходящих из подземного газогенератора. При достаточно высокой суммарной скорости потоков концентрация СО на стенке реакционного канала снизится настолько, что тормозящим действием монооксида углерода в этих условиях можно пренебречь.

Термодинамический анализ реакций, протекающих в восстановительной зоне, показывает, что при высокой температуре

(1100...1300 °С) реверсирование газодутьевых потоков приводит к практически полному превращению диоксида углерода CO_2 и паров воды H_2O в монооксид углорода CO и водород H_2. (В обычных газогенераторах степень превращения CO_2 и H_2O не превышает 20...30 %). Восстановление CO_2 и H_2O в условиях, близких к равновесным, позволит значительно интенсифицировать процесс газификации и увеличить производительность газогенератора в 3 – 4 раза, а теплоту сгорания газа повысить в 5 – 8 раз [5].

Таим образом, дополнительный подвод тепла в восстановительную зону подземного газогенератора позволит добиться интенсификации реакций (2.6), (2.8) и (2.10) (см. подраздел 2.2) с их высокой степенью превращения при организации процесса с комбинированием зон газификации.

1.3.3 Повышение давления в подземном газогенераторе

Обычно подземную газификацию проводят при давлении 0,2...0,3 МПа. Однако интенсивность гетерогенных процессов в подземном газогенераторе можно увеличить при использовании более высокого давления.

Избыточное давление в герметичном подземном газогенераторе и наличие пластовой воды в угле создают благоприятные условия для получения метана за счет реакций (2.9) и (2.15). Высокий выход метана повышает потребительские свойства газа, полученного при ПГУ. При этом давление в подземном газогенераторе может поддерживаться на достаточно высоком уровне при условии, что не будет превышено гидростатическое давление во избежание гидропневмовзрыва пород и выхода газов на поверхность.

Повышение давления в подземном газогенераторе смещает равновесие реакций (2.9) и (2.15) (см. подраздел 2.2) в сторону образования метана, поскольку обе эти реакции протекают с уменьшением объема:

$$C + 2H_2 \leftrightarrow CH_4 \pm 75{,}3 \text{ кДж/моль},$$

$$CO + 3H_2 = CH_4 + H_2O + 205 \text{ кДж/моль}.$$

На глубине 600 м газификацию можно осуществлять при давлении 2...3 МПа, не опасаясь гидравлического разрыва вышележаей толщи пород и дегерметизации подземного газогенератра. Применяя парокислородное дутье, при таком давлении можно получить сырой газ с теплотой сгорания 8800...10000 кДж / м^3, а очищенный после сушки и отмывки от CO_2 – 12500...147000 кДж / м^3.

Увеличение давления в 10 раз (с 0,3 до 3 МПа) позволяет на 60 % уменьшить диаметр скважин, сохраняя при этом расход нагнетательного дутья. Поддержание давления, превосходящего давление подземных вод, позволяет проводить процесс ПГУ в искусственно созданной полости и практически полностью предотвращает утечку газов из газогенератора.

1.3.4 Применение пульсирующего дутья

Взаимодействие углерода пласта с CO_2, H_2O, O_2 и H_2 протекает как на внешней контурной поверхности, так и на внутренней поверхности макро– и микропор. Глубина проникновения газообразных веществ в поры угольного массива зависит не только от скорости химической реакции, но и от соотношения скоростей доставки газообразных веществ к реагирующей поверхности.

Из опыта работы газогенераторных предприятий известно, что зольность угля отрицательно влияет на протекание процесса ПГУ, поскольку оплавленная корка золы, которая образуется на внешней поверхности контура огневого забоя, препятствует контакту газообразных веществ с углеродом угольного пласта.

Для устранения влияния зольной корки и регулирования качества получаемого газа применяют пульсирующее дутье с элементами турбулизации газодутьевых потоков.

Применение пульсирующего турбулентного дутья приводит к пульсирующей толчкообразной скорости доставки газов к поверхности пласта, что обеспечивает смывание (сбивание) нежелательной корки с поверхности угольного массива. Таким образом, реакционная поверхность становится открытой для доступа газообразных веществ и интенсивность процесса газификации повысится. Кроме того, такой вид дутья обеспечивает разрыхление поверхности угольного массива, что приводит к интенсификации газовыделения.

1.3.5 Управление притоком воды в подземный газогенератор

Успешное применение ПГУ гарантировано при наличии непроницаемых боковых пород угольного пласта, которые предотвращают утечку газодутьевых потоков, снижают потери давления и тепловой энергии. Поэтому для обеспечения герметичности подземного газогенератора необходимо наличие в геологическом разрезе пластичных глин или водонасыщенных плотных монолитных пород.

Водопритоки сильно влияют на гетерогенные процессы ПГУ.

Избыток влаги оказывает отрицательное влияние: снижение температуры в реакционной зоне замедляет протекание химических реакций, особенно эндотермических, и процесс газификации может остановиться.

Недостаток влаги может привести к нежелательному развитию температур, расплавлению зольной части пласта, образованию шлаков и нарушению равномерности движения газовых потоков.

Умеренное количество влаги поглощает тепло газификации и при этом обогащает газ водородом и монооксидом углерода, т.е. энергетический КПД процесса увеличивается.

Наиболее подходящим средством уменьшения неблагоприятного влияния влаги на процесс ПГУ является временное водопонижение с перебросом воды за специально оборудованные экраны.

Одним из определяющих факторов в оценке пригодности угольных пластов к газификации является не столько проницаемость самого угольного пласта, сколько соотношение проницаемости угольного массива и боковых пород.

1.3.6 Закладка выработанного пространства

Подземная газификация угля обычно ведется с обрушением вышележащей толщи пород в выработанное пространство. Размер зоны обрушения пород кровли зависит от структуры и свойств угольного пласта и пород кровли. Кроме горного давления, на интенсивность обрушения пород кровли оказывает влияние высокая температура процесса ПГУ. Под воздействием раскаленных газов, проникающих в трещины, породы кровли прогреваются, увеличиваются в объеме и разрушаются. Обрушенные породы изменяют поперечное сечение канала газификации по длине огневого забоя и отрицательно влияют на гетерогенные процессы газификации. В беспорядочно обрушенных породах кровли образуются дополнительные каналы, по ним движутся обводные газодутьевые потоки, не вступая в контакт с реакционной поверхностью угольного пласта. Расширение канала газификации за счет обводных потоков снижает интенсивность процесса подземной газификации.

При организации технологического процесса газификации угольных пластов с закладкой выработанного пространства обеспечивается постоянный контакт дутьегазовых потоков с реакционной поверхностью угольного массива и необходимые тепловые условия для протекания реакций газообразования. Это в свою очередь обеспечивает повышение выхода горючих газов, что способствует интенсификации процесса ПГУ [29].

Таким образом, эффективность работы подземных газогенераторов в основном зависит от интенсификации процессов, протекающих в реакционном объеме окислительной и восстановительной зон, а также от наличия или отсутствия соответствующих и не менее важных горногеологических, гидрогеологических и технических факторов. Выделяемая в процессе генерации газа тепловая энергия частично транспортируется вместе с ним и может утилизироваться в газоотводящих скважинах или на поверхности посредством специальных теплообменников. В то же время значительная часть тепла остается в пространстве газогенератора (аккумулируется в обрушенных породах кровли) и распространяется в окружающий массив. Эта тепловая энергия является потенциальным резервом для повышения общей эффективности процесса термохимической переработки угля.

1.4 Проблема утилизации тепловой энергии подземного газогенератора

Несмотря на достигнутые в последнее время успехи в развитии технологии ПГУ, проблема значительных потерь тепловой энергии в процессе газификации пласта остается нерешенной. Как показывают исследования [4 – 7, 30] в недрах теряется от 30 до 50 % тепловой энергии. Ее утилизация представляет значительный потенциал для повышения общей эффективности станций ПГУ (ожидаемое повышение рентабельности – до 20 %). До настоящего времени разрабатывалось несколько направлений утилизации тепловой энергии подземного газогенератора (ПГГ), которые основывались на использовании преимущественно газообразного теплоносителя.

Наиболее широкое применение получило направление утилизации тепла самого генераторного газа. Тепло извлекают с помощью системы теплообменников различных конструкций, производя одновременно очистку генераторного газа. В этом направлении разработан ряд способов, сущность которых заключается в создании в скважинах или на поверхности системы тепловых аккумуляторов, заполненных чугунными шарами. Система, работая в циклическом режиме, обеспечивает очистку сырого генераторного газа с одновременным отбором его остаточного тепла, которое, в свою очередь, позволяет нагревать воду до температуры 60 – 80 ºС. Очищенный газ сжигают в горелках усовершенствованных регенераторов. В качестве рабочего комплекса используется: газовая турбина – парогенератор – паровая турбина. Кроме того, истекающий отработанный воздух направляется в барботер для выработки дополнительного тепла [31].

Еще одно решение, направленное на утилизацию тепла исходящих газов подземного газогенератора предлагается реализовать на базе

отдельных малодебитных скважин. Мини–энергетический комплекс оснащен двигателями внешнего нагрева (Стирлинга). Конечный продукт – электроэнергия до 1200 кВт / ч и товарное тепло в виде горячей воды до 1,0 Гкал / ч [32]. Следует отметить, что утилизация тепла генераторного газа в скважинах или на поверхности (при всей целесообразности ее использования), не может исключить тепловых потерь непосредственно в подземном газогенераторе и решение данной проблемы следует искать в иных направлениях.

В качестве прогрессивных технологий утилизации тепловой энергии, использующих газовый теплоноситель, необходимо отметить разработанную в Санкт–Петербургском и Московском горных университетах технологию подземного сжигания угля [33 – 35]. Одним из первых, кто сформулировал идею новой технологии был проф. Ю.Д. Дядькин. В дальнейшем, под руководством акад. В.В. Ржевского разработана технология, предусматривающая комплексное извлечение из недр угля и тепловой энергии, заключительная стадия которой – подземное сжигание угля (ПСУ). Эта технология, предусматривает безлюдную доработку оставленных в недрах запасов угля и получения на поверхности различных видов энергоносителей: газа, горячей воды, пара, а на их основе электроэнергии и химического сырья.

Отличительной чертой технологии подземного сжигания угля является получение газообразного теплоносителя (а не генераторного газа), т.е. газ «дожигается» под землей. Кроме того, используется всасывающая схема подачи дутья, что существенно расширяет область применения данной технологии. Ей могут отрабатываться участки, подработанные ранее горными работами, а также участки, расположенные вблизи с действующими шахтами. Был проведен ряд исследований по использованию физического тепла газов, получаемых при подземном сжигании углей, температура которых колеблется в пределах 400 – 600 °С. Утилизация тепла извлекаемого из газообразного теплоносителя, производится с помощью теплообменных аппаратов, работающих в диапазоне температур высоких (600 – 800 °С), средних (400 – 600 °С) и низких (150 – 400 °С).

Решая задачу комплексного использования энергоресурсов угольного месторождения, академиком В.В. Ржевским была предложена идея многостадийной отработки шахтных полей, которая заключается в последовательном чередовании стадий: добыча метана, частичное извлечение угля, подземное сжигание или газификация оставшихся в недрах запасов с утилизацией выделяющегося при этом тепла [36].

В качестве апробации технологии подземного сжигания угля (ПСУ «Углегаз»), были отработаны два экспериментальных участка: на шахте №1 «Острый» ш/у «Кураховское» ПО Селидовуголь и на участке шахты

«Киреевская» ПО Тулауголь. В ходе испытаний отрабатывались параметры технологии, способы розжига, сбойки, управления очагом горения, системы очистки дымовых газов. Была доказана принципиальная возможность осуществления данной технологии в промышленных условиях, в первую очередь, для целей местного теплоснабжения [37].

На шахте №1 «Острый» были сожжены два угольных блока. При сжигании первого блока он вскрывался двумя воздухоподающими и двумя воздухоотводящими скважинами. Диаметр скважин составлял 550 мм, а диаметр обсадных труб – 425 мм. Депрессия воздушной сети изменялась в пределах от 0,7 до 3,6 кПа. Максимальная температура горения достигала 800 – 1000 °С. На сжигание 1 $м^3$ углеродного вещества расходовалось в среднем 10 $м^3$ воздуха. Средняя скорость перемещения зоны горения составляла 1 м / сутки, а максимальная 5 – 5,3 м / сутки, при расходе воздуха 1,3 – 1,7 $м^3$ / с. Такие высокие скорости сжигания пласта обусловлены задачей получения теплоносителя без горючих компонентов (в отличии от технологии ПГУ). Потери тепла на нагрев пород составляли 37 %, а на испарение влаги – 20 %. Средняя величина коэффициента извлечения физического тепла достигал 14 %. Состав газов, получающихся при подземном сжигании угля, представлен в таблице 1.3. Остановка дымососов при сжигании запасов блока показала возможность работы за счёт тепловой депрессии без расхода электроэнергии. Аналогичные результаты были получены и на шахте «Киреевская», где на первом этапе был сожжён блок площадью 970 $м^2$.

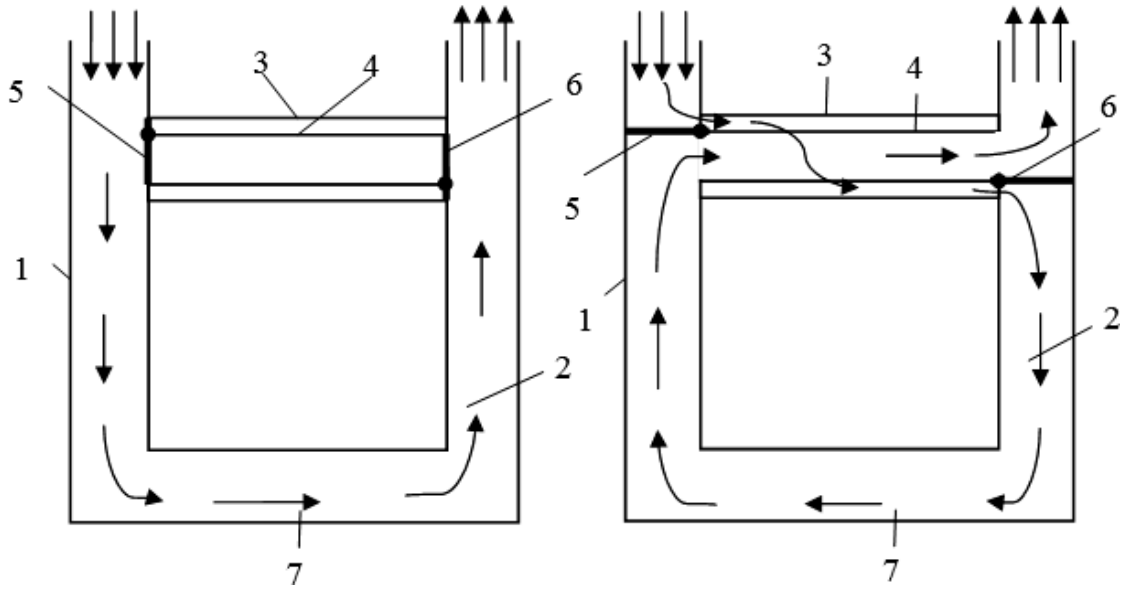
Таблица 1.3 – Элементарный состав газообразного теплоносителя при ПСУ (без азота)

Химический элемент	Концентрация в процентном отношении, %			
O_2	от	4	до	13
CO_2		5,3		11,2
CO		0,2		2,3
H_2		0,2		3,2
CH_4		0		0,7
SO_2		0,004		0,2
H_2S_3		0,02		0,7

Следует отметить, что технология ПСУ обладает рядом недостатков технического и экологического характера, таких как: сложность управления распространением очага горения, опасность загрязнения подземных вод, последовательность включения в работу

новых участков угольного пласта, относительно низкая эффективность извлечения тепловой энергии. Отдельные проблемы получили свое решение и были отражены в ряде публикаций [38 – 41], однако способ подземного сжигания угля не нашел широкого применения, а его экономическая эффективность остается дискуссионной.

Для совершенствования технологии подземной термохимической переработки угля были разработаны способы теплообмена, направленные на снижение потерь тепла непосредственно в подземных условиях. В качестве примера отметим способ получения тепловой энергии, предложенный в Карагандинском политехническом институте [42], целью которого было изолировать горячий генераторный газ от теплообмена с породным массивом. Идея реализуется путем включения в подземный теплогенератор трубопроводов помещенных один в другой, где по внутреннему ставу движется горячий генераторный газ, а дутье в канал газификации подается по внешнему трубопроводу, тем самым воздушное дутье служит теплоизолятором, который возвращает отобранное тепло исходящих газов назад в газогенератор. Общий вид предложенного способа представлен на рис. 1.12.



1 – дутьевой канал; 2 – газоотводящий канал; 3 и 4 – теплообменник; 5 и 6 – перемычки; 7 – реакционный канал

Рисунок 1.12 – Способ отбора тепла из очага горения газовым теплоносителем

В качестве развития технологии необходимо отметить способ, разработанный в институте ДонУГИ на базе технологии ПСУ [43]. Его целью является, получение тепловой и электрической энергии для

шахт с крутым и наклонным залеганием угольных пластов. Этот способ был положен в основу рабочего проекта подземного сжигания угля в условиях шахты «Ольховатская» ПО Орджоникидзеуголь. Согласно проекту, для подготовки к отработке свиты наклонных и крутых пластов проходят новые или углубляют имеющийся воздухопадающий и газоотводящий стволы шахты до нижнего из подготавливаемых горизонтов многоэтажного пластового генератора тепла (ПГТ).

По замыслу авторов проекта, такая технологическая схема ПСУ позволит повысить эффективность работы пластовых газогенераторов. Это достигается путем концентрации огневых забоев ближе к газоотводящему продуктивному стволу, что позволит: сократить потери тепловой энергии исходящих газов при их движении от огневого забоя до теплообменных устройств; увеличить мощность теплоэнергетического комплекса; снизить затраты на подготовку многоэтажного пластового теплогенератора; даст возможность использовать способ на больших глубинах и увеличит активность и устойчивость горения угля в массиве за счет изменения состава окислителя в процессе горения, формы и длины огневого забоя. Исходящие газы будут иметь температуру 700 – 800 °С, необходимую для выработки электроэнергии. При наличии в пластовом теплогенераторе четырех огневых забоев и высоте блока 100 м на пласте мощностью 1,4 – 2,8 м ожидается выработка 21,2 Гкал / ч тепловой энергии и 21,4 т / ч пара, что обеспечит производство в год 40800 МВт–ч электроэнергии. Получение таких показателей может быть достигнуто использованием турбин типа К – 6 – 16, генераторов Т – 6 – 213, котла–утилизатора К – 30 / 2.1– 120 – 700.

До настоящего времени проект не был реализован. Его главным недостатком является большой объем проведения горных выработок, так как предложенная схема относится к шахтному способу ПСУ со всеми вытекающими отсюда экономическими издержками.

По ряду причин, связанных с недостатками технологии и весьма низкой тогдашней ценой природного газа, к 90–м годам XX в. все работы по подземному сжиганию углей были прекращены, хотя в ходе крупномасштабных научно–исследовательских работ были получены и обнадёживающие результаты. Основным магистральным направлением развития термохимической переработки угля остается способ его подземной газификации.

Одним из направлений утилизации тепловой энергии является использование в качестве теплоносителя пара. В Национальном горном университете (НГУ, г. Днепропетровск) под руководством проф. О.В. Колоколова была разработана ко–генерационная топливно–

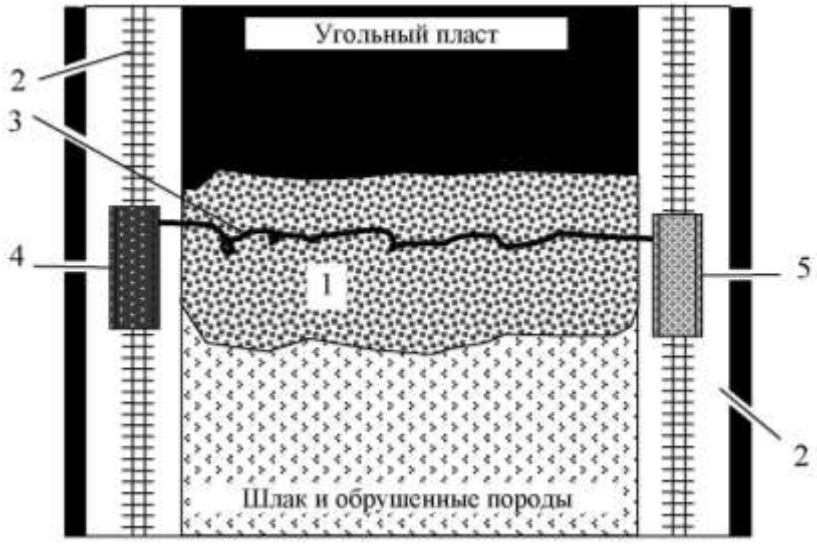
энергетическая система, которая обеспечивает совместное производство электрической, механической и тепловой энергии, на базе скважинной подземной газификации угольных пластов [5, 15]. Комбинированная технологическая система, предусматривающая использование генераторного газа, как единого энергоносителя включает применение свободно–поршневых агрегатов (СВАГов) и аккумуляторов тепловой энергии. Утилизация тепла исходящих газов осуществляется парогенератором, размещенным в скважине СПГУ, пар – направляется в пароводяное производство электроэнергии и частично в подземный аккумулятор, который представляет собой обрушенные после газификации породы с высоким температурным потенциалом (800 – 1000 °С). В аккумулятор нагнетают теплоноситель по законсервированным скважинам. По мнению авторов, таким образом можно использовать «потерянное тепло» в недрах длительное время (до 10 лет).

Представляет интерес разработанный в НГУ способ утилизации тепловой энергии, суть которого заключается в дренаже подземных вод (теплоносителя) – из термической зоны подземного газогенератора, выполняющего роль своеобразного теплообменника [44]. Применение способа наиболее целесообразно в условиях подземного сжигания угольных пластов, ориентированного на получение тепловой энергии. В начальный период подземные воды из надугольного и подугольного пластов отбирают вертикальными скважинами до момента образования выгоревшего пространства в угольном пласте. В процессе отработки (выгорания) пласта вертикальный отбор теплоносителя сменяется комбинированным, при этом выгоревшее пространство служит субгоризонтальным водоотборным каналом. После выведения теплоносителя на поверхность он по трубопроводам подается на энергоустановки, а затем уже отработанный подается на очистку и возвращается в пласт. Данный способ, можно применять лишь при разработке угольных месторождений в особых гидрогеологических условиях. Это, с одной стороны, является положительным моментом (вовлекаются в разработку районы повышенного техногенного влияния), а с другой – значительно сужает область применения способа.

В Кузбасском государственном техническом университете (КузГТУ, г. Кемерово) был предложен способ [45], позволяющий получать электроэнергию при подземном сжигании угля, путем утилизации тепловой энергии образованной в огневом забое (рис. 1.13).

Способ основан на шахтной подготовке угольных блоков с соблюдением ряда технологических мер предосторожности, таких как

огнеупорные разделительные стены, огнеупорное покрытие, шлюзовые ворота. Отбор тепла осуществляется теплообменниками (резервуарами), расположенными в зоне огневого фронта, причем их перемещение осуществляется колесными платформами, движущимися по параллельным штрекам. Нагретый теплоноситель подается на паровую турбину электрогенератора. Скорость перемещения теплообменников контролируют по температуре теплоносителя.



1 – огневой забой; 2 – оконтуривающие выработки; 3 – теплообменник; 4 – парогенератор; 5 – питатель

Рисунок 1.13 – Схема отбора тепла при ПГУ (КузГТУ, Россия)

К недостаткам способа следует отнести ограниченную область применения – лишь для подземных теплогенераторов, сооружаемых шахтным способом. Кроме того, теплообменники (резервуары), перемещаемые вслед за огневым забоем по штрекам, подвергаются не только высоким температурам, но и волочению по почве угольного пласта (теплогенератора), неизбежно встречая преграды на пути своего движения, а также подвержены деформациям от обрушенных пород. Неравномерное выгорание огневого забоя также затрудняет движение теплообменников.

Подобный способ, рассчитанный на шахтную подготовку наклонных и крутопадающих пластов, был разработан в «Подземэнерго» [46]. В отличие от описанного выше метода он предполагает движение резервуара под собственным весом по мере выгорания угольного пласта в блоке. Способ реализуют путем отбора тепла непосредственно из огневого забоя путем преобразования теплоносителя (воды) в пар. Это достигается путем размещения в

сбойке теплообменников. В пространство между трубами теплообменника подают воду, а во внутреннюю трубу теплообменника подают воздух, который через отверстия под давлением попадает на огневой забой. Вода, преобразованная в пар, по теплоизолированному ставу подается на поверхность. Как уже отмечалось, по мере выгорания пласта теплообменники перемещается вслед за огневым забоем под собственным весом. Тем самым теплообменник находится в непосредственном контакте с очагом горения. Способ сохраняет указанные выше недостатки, а также чреват прогоранием труб с паровым теплоносителем вблизи огневого забоя.

Анализ рассмотренных способов утилизации тепла показывает их недостаточную эффективность, большую сложность и трудоемкость (в отдельных случаях – техническую неосуществимость), что сказалось на весьма малом использовании разработанных способов в опытно–промышленной практике. Основной проблемой нам представляется, ограниченная возможность газового (парогазового) теплоносителя извлекать тепловую энергию из подземного газогенератора. Это связано с необходимостью обеспечения заданных характеристик генераторного газа, что обуславливает необходимый режим дутья, способный отводить лишь часть выделяемой тепловой энергии. В случае использования технологии подземного сжигания угля, энергетические характеристики получаемых газов нестабильны и затрудняют продуктивную генерацию электроэнергии, использование же системы теплообменников – снижает КПД и эффективность использования тепловой энергии. Кроме того, утилизация тепла из газового теплоносителя осуществляется на поверхности или в удаленных от огневого забоя скважинах, что исключает возможность отбора остаточного тепла непосредственно в подземном газогенераторе. В этой связи весьма перспективным представляется развитие разработанных в Донбасском техническом университете способов утилизации тепловой энергии подземного газогенератора с использованием жидкого теплоносителя (перегретой воды). Применение жидкого теплоносителя может обеспечить стабильные, надежно управляемые характеристики топливно–энергетической системы для производства дешевой электроэнергии дополнительно к продуктам ПГУ–ГВЖ.

2 МЕХАНИЗМ И КИНЕТИКА ПРОЦЕССОВ, СОПУТСТВУЮЩИХ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ[1]

2.1 Механизм процессов ПГУ

Газификация – это сложный физико–химический процесс, протекающий при высоких температурах. Основная стадия газификации заключается во взаимодействии твердой фазы (углерода) с газовой фазой – дутьем (воздушным, паровоздушным, воздушно–кислородным, парокислородным и др.), или иными словами в горении углерода в газовой среде с основным исходным окислителем – кислородом [47].

Горение углерода – гетерогенный процесс, определяемый как кинетикой горения (на поверхности и в глубине) угольного пласта, так и диффузионным переносом кислорода и продуктов сгорания у горящей поверхности. На кинетику процесса большое влияние оказывает структура углеродного материала твердого топлива.

Уголь – практически чистый углеродный материал, близкий по своей структуре к графиту, который представляет собой аморфное образование, состоящее из хаотически расположенных кристаллитов. Размеры кристаллитов колеблются в широких пределах: от десяти до десятков тысяч ангстрем.

В процессе сжигания угля наряду с газообразными веществами образуются твердые продукты (например, сажа), которые имеют кристаллические включения и даже отдельные монокристаллы. Содержание кристаллитов в твердых продуктах сжигания угля увеличивается в зависимости от температуры процесса. Существует закономерность: чем старше топливо, тем больше в нем кристаллитных включений. Таким образом, углерод угольного топлива имеет неоднородную структуру поверхности, зависящую от доли кристаллографических плоскостей и от их площади.

Кроме микрокристаллической неоднородности поверхность углерода угольного топлива имеет и другой вид неравномерности – порозность. Углеродная поверхность изрезана огромным количеством микротрещин и пор самой разнообразной формы и размеров. Процесс горения, вследствие выделения влаги и летучих веществ, приводит к образованию новых пор и к увеличению их размеров. Когда речь идет о гетерогенном горении угля, это не значит, что зона контакта и протекания реакций ограничивается только наружной поверхностью углеродного массива. Поры, проникая глубоко внутрь пласта и соединяясь между собой, образуют обширную внутреннюю поверхность, иногда значительно превосходящую внешнюю. Окислитель может проникать глубоко в поры и тогда реакция протекает и внутри.

---

[1] Раздел написан в соавторстве с доц. Смирновой И.В.

Процесс горения угля носит многостадийный характер с образованием и участием промежуточных соединений, которые в течение более или менее длительного времени находятся в адсорбированном состоянии, как на поверхности углеродного пласта, так и внутри него. При горении угля в основном реализуются два механизма адсорбции: физическая и химическая (хемосорбция). Хемосорбция сильно зависит от температуры, возрастая с ее увеличением.

Многостадийный процесс горения угля можно представить в виде схемы, представленной на рис. 2.1.

Рисунок 2.1 – Стадии горения угля

Кислород, поступающий с дутьем к углеродной поверхности, адсорбируется и удерживается на ней за счет химических сил (хемосорбция). При этом образуются сложные соединения типа CxOy. Эти соединения (комплексы) распадаются по истечении некоторого времени с образованием CO и CO2. Скорость всего процесса, вследствие его стадийности, будет определяться скоростью протекания наиболее медленной (лимитирующей) стадии. Понятно, что по мере изменения скорости протекания отдельных стадий будет меняться интенсивность процесса в целом. Процесс протекает нестационарно – в зависимости от макро– и микроструктуры углеродной поверхности и температурных условий относительная скорость и влияние этих стадий на процесс адсорбции могут сильно меняться. Учитывая интенсивный характер сорбции, скорость поверхностного взаимодействия W можно описать выражением:

$$W \sim k\, F_{адс}, \qquad (2.1)$$

где $F_{адс}$ – площадь активной поверхности, занятая адсорбированным газом;

k – константа скорости поверхностной реакции.

Известно, что адсорбция кислорода и промежуточных продуктов горения угля чаще всего монослойна и протекает в соответствии с изотермой адсорбции Ленгмюра.

Согласно уравнению изотермы адсорбции Ленгмюра активная доля поверхности пропорциональна концентрации газообразного окислителя (или его парциальному давлению у поверхности), т.е.

$$W = \frac{k \cdot C_s}{\hat{O} + \tilde{N}_s}, \qquad (2.2)$$

где k – приведенная константа скорости поверхностной реакции, зависящая от температуры по закону Аррениуса $k = k_o \sqrt{T} \cdot e^{-\frac{E}{RT}}$ (для реакции $C + O_2$ рекомендуется E = (132…138,3) кДж/моль; $k_o = (1{,}6\ldots1{,}8)\cdot10^5$ м/с);

$\mathbf{C_s}$ – концентрация реагирующего газа у поверхности угля;

Ф – опытная величина, зависящая от температуры процесса и структуры углеродной поверхности (имеет размерность концентрации).

Комплекс $C_s/\hat{O} + \tilde{N}_s$ представляет собой величину, пропорциональную доле поверхности, доступной адсорбируемым газам. Скорость процесса пропорциональна площади этой поверхности. С ростом температуры скорость разложения поверхностных комплексов сильно возрастает и доля поверхности, занятой адсорбированным газом, стремится к нулю. В этих условиях Ф » C_s и

$$W \approx \frac{k \cdot C_s}{\hat{O}} = k' \cdot C_s, \qquad (2.3)$$

где k' – опытная константа скорости поверхностной реакции.

Выражение (2.3) описывает скорость поверхностной реакции при высокотемпературном горении. При низкотемпературном горении интенсивность выгорания углерода полностью лимитируется сорбционным механизмом процесса. Следует отметить, что понятие низкотемпературного окисления углерода весьма условно. Сорбционный механизм перестает влиять на горение угля уже при

температурах 600 – 800 К, и процесс приобретает устойчивый характер. В то же время адсорбция оказывает сильное влияние на процесс взаимодействия угля с CO_2 и парами воды даже при 1000 – 1200 К. Замечено, что при повышении химической активности угля и увеличении экзотермического эффекта реакции наблюдается снижение температуры, при которой роль сорбционных процессов незначительна.

Таким образом, при моделировании процесса ПГУ необходимо учитывать, что:

1) низкотемпературное горение угля лимитируется скоростью процессов адсорбции;

2) высокотемпературное горение угля лимитируется скоростью диффузионных процессов, при этом скорости адсорбции и десорбции настолько велики, что нестационарностью процесса, связанной с явлениями адсорбции, можно пренебречь.

2.2 Кинетика химических реакций, протекающих при ПГУ

Реакции, сопровождающие взаимодействие углеродной части топлива с дутьем (воздух, кислород, пар), можно подразделить на первичные и вторичные [5].

Первичные:

$$C + O_2 = CO_2 + 394 \text{ кДж/моль}, \tag{2.4}$$

$$2C + O_2 = 2CO + 221 \text{ кДж/моль}, \tag{2.5}$$

$$C + H_2O = CO + H_2 - 130 \text{ кДж/моль}, \tag{2.6}$$

$$C + 2H_2O = CO_2 + 2H_2 - 80{,}3 \text{ кДж/моль}. \tag{2.7}$$

Реакции (2.4) и (2.5) – основные источники теплоты, которая расходуется при взаимодействии углерода с водяным паром в реакциях (2.6) и (2.7).

Вторичные реакции протекают при взаимодействии газообразных продуктов первичных реакций (2.4) – (2.7) с углеродом топлива, кислородом, водяным паром и друг с другом:

$$C + CO_2 \leftrightarrow 2CO \pm 173 \text{ кДж/моль}, \tag{2.8}$$

$$C + 2H_2 \leftrightarrow CH_4 \pm 75{,}3 \text{ кДж/моль}, \tag{2.9}$$

$$2CO + O_2 = 2CO_2 + 286 \text{ кДж/моль}, \tag{2.10}$$

$$2H_2 + O_2 = 2H_2O + 242 \text{ кДж/моль}, \tag{2.11}$$

$$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O + 801 \text{ кДж/моль}, \quad (2.12)$$

$$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2 \pm 41{,}8 \text{ кДж/моль}, \quad (2.13)$$

$$2CO + 2H_2 \leftrightarrow CH_4 + CO_2 \pm 205 \text{ кДж/моль}, \quad (2.14)$$

$$CO + 3H_2 = CH_4 + H_2O + 75{,}3 \text{ кДж/моль}. \quad (2.15)$$

По другим источникам [48] первичными называют только реакции (2.4) и (2.5):

$$C + O_2 = CO_2 + 394 \text{ кДж/моль};$$

$$2C + O_2 = 2CO + 221 \text{ кДж/моль}.$$

Ко вторичным относят реакции (2.8) и (2.10):

$$C + CO_2 \leftrightarrow 2CO \pm 173 \text{ кДж/моль};$$

$$2CO + O_2 = 2CO_2 + 286 \text{ кДж/моль}.$$

При высокотемпературном горении углерода, помимо указанных первичных и вторичных, на внешней поверхности угля и на поверхности пор протекают итоговые реакции (2.6), (2.7) и (2.9):

$$C + H_2O = CO + H_2 - 130 \text{ кДж/моль};$$

$$C + 2H_2O = CO_2 + 2H_2 - 80{,}3 \text{ кДж/моль};$$

$$C + 2H_2 \leftrightarrow CH_4 \pm 75{,}3 \text{ кДж/моль}.$$

В условиях встречной диффузии продуктов неполного сгорания от поверхности угольного пласта в поток дутья происходят процессы (2.10) – (2.13):

$$2CO + O_2 = 2CO_2 + 286 \text{ кДж/моль};$$

$$2H_2 + O_2 = 2H_2O + 242 \text{ кДж/моль};$$

$$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O + 801 \text{ кДж/моль};$$

$$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2 \pm 41{,}8 \text{ кДж/моль}.$$

Для расчета скорости гомогенных реакций высокотемпературного горения можно использовать упрощенную формулу (2.3), считая, что

реакции (2.9) – (2.13) относятся к реакциям первого порядка (по компоненту, находящемуся в недостатке). Скорость гомогенной реакции горения может зависеть от концентраций обоих участников, если их содержания в реакционном объеме сопоставимы. В нашем случае концентрация окислителя (кислорода) практически всегда во много раз выше концентраций CO, H_2 и CH_4, поэтому реакции горения перечисленных газов мы относим к реакциям первого порядка, а изменения концентрации кислорода при протекании процесса будут очень незначительными и ими можно пренебречь. Зависимость изменения констант скоростей реакций от температуры подчиняется закону Аррениуса и для каждой реакции будет справедливо равенство:

$$dG_i = C_i k_{oi} \cdot e^{-\frac{E_i}{RT}} d\tau \ , \qquad (2.16)$$

где G_i – количество i–го реагирующего вещества, моль/(м^3·с);

C_i – концентрация i–го компонента, кмоль / м^3;

E_i – энергия активации i–ой реакции, кДж/моль;

R – универсальная газовая постоянная, 8,31· 10^3 Дж/(кмоль·К);

T – термодинамическая температура, К;

τ – время, с;

k_{oi} – предэкспоненциальный множитель, 1/с – для гомогенной реакции первого порядка; м / с – для гетерогенной реакции первого порядка.

В табл. 2.1 приведены интервалы значений энергии активации, полученные в различных исследованиях для реакций взаимодействия углерода с кислородом и основными газообразными продуктами, участвующими в процессе горения угольного пласта.

Таблица 2.1 – Значения энергии активации **E** для реакций горения угля

№ п/п	Схема реакции	Интервалы значений энергии активации **E**, кДж/моль
1	$C + O_2 = CO_2$	95 – 140
2	$2C + O_2 = 2CO$	85 – 125
3	$C + CO_2 = 2CO$	100 – 200
4	$C + H_2O = CO + H_2$	140 – 180

При подземной газификации соотношение компонентов в получаемом газе изменяется в широких пределах в зависимости от природы угольного топлива, температурных и гидродинамических условий, а также от вида дутья (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Характеристика газовой смеси при ПГУ

Вид дутья	Состав газа, объемные %					
	CO	H_2	CH_4	CO_2	$N_2 + O_2$	C_nH_m
Подземная газификация каменного угля ($C_{уг}$ = 80…95 %; W до 5 %; ρ = 1,30…1,75 г/см^3)						
Воздушное	18,4	9,4	5,7	29,6	36,6	0,3
Паро–воздушное	19,9	9,6	6,0	28,6	35,9	0,3
Паро–кислородное	35,0	18,0	10,1	16,7	20,0	0,35
Подземная газификация бурого угля ($C_{уг}$ = 60…70 %; W до 40 %; ρ = 1,15…1,35 г/см^3)						
Воздушное	14,9	10,7	7,1	11,6	55,5	0,5
Паро–воздушное	5,6	15,0	7,8	21,6	49,7	0,3
Паро–кислородное	10,5	31,0	13,1	15,1	30,0	0,3

Рассмотрим основные с нашей точки зрения реакции, протекающие при горении угля: (2.4), (2.5), (2.10) – (2.12).

$$C + O_2 = CO_2, \tag{2.4}$$

$$2C + O_2 = 2CO, \tag{2.5}$$

$$2CO + O_2 = 2CO_2, \tag{2.10}$$

$$2H_2 + O_2 = 2H_2O, \tag{2.11}$$

$$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O. \tag{2.12}$$

Для расчета скорости основных реакций воспользуемся равенством (2.16), преобразовав его в вид

$$\frac{dG}{d\tau} = C \cdot k_o \cdot e^{-\frac{E}{RT}} .$$

Запишем выражения для скорости реакций (2.4), (2.5), (2.10) – (2.12) соответственно:

$$\frac{dC_{O_2}}{d\tau} = C_{O_2} \cdot k_o \cdot e^{-\frac{E}{RT}} , \tag{2.17}$$

$$\frac{dC_{O_2^{CO}}}{d\tau} = C_{O_2^{CO}} \cdot k_o \cdot e^{-\frac{E}{RT}} , \tag{2.18}$$

$$\frac{dC_{CO}}{d\tau} = C_{CO}^2 \cdot k_o \cdot e^{-\frac{E}{RT}}, \qquad (2.19)$$

$$\frac{dC_{H_2}}{d\tau} = C_{H_2}^2 \cdot k_o \cdot e^{-\frac{E}{RT}}, \qquad (2.20)$$

$$\frac{dC_{CH_4}}{d\tau} = C_{CH_4} \cdot k_o \cdot e^{-\frac{E}{RT}}. \qquad (2.21)$$

Для расчетов нам понадобятся значения суммарных кинетических констант **E** и $\mathbf{k}_o$ (таб. 2.1 и 2.3).

Таблица 2.3 – Кинетические константы гомогенных реакций горения угля

Компонент газовой смеси	**E**, кДж/моль	$\mathbf{k}_o$, 1/с
Оксид углерода CO (сухой)	96,8	$7{,}05 \cdot 10^6$
Оксид углерода CO (влажный)	96,3	$1{,}4 \cdot 10^{12}$
Водород H_2	129,0	$2{,}14 \cdot 10^{14}$
Метан CH_4	103,8	$5{,}6 \cdot 10^{12}$

В гетерогенных реакциях (2.4) и (2.5) рекомендуется использовать значения **E** = (132…138,3) кДж/моль; $\mathbf{k}_o = (1{,}6\ldots1{,}8) \cdot 10^5$ м/с.

Рассмотрим примеры расчета скоростей реакций при ПГУ каменного угля с использованием воздушного, паро–воздушного и паро–кислородного дутья.

Выразим концентрации компонентов газовой смеси в моль/м^3 и сведем в табл. 2.4

Таблица 2.4 – Концентрация компонентов газовой смеси представленная в моль / м^3

Газовый компонент / Концентрация, моль/м^3	CO	H_2	CH_4	CO_2	O_2	N_2	C_nH_m
Воздушное дутье	8,21	4,20	2,55	13,21	3,43	12,91	0,13
Паро–воздушное дутье	8,88	4,29	2,68	12,77	3,37	14,52	0,13
Паро–кислородное дутье	15,63	8,04	4,51	7,46	1,88	7,05	0,16

Рассчитаем скорости основных реакций для T = 1000 К, используя для расчетов уравнения (2.17) – (2.21). Результаты расчетов приведены в таблице 2.5 [49].

Таблица 2.5 – Значения скоростей основных реакций горения угля при ПГУ

Номер и схема реакции	Значение скорости при:		
	*ВД	**ПВД	***ПКД
1	2	3	4
(2.4) $C + O_2 = CO_2$	10,43	10,22	5,702
(2.5) $2C + O_2 = 2CO$	8,25	8,11	4,52
(2.10) $2CO + O_2 = 2CO_2$	5535	$1{,}54 \cdot 10^8$	$4{,}77 \cdot 10^8$
(2.11) $2H_2 + O_2 = 2H_2O$	$7{,}05 \cdot 10^9$	$7{,}36 \cdot 10^9$	$2{,}58 \cdot 10^{10}$
(2.12) $CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O$	$2{,}15 \cdot 10^7$	$2{,}26 \cdot 10^7$	$3{,}79 \cdot 10^7$
* ВД – воздушное дутье; ** ПВД – паро–воздушное дутье; *** ПКД – паро–кислородное дутье.	Единицы измерения скорости реакций (4) и (5): моль/($м^2 \cdot с$). Единицы измерения скорости реакций (10) и (11): $моль^2$ / ($м^6 \cdot с$); (12): моль/($м^3 \cdot с$).		

Из расчетов видно, что гетерогенная стадия процесса горения угля с использованием всех трех видов дутья (ВД, ПВД и ПКД) лимитируется реакцией (2.5):

$$2C + O_2 = 2CO,$$

гомогенная стадия в случае ВД лимитируется реакцией (2.10):

$$2CO + O_2 = 2CO_2,$$

а в случаях ПВД и ПКД – реакцией (2.12):

$$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O.$$

Этот факт объясняется тем, что участие в реакции (2.10) паров воды очень сильно влияет на механизм и скорость реакции: пары воды являются катализатором, в присутствии которого реализуется цепной свободно–радикальный механизм. Об этом свидетельствуют и значения предэкспоненциального множителя реакции (2.10) (таблица 3), который, по сути, является константой скорости реакции. Так, при горении «сухого» монооксида углерода k_o на 6 порядков ниже, чем при протекании той же реакции в присутствии влаги (паров воды).

Таким образом, учитывая лимитирующую стадию гетерогенного процесса, несложно рассчитать теоретическое значение скорости выгорания угля при подземной газификации. Так, для каменного угля при T = 1000 K теоретическая линейная скорость газификации угольной стенки огневого забоя составляет 0,15 м/час (3,6 м / сутки) – это хорошо

согласуется с экспериментальными данными (0,01 – 0,1 м/час) [5, 50].

По данным таблицы 2.2 рассчитаем выход газа из 1 кг угля при ВД, ПВД и ПКД. Для расчета используем выражение [5]:

$$q_{ó} = \frac{12\sum C_{ã}}{22,4Ñ_{óã}}, \qquad (2.22)$$

где $q_у$ – теоретический расход угля на получение 1 м^3 газа, кг;

$\Sigma C_г$ – сумма углеродсодержащих компонентов в газе в объемных процентах

$$\Sigma C_г = C(CO_2) + C(CO) + C(CH_4);$$

$C_{уг}$ – содержание углерода в топливе, %.

Выход газа из 1 кг угля составит (м^3/кг) $q_г = 1/q_у$. Результаты расчета представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Выход газа из 1 кг угля при ВД, ПВД и ПКД ($C_{уг}$ = 90 %)

Параметры расчета	ВД	ПВД	ПКД
$\Sigma C_г$, % объемные	53,7	54,5	61,8
$q_у$, кг	0,319	0,324	0,368
$q_г$, м^3/кг	3,135	3,087	2,717

Для управления ПГУ существуют различные приемы, связанные в первую очередь с повышением интенсивности гетерогенных процессов, протекающих на границе раздела твердой и газообразной фаз. Следует учитывать, что интенсификацию этих процессов необходимо осуществлять, изменяя группу факторов, влияющих на общую скорость процесса и выход продуктов реакций.

Одним из управляющих элементов ПГУ может быть вид и объем дутья. Как говорилось выше, наличие паров воды сильно влияет на механизм и скорость реакции окисления монооксида углерода, которая лимитирует процесс ПГУ. Поэтому вид дутья (без пара или в его присутствии) будет определяться конечной задачей подземной газификации, а содержание пара и объем дутья подбираются экспериментально.

Следует заметить, что на практике линейная скорость выгорания угольного пласта может быть существенно (в несколько раз) ниже теоретического значения (3,6 м / сутки), что объясняется одновременным влиянием на процесс горения многих факторов,

суммарное воздействие которых весьма сложно оценить аналитически. Сравнительно небольшие скорости выгорания пласта (меньшие теоретических значений) согласуются с фактическим КПД процесса подземной газификации, который не превышает 50%, что указывает на перспективность применения технологии ПГУ в сочетании со способами утилизации тепловой энергии подземного газогенератора. Полученные скорости газификации угольного пласта позволяют прогнозировать минимальное время эксплуатации подземного газогенератора и возможный период использования теплоносителя при утилизации тепловой энергии.

3 СПОСОБЫ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПОДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА ПРИ ПОМОЩИ ЖИДКОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

3.1 Шахтный способ утилизации тепловой энергии ПГУ

Многолетний опыт подземной газификации угля свидетельствует, что одной из нерешенных проблем технологии ПГУ остаются значительные (до 30 – 50 %) потери тепловой энергии термохимической переработки угля в недрах. Проведенный анализ существующих технологических решений (см. подраздел 1.4), основанных на использовании газовых реагентов (в том числе водяного пара), для утилизации тепловой энергии подземного газогенератора не обеспечивает управления процессом и не нашел широкого практического применения.

Более прогрессивной представляется идея утилизации тепла при помощи жидкого теплоносителя движущегося в зоне горения по трубным ставам, что обеспечивает высокую степень управляемости технологическим процессом и повышенную возможность для отбора тепловой энергии [21].

Для решения поставленных задач в Донбасском техническом университете разработан шахтный способ подземной термохимической переработки угля на месте залегания, основанный на шахтной подготовке энергетических блоков и использовании трубного коллектора в почве пласта для циркуляции теплоносителя [51 – 55]. Общая схема отработки блока представлена на рис. 3.1, продольный и поперечный разрез – на рис. 3.2.

Способ осуществляют следующим образом. Участок угольного пласта 1 оконтуривают выработками 2, формируя заданные размеры (a, b) энергетического блока. Выработки проходят широким забоем по углю, подготавливая пространство для каналов газификации 3 и бутовой полосы 4. Вдоль зоны планируемого огневого забоя размещают зажигательные устройства. Бутовую полосу 4 создают путем закладки породы, полученной при проведении оконтуривающей выработки, с последующей инъекцией твердеющего раствора. На сопряжении с выработкой возводят бетонную опорную конструкцию 6, которая выполняет также изолирующие функции, препятствующие распространению высоких температур и газовых потоков за пределы блока. Крепление оконтуривающих выработок 2 целесообразно осуществлять набрызгбетоном в сочетании с опорными конструкциями.

Из выработок 2 в породы почвы пласта 7 пробуривают скважины 8, в которых размещают стальные трубы 9, связанные с входной и выходной магистралями 10. С поверхности к энергетическому блоку

бурят воздухоподающую (11) и газоотводящую (12) скважины, сопряжённые с каналами газификации 3. Таким образом, подготавливают несколько смежных блоков, размещённых вблизи подземной электростанции. Рабочие в горных выработках присутствуют только при сооружении энергетических блоков, а их огневая отработка осуществляется безлюдным способом.

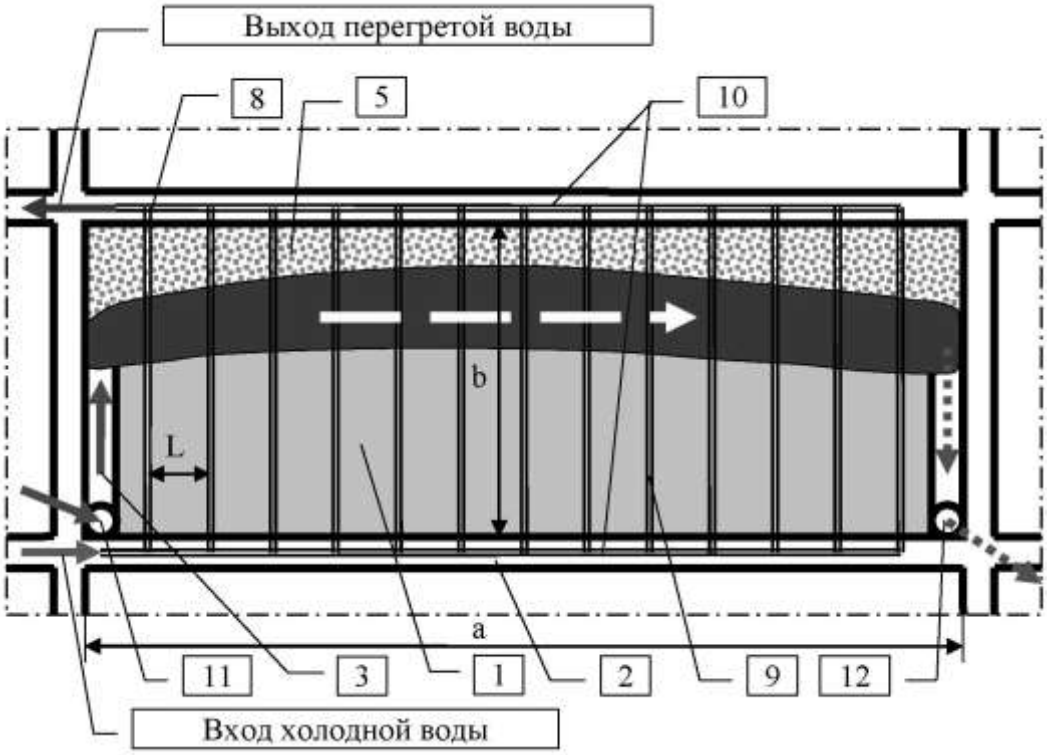
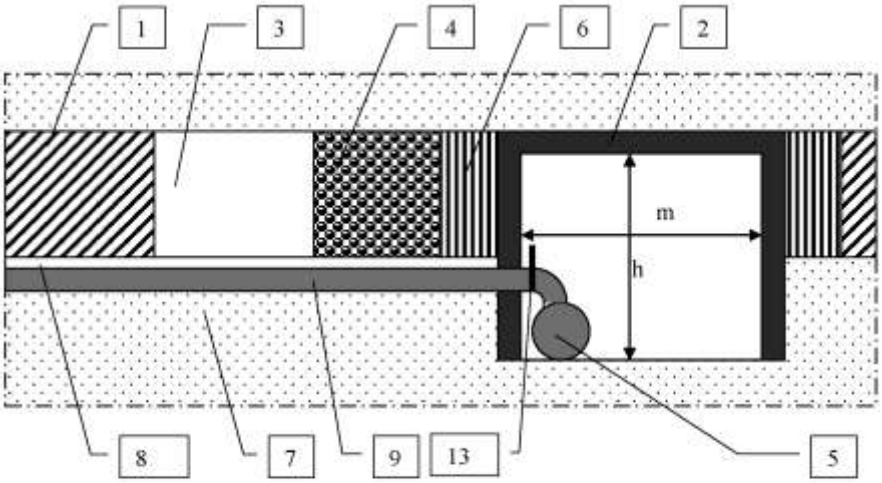


Рисунок 3.1 – Схема отработки энергетического блока

При термохимической переработке угля огневой забой 5 движется по мере сгорания угля со скоростью 0,5 – 1,5 м / сутки (по данным [5, 50]). К нему через воздухоподающую скважину 11 и канал 3 подают воздушную высоконапорную струю, обеспечивающую окислительные процессы. Исходящие газы движутся в направлении скважины 12, откуда всасывающим способом подаются в когенерационные системы на поверхности. Температура огневого забоя может превышать 1000 °С, раскаляя породы почвы и кровли, которые длительный период сохраняют высокотемпературный потенциал. В период огневой отработки блока в сформированный трубный коллектор подают энергоноситель (воду), который, разогреваясь до заданной температуры (что регулируется скоростью движения воды в трубах), обеспечивает работу электрогенерирующих устройств.

Представляется целесообразным использовать в качестве турбогенераторов модульные геотермальные агрегаты «Туман – 2» [56], которые используют воду с температурой 120 – 250° С. КПД данного агрегата близок к паровым турбинам, а его достаточно малые размеры (10,5×3×3,5 м) являются существенным преимуществом при его размещении в подземной камере в непосредственной близости от энергетических блоков.



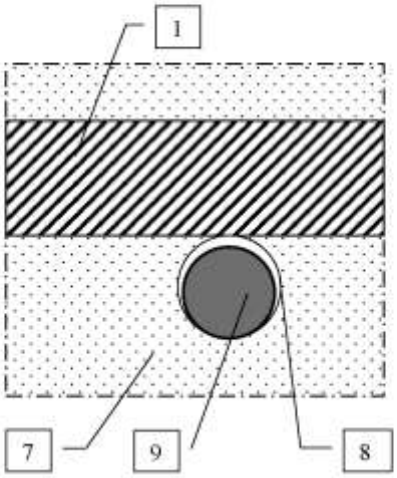


Рисунок 3.2 – Продольный и поперечный разрезы энергетического блока

Важным технологическим показателем системы, определяющим расход труб коллектора и себестоимость полученной электроэнергии, является расстояние между трубами L, которое должно быть по возможности максимальным (с учетом наиболее полного извлечения тепла из зоны горения и раскаленных пород). Для определения необходимого межтрубного расстояния L была рассмотрена

комплексная задача теплообмена: огневой забой – породный массив – трубный коллектор с циркулирующим теплоносителем.

Теоретически для извлечения всей тепловой энергии образующейся в результате сгорания угольного пласта и распространяющейся в массив горных пород, необходимо ограничить место горения (снизу и сверху пласта) полостями, заполненными циркулирующим теплоносителем. Поскольку поместить теплоноситель в кровле технически не представляется возможным (в связи с обрушением пород при огневой отработке пласта), будем оперировать только полостью 1 в почве (рис. 3.3). Так как, раскаленные породы кровли 2 обрушаются в процессе выгорания пласта, а разрывы сплошности пород кровли 3 создают тепловое сопротивление и препятствуют распространению тепла, то его большая часть (не менее 80%) может быть извлечена теплоносителем одной нижней полости. Для производства электроэнергии необходимо осуществлять отбор тепла пород с помощью теплоносителя, циркулирующего в коллекторе из металлических сварных труб, поэтому ограничивающая полость 1 заменяется в нашем случае дискретными участками 4, имитирующими трубы коллектора.

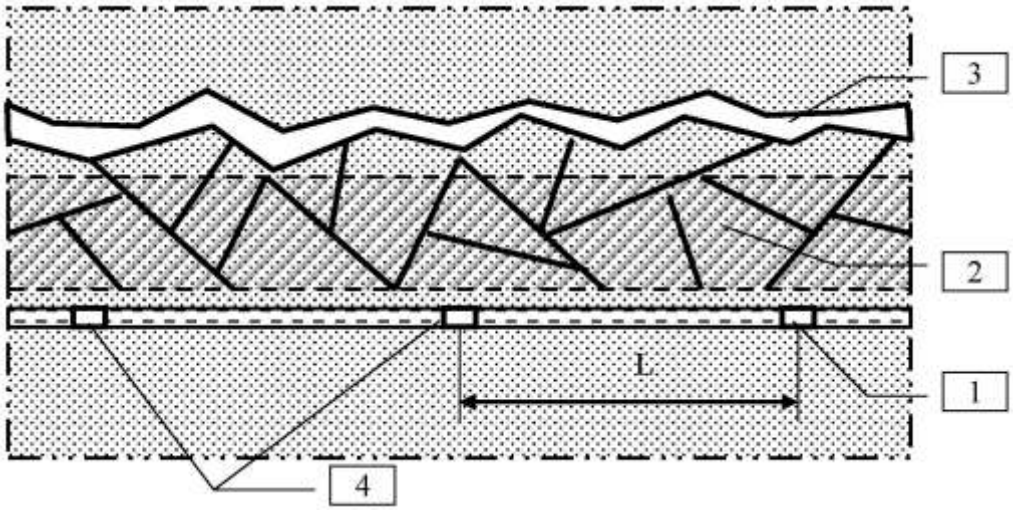


Рисунок 3.3 – Модель извлечения тепла из зоны горения

Как показали расчеты [57], движение теплоносителя (воды) в трубе позволяет практически сразу извлечь тепло окружающих пород в зоне горения пласта на расстоянии равном четырем радиусам трубы. Оставшаяся часть тепла может быть отобрана в последующий период времени, который составляет до 5 суток (в зависимости от мощности пласта и скорости движения теплоносителя). Расстояние, с которого возможно извлечение тепла одной трубой коллектора определяется температурным градиентом пород вокруг зоны горения, скоростью

горения пласта и его мощностью. Исходя из характерных для шахт Донбасса горно–геологических условий и практического опыта подземной газификации углей [5] были приняты расчётные параметры и определено рациональное расстояние между трубами. Оно находилось в пределах от 5 до 20 м, что обеспечивает экономическую целесообразность использования трубного коллектора для извлечения теплоэнергетического потенциала вмещающих пород.

Как показали технико–экономические расчёты, при размерах угольного блока 300×100 м и мощности пласта 1 м дополнительно к продуктам газификации может быть получено около $23 \cdot 10^6$ кВт·часа электроэнергии, стоимость которой в 1,5 – 1,8 раза превышает затраты на подготовку энергетического блока, включая его оснащение трубным коллектором.

Эффект нового способа обеспечивается также благодаря существенному повышению теплоты сгорания полученных продуктов газификации, так как в замкнутом блоке возможно осуществить автоматическое регулирование основных параметров газификации (температура, давление, скорость подачи воздуха и отвода газов). Кроме того, поскольку пласт разделяют на блоки горными выработками с теплоизолирующей крепью, обеспечиваются заданные границы распространения процесса горения угля, что исключает случайную подработку объектов на поверхности.

В сравнении с традиционной подготовкой шахтного поля строительство подземной шахты–электростанции значительно упрощает схему и снижает протяжённость горных выработок. Максимальная эффективность применения разработанной технологии может быть получена на существующих шахтах, нуждающихся в реконструкции или находящихся в стадии ликвидации из–за низкой эффективности отработки тонких угольных пластов, а также при газификации оставленных целиков угля. Весьма продуктивным представляется сочетание предложенного способа утилизации с разработанными в НГУ Украины и ГИГД Польши технологическими схемами шахтных газогенераторов [58].

В качестве недостатков рассмотренного способа отметим повышенную (в сравнении со скважинной технологией) стоимость сооружения шахтных энергетических блоков; техническую сложность их сооружения (бурение скважин в угольный пласт из подземных горных выработок, необходимость сварных работ в шахтных условиях при монтаже трубного коллектора и др.). Кроме того, объемы применения технологии ПГУ в условиях отработки целиков или ликвидируемых шахт часто весьма ограничены, что снижает общий экономический эффект внедрения новой технологии.

3.2 Способ получения электрической энергии при скважинной газификации пологих пластов

Как показывает опыт эффективного применения ПГУ (см. подраздел 1.2), основное направление развития данной технологии связано со скважинным способом термохимической переработкой угля на месте его залегания.

В этой связи была поставлена задача разработки скважинной системы утилизации тепловой энергии ПГУ. Поскольку условия залегания пластов значительным образом влияют на технологическую компоновку агрегатов для утилизации тепловой энергии, были разработаны различные способы для пологого и наклонного залегания пластов, а также отдельный вариант для весьма тонких пластов. Для всех трех случаев в качестве теплоносителя, отбирающего тепло в зоне горения пласта, была принята перегретая вода, циркулирующая в герметичных трубных ставах, в почве пласта. В разработанных способах впервые объедены скважинная технология утилизации тепловой энергии при ПГУ и генерация электроэнергии на гидропаровых турбинах.

Последние научно–технические достижения в области геотермальных энергетических технологий открыли принципиально новые возможности для использования жидкого теплоносителя для генерации электроэнергии, приблизив КПД гидропаровых турбин к КПД традиционных высокотемпературных паровых агрегатов [56, 59]. В отличие от паровых или газовых турбин, где рабочим агентом являться пар и газ, современные модульные геотермальные станции используют в качестве рабочего теплоносителя перегретую воду (T = 120–250 °C), которая вскипает в турбине во время ее работы. На выходе из турбины конденсатором создается разряжение. В результате тяга турбины складывается из двух составляющих: традиционной гидравлической тяги от истекающей из сопел жидкости и реактивной тяги интенсивно кипящего (энергия фазовых превращений) теплоносителя. Гидропаровые турбинные установки ориентированы на прямую подачу горячей воды в сопла ротора турбины без предварительного разделения ее на пар и воду в сепараторах, что позволяет существенно повысить эффективность использования энергии горячей воды, и открывает возможность объединения технологии утилизации тепловой энергии при ПГУ и высокопроизводительной генерации электрической энергии.

Гидропаровая турбина (рис. 3.4, 3.5) выполнена в виде одноступенчатого сегнерова колеса со 100 % реактивностью, что исключает эрозию лопаточного аппарата и имеют компактные размеры, и требуют объемов теплоносителя от 10 до 40 м^3 в час.

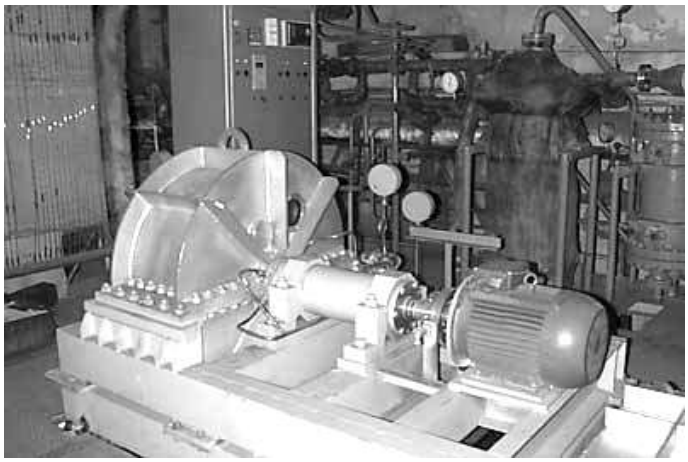


Рисунок 3.4 – Опытный образец гидропаровой турбины (ГПТ)

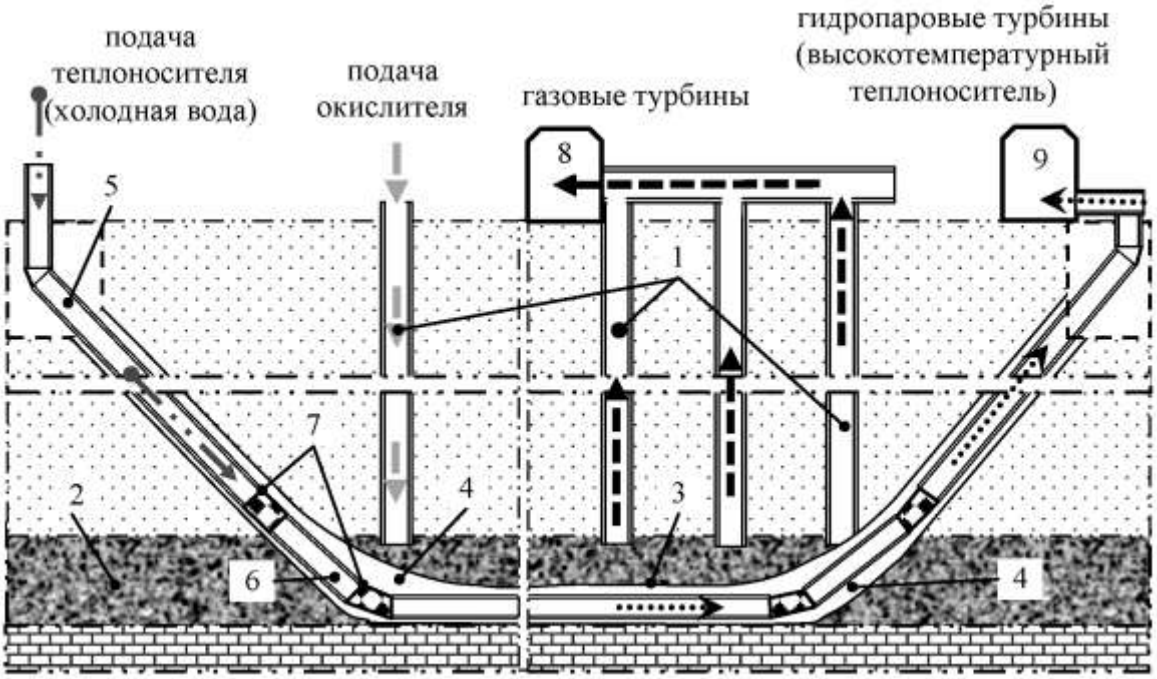
Рисунок 3.5 – Общий вид ротора ГПТ

Для сочетания новой технологии утилизации тепла с традиционной скважинной технологией газификации угля в условиях пологих пластов разработан способ [60, 61], позволяющий получать традиционный генераторный газ и дополнительно перегретую воду для производства электроэнергии с помощью, соответственно, газовых и гидропаровых турбин.

Сущность способа утилизации тепловой энергии при подземной газификации угля на пологих пластах, заключается в создании в подошве угольного пласта теплоотводящих скважин, оснащенных трубными ставами (герметичными трубопроводами), предназначенными для контролируемой циркуляции жидкого теплоносителя (перегретой воды), проходящей через высокотемпературную зону подземного газогенератора. Движение жидкостного теплоносителя, в зоне высоких температур вблизи

огневого забоя обеспечивает теплообмен и утилизацию части тепловой энергии термохимической переработки угля. В следствии чего теплоноситель нагревается до температуры порядка 250 °С и движется по трубному ставу к гидропаровым турбинам для выработки электроэнергии.

Способ (рис. 3.6) осуществляют следующим образом. Согласно выбранному способу газификации пологих угольных пластов, с поверхности в пласт бурят систему скважин 1 (для подачи окислителя и отвода генераторного газа). Дополнительно с использованием технологии горизонтально направленного бурения (ГНБ) бурят в подошве угольного пласта 2 теплоотдающие скважины 3, которые выходят на поверхность. Участки скважины с максимальным радиусом кривизны расширяют, образуя пропускные полости 4, которые создаются для облегчения пропуска става в месте изгиба скважины.



1 – система воздухоподающих и газоотводных скважин; 2 – угольный пласт; 3 – теплоотдающая скважина; 4 – перепускные полости; 5 – став трубопровода; 6 – жесткий элемент трубопровода; 7 – гибкий промежуточный элемент; 8 – газовые турбины с электрогенераторами; 9 – гидропаровые турбины с электрогенераторами

Рисунок 3.6 – Схема реализации способа утилизации тепловой энергии при термохимической переработке пологих угольных пластов

В теплоотдающие скважины 3 в направлении обратном бурению протягивают герметичные трубопроводы 5, используя для уменьшения силы трения, тот же буровой раствор, что и для бурения скважины. Трубный став 5 коллектора образующийся путем объединения (например, при помощи сварки или резьбового соединения) жестких отрезков трубопровода 6 с гибкими промежуточными элементами 7 (металлические гофрированные рукава). Длину прямолинейных жестких отрезков 6 определяют с учетом кривизны теплоотдающей скважины 3 и размеров пропускной полости 4, в которой осуществляется переход трубопровода в плоскость подошвы угольного пласта.

Это обеспечивает возможность образования герметичного гибкого трубопровода для движения жидкостного теплоносителя и размещение трубопровода в скважине, имеющей криволинейную траекторию. Благодаря расширенному пространству пропускных полостей (рис. 3.7), становится возможным продвижение по ним жестких прямолинейных отрезков трубопровода на сопряжении с угольным пластом.

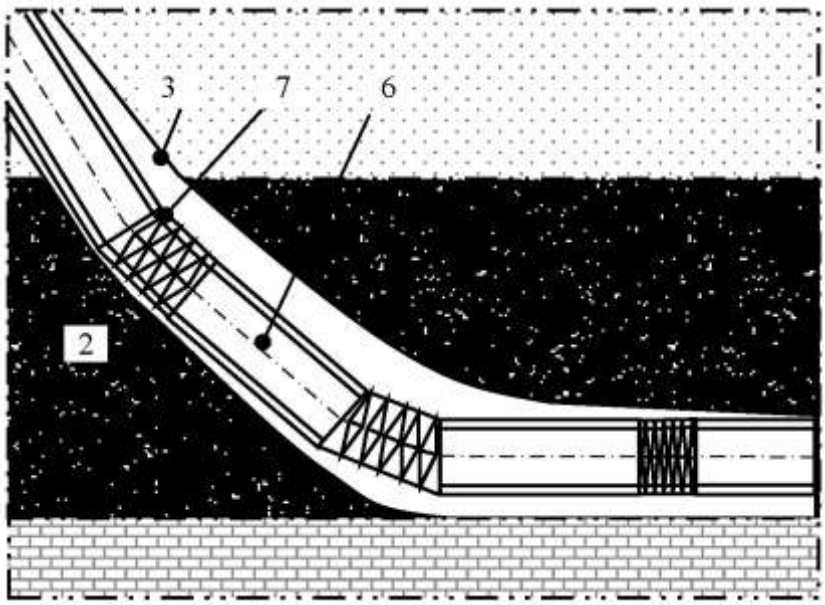


Рисунок 3.7 – Фрагмент крволинейного участка трубного става коллектора на сопряжении скважины с угольным пластом

После монтажа системы трубных ставов осуществляют газификацию участка угольного пласта, отводя генераторный газ на газовые турбины 8 с электрогенераторами. В процессе этого на входе трубопровода 5 подают жидкий теплоноситель (воду), регулируя помпой скорость движения теплоносителя, температура которого должна составлять на выходе 150 – 200 °С (оптимальные параметры для

гидропаровых турбин). Теплоноситель поступает на гидропаровые турбины 9 с электрогенераторами. Произведенная на газовых и гидропаровых турбинах электроэнергия поступает по линиям электропередач потребителям.

Следует отметить, что современные технологии направленного бурения скважин, широко применяемые в США, Австралии и станах ЕС, позволяют весьма эффективно осуществлять проведение скважин, как по породам, так и по углю, что обеспечивает технологическую осуществимость и экономическую целесообразность их использования для реализации нового способа. В случае выхода наклонных угольных пластов на поверхность или залегания на относительно малых глубинах для направленного бурения могут с успехом использоваться высокотехнологичные установки фирм «Америкэн Огерс Инк», «Страйт Лайн», «Вермеер», «Дитч Витч» (США), «Тракто–Техник» (Германия), «Стив Вик» (Великобритания), «Терра» (Швейцария). Разработанные этими компаниями мобильные установки направленного бурения позволяют обеспечить широкий диапазон углов заложения скважины, обеспечивают минимальный радиус закругления скважин около 40 м и протяженность – до 1220 м [62].

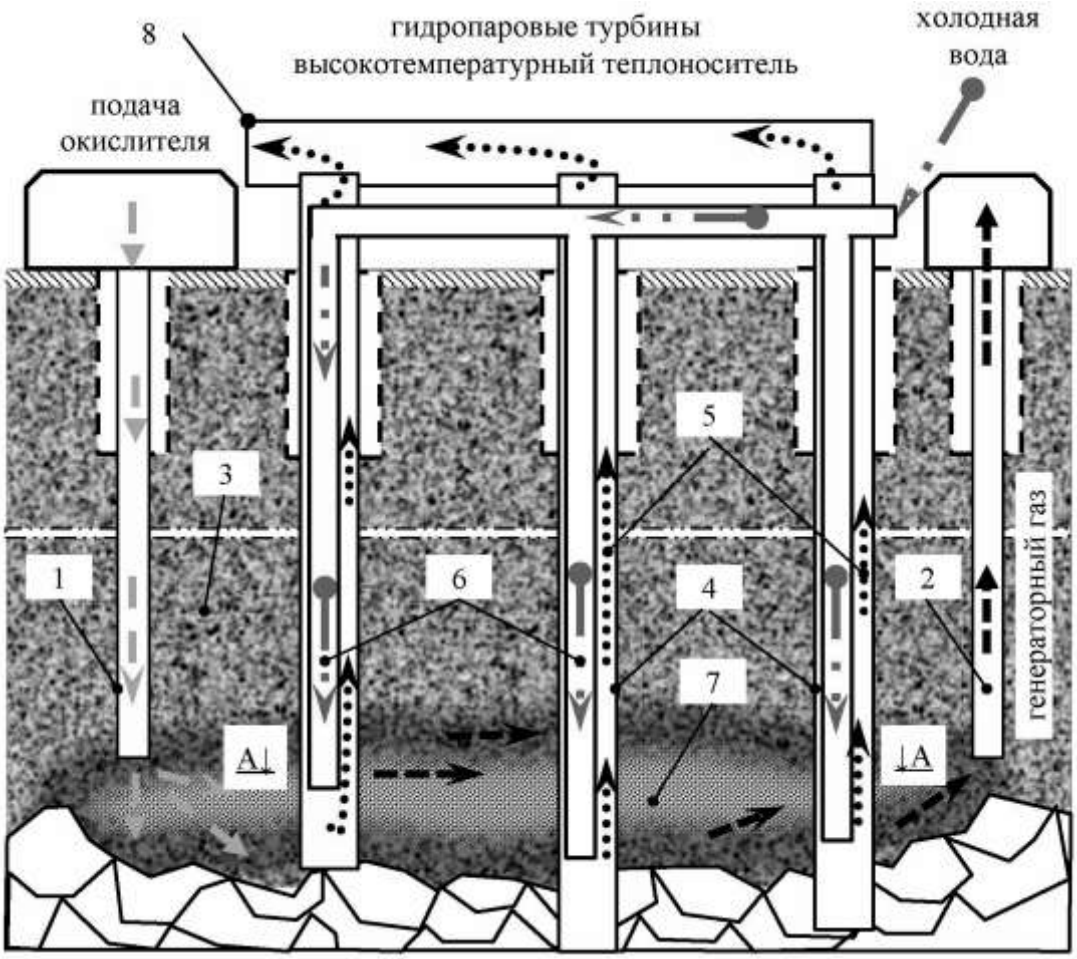
Таким образом, разработанный способ впервые обеспечил возможность утилизации тепловой энергии подземного газогенератора системой теплоотводящих скважин. Благодаря использованию трубного става и перегретой воды в качестве теплоносителя, циркулирующего в зоне раскаленных пород и выгазованного призабойного пространства, появилась возможность обеспечения стабильных характеристик теплоносителя, что позволило эффективно использовать современные высокопроизводительные гидропаровые турбины для производства электроэнергии.

3.3 Скважинная утилизация тепловой энергии в условиях наклонных пластов

Наклонное залегание угольных пластов позволяет при использовании скважинной технологии бурить непосредственно по пласту с поверхности прямолинейную скважину, что исключает необходимость изменения траектории бурения, значительно удешевляет создание теплоотводящих скважин, а также упрощает их оснащение трубными ставами. Эта возможность легла в основу компоновки теплоотводящих скважин в новом способе утилизации тепла в условиях газификации наклонных пластов [63, 64].

Сущность способа (рис. 3.8 – 3.10) заключается в дополнении технологии ПГУ (т.е. сооружении с поверхности системы скважин

пробуренных к пласту, формировании фронта горения, подачи окислителя, отвода генераторного газа) системой теплоотводящих скважин в почве пласта, утилизирующих тепловую энергию подземного газогенератора. В отличие от описанного ранее способа (см. подраздел 3.2) герметичные (сварные) трубные ставы выполняют прямолинейными с замкнутым концом и оснащают внутренним нагнетательным рукавом, по которому жидкий теплоноситель подают в донную часть трубного става и направляют через зону горения пласта к устью скважины для подачи на гидропаровые турбины. Бурение скважин и компоновку трубного става осуществляют с земной поверхности.



1,2 – воздухоподающие и продуктивные скважины; 3 – угольный пласт; 4 – теплоотдающие скважины; 5 – трубный став; 6 – подающий рукав; 7 – зона горения пласта; 8 – гидропаровые турбины.

Рисунок 3.8 – Общая схема утилизации тепловой энергии с применением трубных ставов оснащенных нагнетательным рукавом

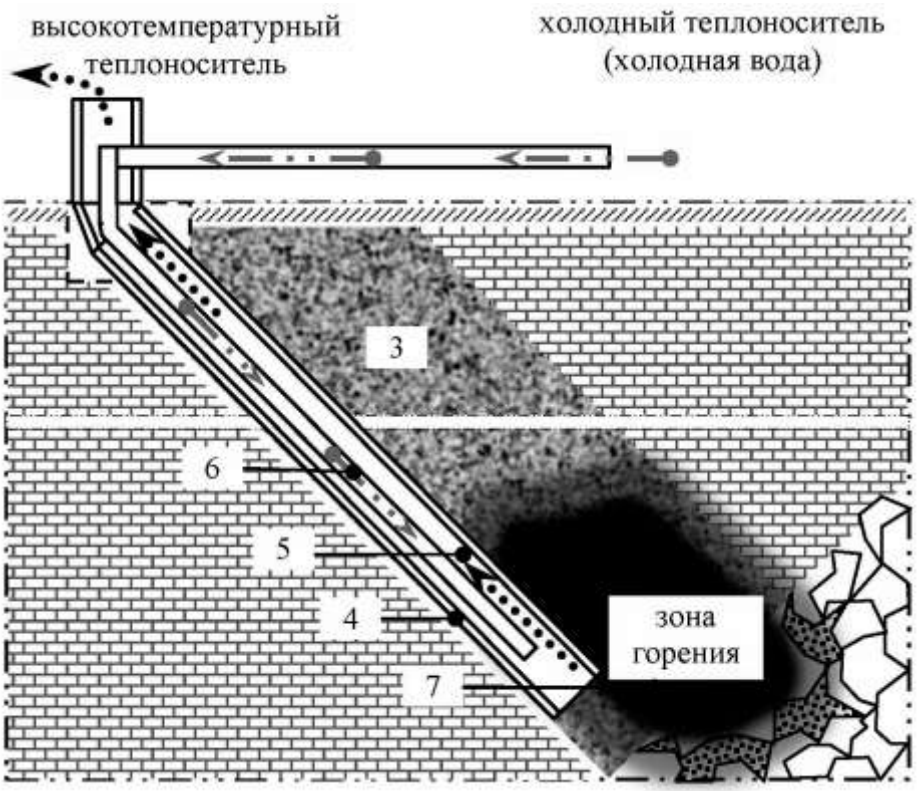


Рисунок 3.9 – Продольный разрез по теплоотдающей скважине

А – А

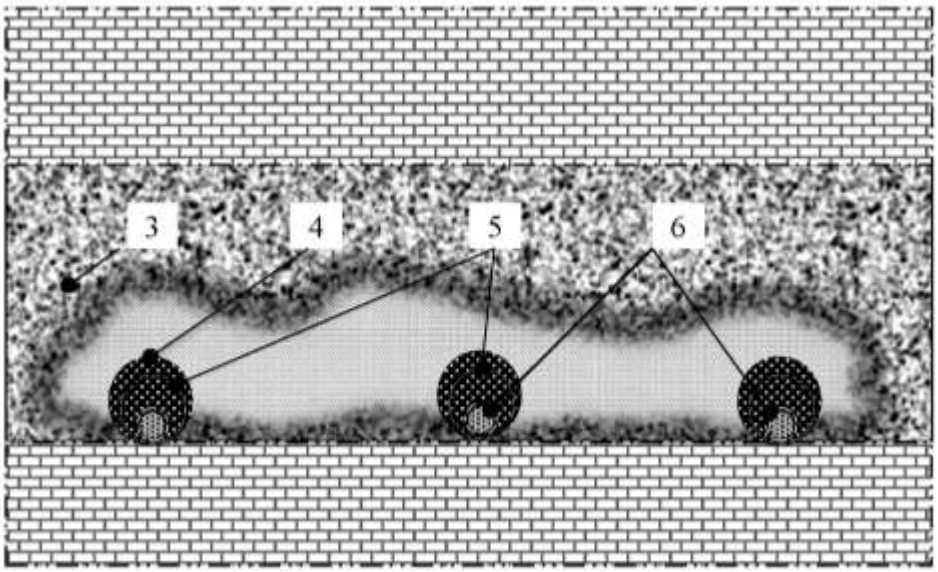


Рисунок 3.10 – Поперечное сечение угольного пласта с пробуренными теплоотдающими скважинами и трубными ставами

Внутрь трубного става пропускают нагнетающий рукав 6, конец которого доводят до донной (замкнутой) части става. В качестве рукава может использоваться став труб меньшего диаметра. По нагнетающему рукаву в донную часть става подают жидкий теплоноситель (холодную воду), который заполняет пространство става и движется по нему в сторону устья теплоотдающей скважины. В зоне горения пласта 7 жидкий теплоноситель нагревается до высоких температур, забирая тепловую энергию из зоны горения и окружающих ее раскаленных пород. Необходимая для гидропаровых турбин 8 температура теплоносителя (150 – 200 °С) обеспечивается соответствующей скоростью его движения по трубному ставу с помощью помпы, установленной на поверхности (не показана). Полученный при термохимической переработке угля генераторный газ может использоваться для выработки электроэнергии на газовых турбинах, либо идти на теплообменники. Произведенная на гидропаровых турбинах дополнительная электроэнергия поступает по линиям электропередачи потребителям.

Достоинства нового способа заключается в минимизации объемов бурения, применении прямолинейных скважин пройденных по углю (достаточно простых в исполнении), сокращении расхода труб, возможности бурения и монтажа става с поверхности, а также в обеспечении эффективного управления движением теплоносителя в трубном ставе с обеспечением характеристик, необходимых для генерации электроэнергии на гидропаровых турбинах.

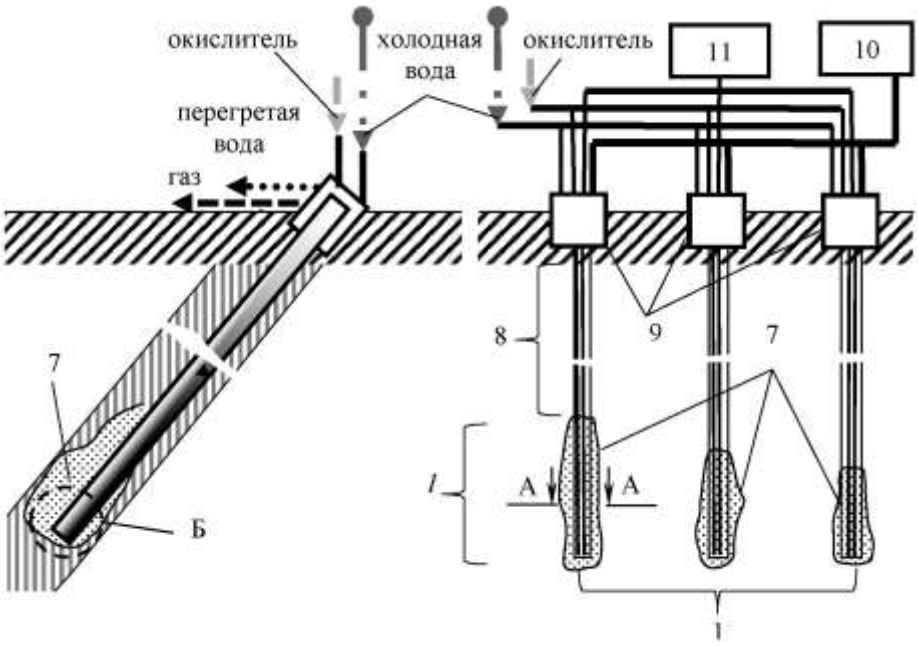
3.4 Способ газификации весьма тонких угольных пластов с одновременной утилизацией выделяемой тепловой энергии

Рассмотренные в подразделах 3.2 и 3.3 способы предполагают сохранение общепринятых подходов к технологии подземной газификации угольных пластов, которая характеризуется фронтальным движением огневого забоя. Дополнительно к этим условиям предусматривалась система теплоотдающих скважин для утилизации тепла. Однако при фронтальном, движении огневого забоя, размер высокотемпературной зоны вблизи пласта (где и происходит основной теплообмен с жидким теплоносителем) ограничен и сложным образом зависит от ряда влияющих факторов: температуры огневого забоя, мощности пласта, размеров газогенератора, стадии его работы и др. (см. раздел 4).

В условиях тонких и весьма тонких пластов может возникнуть ситуация, когда размер распространения высокотемпературной зоны окажется недостаточным для нагрева теплоносителя на соответствующем участке трубного става, что приведет к недостаточной температуре или малому объему теплоносителя на выходе системы и снизит

эффективность генерации электроэнергии на гидропаровых агрегатах. Поэтому для весьма тонких пластов был разработан способ газификации угольного пласта, в котором впервые объединены функции продуктивной (газовой) и теплоотдающей скважины, а фронт горения угля сформирован не поперек, а вдоль теплоотдающих скважин.

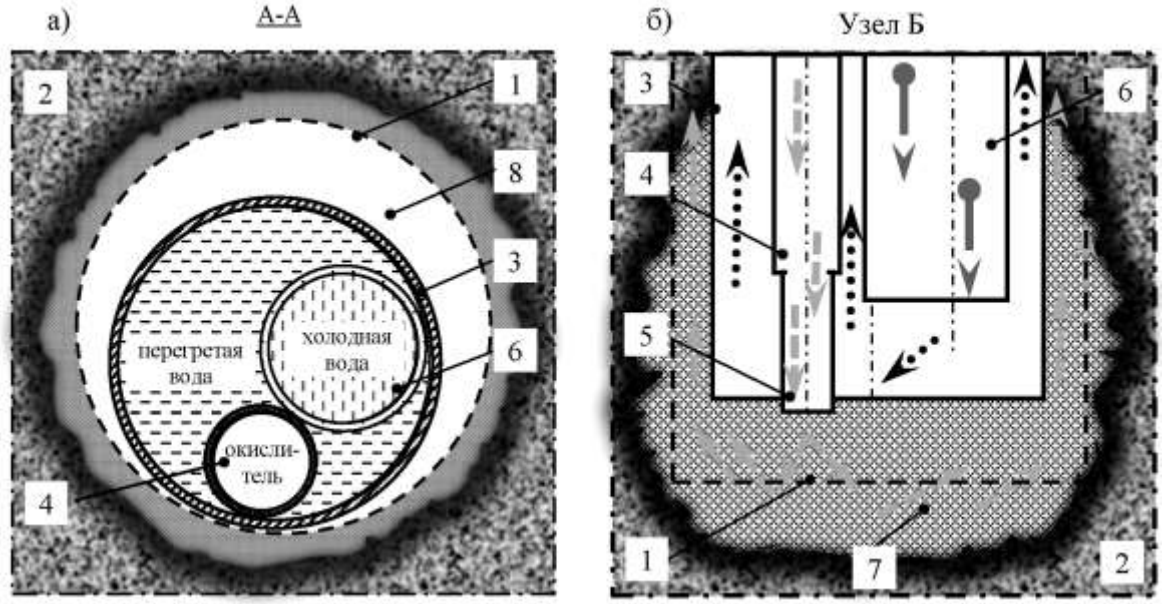
Сущность способа [65, 66] заключается в совмещении в одной скважине подачи окислителя, отвода генераторного газа и одновременной циркуляции теплоносителя в трубном ставе, а также в формировании фронта горения вдоль скважины (рис. 3.11). Подача окислителя в зону горения осуществляется воздуховодом, расположенным в трубном ставе скважины и защищенного от прогорания циркулирующим по ставу жидким теплоносителем. Выдача генераторного газа осуществляется по свободному пространству между стенкой скважины и трубным ставом. Теплоноситель подается по отдельному рукаву, размещенному также внутри трубного става. Такое решение обеспечивает заданные характеристики подачи жидкого теплоносителя и окислителя для процессов газификации угля, отвода генераторного газа и тепловой энергии.



1 – система теплоотдающих скважин; 2 – угольный пласт; 3 – теплообменник; 4 – рукав для подачи окислителя, 5 – патрубок; 6 – рукав для подачи теплоносителя, 7 – зона горения; 8 – свободная зона скважины; 9 – кондуктор; 10 – газовые турбины; 11 – гидропаровые турбины

Рисунок 3.11 – Общая схема реализации способа утилизации тепловой энергии для наклонных угольных пластов

Способ осуществляют следующим образом. С поверхности бурят систему наклонных прямолинейных скважин 1. Их располагают в подошве угольного пласта 2 и оснащают замкнутым трубным ставом 3 для обеспечения циркуляции жидкого теплоносителя в высокотемпературной зоне. Став наращивают из отдельных элементов (металлических труб) с помощью сварки. Одновременно внутри трубного става размещают воздуховод 4, конец которого соединен с выходным патрубком 5, вваренным в торцевую (донную) часть трубного става. Дополнительно став оснащают рукавом 6 (термостойкий шланг или металлическая труба малого диаметра) для подачи теплоносителя в донную часть трубного става 3. Размещение оборудования в теплоотдающей скважине показано на рис. 3.12–а (поперечное сечение теплоотдающей скважины по сечению А–А на рис. 3.11) и 3.12–б (донная часть теплоотдающей скважины, см рис. рис. 3.11, узел Б).



1 – теплоотдающая скважина; 2 – угольный пласт; 3 – трубный став; 4 – рукав для подачи окислителя, 5 – выходной патрубок; 6 – рукав для подачи теплоносителя, 7 – зона горения; 8 – свободная зона скважины

Рисунок 3.12 – Размещение оборудования в теплоотдающей скважине: а) поперечное сечение скважины; б) донная часть теплоотдающей скважины

В забое скважины 1 образуют очаг горения, подавая воздухопроводом 4 окислитель (воздух). Зона горения 7 размером **l** (рис. 3.11), которая постепенно образуется вдоль скважины 1 благодаря соответствующему направлению движения высокотемпературных газов,

приводит к термохимической переработке (газификации) угля и получению генераторного газа. Продукты газификации с помощью всасывающего устройства транспортируются через свободную зону 8 скважины до ее устья, замкнутого кондуктором 9 и распределяются на газовые турбины 10 для генерации электроэнергии. Одновременно с началом огневых работ посредством рукава 6 закачивается жидкий теплоноситель (вода), движущийся по трубному ставу теплообменника 3, разогревается в зоне горения пласта 7 до заданной температуры и направляется на гидропаровые турбины 11 для генерации дополнительной электроэнергии (из утилизированного тепла горения и раскаленных пород). Процесс газификации угля и утилизации тепловой энергии может начинаться уже после оснащения первой теплоотдающей скважины, тогда как последующие могут еще монтироваться и включаться в работу по мере их готовности, что ускоряет окупаемость проекта. После завершения эксплуатации скважины (окончание утилизации тепловой энергии горения пласта и раскаленных вмещающих пород), трубные ставы извлекают с помощью домкратов, а металл утилизируют.

Предложенный способ позволил объединить функции различных по назначению скважин в одной многофункциональной скважине. Это обеспечивает возможность сокращения объемов буровых работ, позволяет сформировать зону горения вдоль скважины, обеспечить значительный размер участка продуктивного теплообмена, контролируемые характеристики жидкого теплоносителя, циркулирующего в трубном ставе, а так же выдачу генераторного газа по каждой скважине. Кроме того, существенно снижаются сроки ввода в эксплуатацию подземного газогенератора, поскольку термохимическую переработку угля с получением генераторного газа и перегретой воды можно начинать с вводом в действие уже первой скважины.

Можно констатировать, что разработанные принципы новой технологии утилизации тепловой энергии подземного газогенератора, основанные на бурении теплоотводящих скважин в почве угольного пласта; размещении в них герметичных трубных ставов; обеспечении циркуляции жидкого теплоносителя, извлекающего тепло из зоны горения пласта и вмещающих горных пород; генерация электроэнергии на гидропаровых турбинах – позволяют в значительной степени повысить эффективность технологии ПГУ за счет продуктивного использования значительной (до 20 – 30%) доли выделившейся тепловой энергии термохимической переработки угля, которая ранее терялась в недрах.

4 СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТРУБНОГО КОЛЛЕКТОРА ПОДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА

4.1 Разработка конструкции испытательного стенда

Поскольку основным технологическим элементом разработанных способов извлечения тепла из зоны горения, является трубный коллектор (став), большое значение имеет его работоспособность в условиях выгоревшего пространства подземного газогенератора.

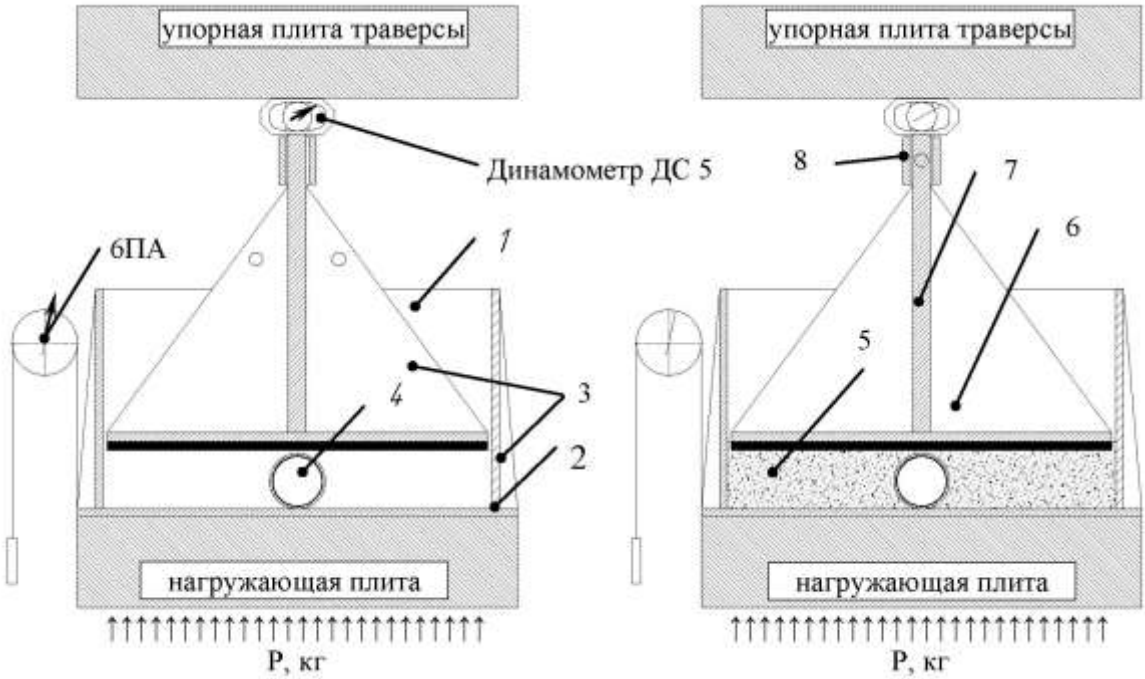
Термохимическая переработка угольного пласта приводит к процессам обрушения пород кровли подземного газогенератора с возможностью нагружения труб, в которых циркулирует жидкий теплоноситель. Как показывают исследования деформации кровли угольного пласта и механизма процесса обрушения в условиях высокотемпературного нагрева пород [29, 67], проявления горного давления характеризуются по степени деформации тремя возможными зонами: зона обрушения; зона упорядоченного сдвижения; зона плавного прогиба, размеры которых зависят от мощности выгазовыванного пласта и прочностных характеристик пород кровли. В зависимости от размеров зон сместившихся пород, формируется нагрузка различной интенсивности на подошву газогенератора и расположенные на ней трубные ставы теплоотводящей системы.

Исследования физико–механических свойств зольного остатка при подземной газификации углей [5, 29, 47, 68] свидетельствуют, что трубный коллектор будет находиться в слое золы, через который и будет передаваться давление обрушенных пород на трубный став. Так, для условий Донбасса толщина образовавшегося в результате газификации пласта зольного слоя составит в большинстве случаев от 80 до 300 мм (при мощности пласта 1 м) [5, 47], причем объем зольного остатка будет возрастать пропорционально увеличению мощности угольного пласта. Поскольку зола может исполнять роль защитного слоя, перераспределяющего и снижающего нагрузку от обрушенных пород кровли, то целесообразно оценить роль зольного остатка как своеобразного буфера, изменяющего давление пород на трубные ставы.

Таким образом, основная задача эксперимента состояла в установление влияния толщины защитного слоя золы, образуемой при сжигании (газификации) угольного пласта в подземном газогенераторе, на деформируемость и надежность работы трубного коллектора.

Для проведения эксперимента был разработан испытательный стенд, схема которого представлена на рис. 4.1, а общий вид на рис. 4.2. Стенд представлял собой испытательную емкость 1, изготовленную из отрезка электросварной прямошовной трубы (длиной $L_{тр}$ = 300 мм) круглого сечения диаметром $D_{тр}$ = 530 мм с толщиной стенки

$b_{тр}$ = 10 мм. К торцу трубы было приварено основание 2 в виде стальной плиты с размерами 600 × 600 мм и толщиной $b_п$ = 15 мм, для предотвращения деформаций от прилагаемой нагрузки по периметру конструкция была усилена ребрами жесткости 3. Применение достаточно массивных элементов стенда было обусловлено рассчитанными нагрузками от ожидаемого давления.



1 – испытательная емкость; 2 – основание; 3 – ребра жесткости; 4 – трубный став; 5 – зольный остаток; 6 – штамп; 7 – пуансон; 8 – накладка

Рисунок 4.1 – Схема испытательного стенда и размещение приборов для исследования влияния обрушенных пород на деформацию трубного става: а – нагружение става при отсутствии зольного слоя; б – то же в слое золы

Трубный став 4 был представлен отрезком стальной трубы длиной 510 мм, с наружным диаметром 76 мм и толщиной стенки 3,5 мм (натуральные размеры для одного из технологических вариантов). Для размещения трубного става испытательная емкость была оснащена двумя технологическими отверстиями, в которые входил испытуемый отрезок трубы. Технологические отверстия позволяли вывести провода измерительной аппаратуры, размещенной внутри и на стенках испытуемой трубы. Зазор между трубой и стенкой испытательной емкости изолировался накладкой. Испытательная емкость, оснащенная трубным ставом, заполнялась слоем золы 5 (рис. 4.1, 4.3), который

представлял собой натуральный зольный остаток, полученный при сжигании угля.

Рисунок 4.2 – Конструкция испытательного стенда (общий вид)

На слой золы помещали штамп 6, диаметр которого соответствовал внутреннему диаметру испытательной емкости. Конструкция штампа представляла собой стальную плиту толщиной $b_п$ = 15 мм с наваренным пуансоном 7, усиленным ребрами жесткости 3. Оголовок пуансона был снабжен накладкой 8 воспринимающей нагрузку от штока испытательного пресса ИПС – 500. Пресс (ИПС – 500) обеспечивал возможности создания давления в диапазоне от 1 до 500 кН с шагом 5 кН, что позволяло воспроизводить нагружение испытуемого объекта силами, сопоставимыми с фактическими проявлениями горного давления.

а) б)

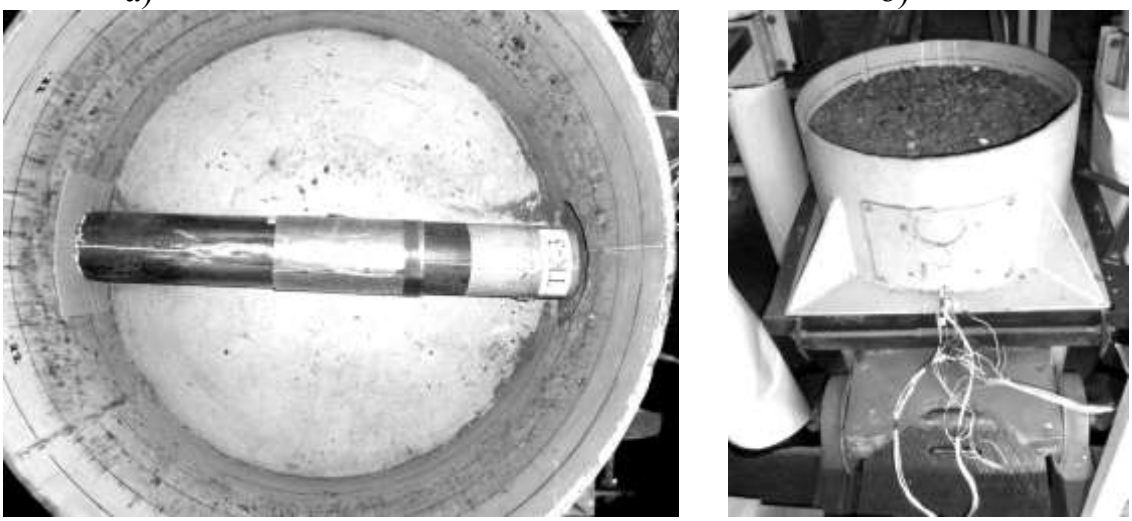
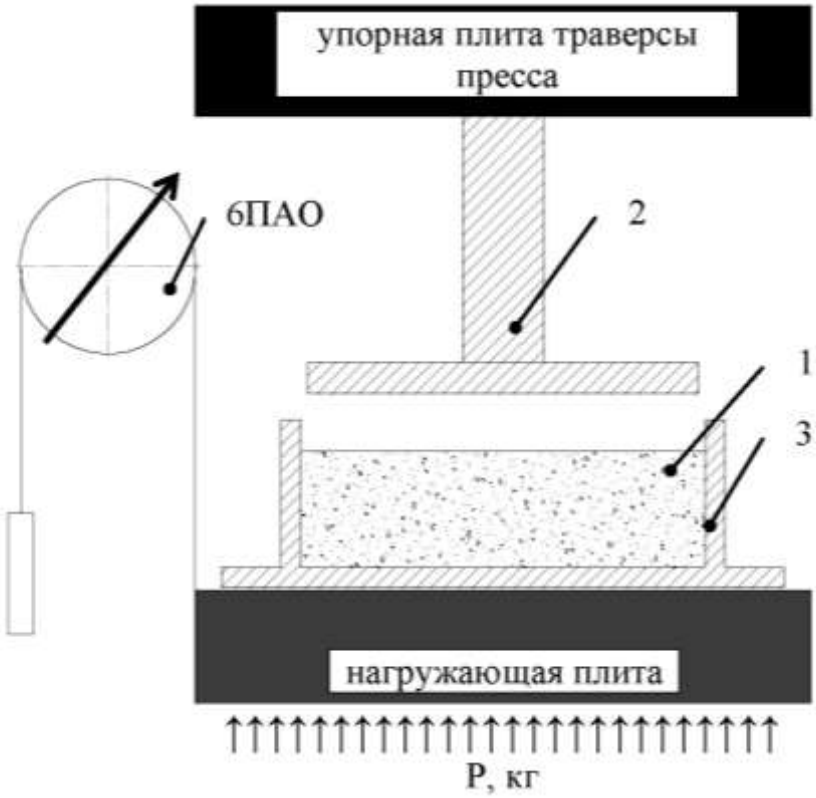


Рисунок 4.3 – Испытательная емкость: а) с размещенным элементом трубного става; б) тоже, заполненная золой

4.2 Методика и приборное обеспечение стендовых испытаний

Методика испытаний заключалась в следующем [69]. Исследовались напряженное состояние и деформации трубного става в зависимости от величины смещений (сжатия) слоя золы под нагрузкой (аналог давления осевших или обрушенных пород кровли). При проведении эксперимента для снижения влажности (начальная – 7,5 %), золу предварительно прокаливали в сушильном шкафу (СНВФ – 4534 / 3), после чего ее влажность не превышала 2 %.

В начальной стадии исследований определялась усадка слоя золы 1 (без трубного става) от нагрузки, создаваемой прессом (П – 10, максимальная нагрузка 10 т), которая передавалась пуансоном 2, слою засыпанному в емкость 3 (усиленную ребрами жесткости) с размерами 20,5×12,5×7,5 и площадью S = 256,3 см^2. Схема к определению усадки слоя золы представлена на рис 4.4, а на рис. 4.5 дан общий вид. Только что насыпанную в емкость золу приминали, после чего восстанавливали исходный слой до заданной толщины, поскольку насыпная плотность ниже, нежели естественно образованная.



1 – слой золы; 2 – пуансон; 3 – емкость

Рисунок 4.4 – Схема к определению усадки золы на прессе П – 10

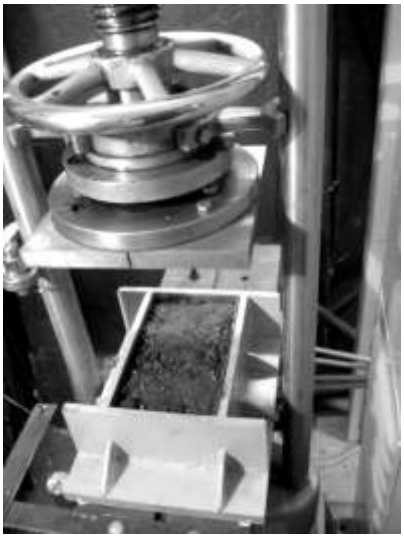


Рисунок 4.5 – Общий вид к определению усадки слоя золы на прессе П – 10

При проведении эксперимента величина исходного слоя золы составляла m = 65 мм, максимальная нагрузка от штока пресса составляла 100 кН, нагрузка действовала на площадь 256,3 см^2. В качестве измерительных инструментов использовался 6ПАО с проволочной связью (прогибомер Н.Н. Аистова с достаточно высоким классом точности, составляющем 0,001 мм), показания нагрузки снимались со шкалы пресса и эталонного динамометра. Для более легкого извлечения спрессованной золы в емкости размещали фальшстенки из жести. Опыты по определению деформации слоя золы под давлением повторялись трижды. Основные результаты исследований приведены в подразделе 4.4.

Следующим этапом методики было испытание трубного става под нагрузкой. Для измерения напряженного состояния металла каждый испытуемый отрезок става оснащался четырьмя тензодатчиками ПКП – 5 (рис. 4.6–а), которые размещали на поверхности трубы попарно на центральных осях (рис. 4.6–б). Для фиксации деформаций сжатия трубного става (по вертикальной оси) внутри трубы размещались индикаторные кольца (тензорезисторные преобразователи перемещений), представляющие собой кольца (диаметром меньшим внутреннего сечения трубного става), которые были изготовлены из полосы марганцовистой стали 65Г шириной 0,8 см (рис. 4.6–в). Достаточно подробное описание методики использования тензорезисторных преобразователей перемещения изложено в работе [70]. Общий вид испытуемого отрезка трубы, оснащенного поверхностными тензодатчиками и индикаторными кольцами, представлен на рис. 4.7.

а) б) в)

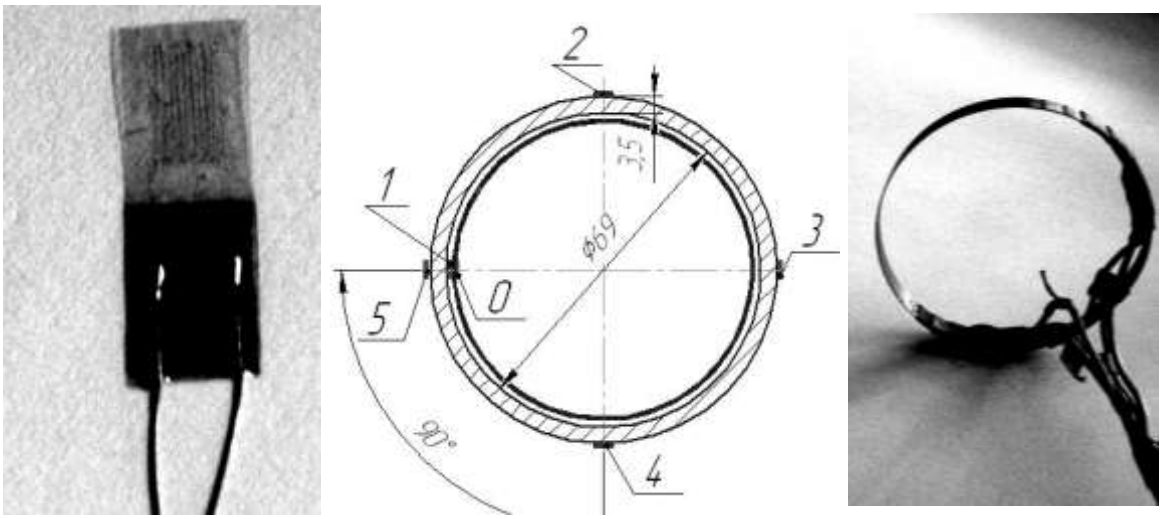


Рисунок 4.6 – Тензорезисторы сопротивления на пленочной основе ПКП – 5 и схема их размещение на трубном ставе и индикаторных кольцах

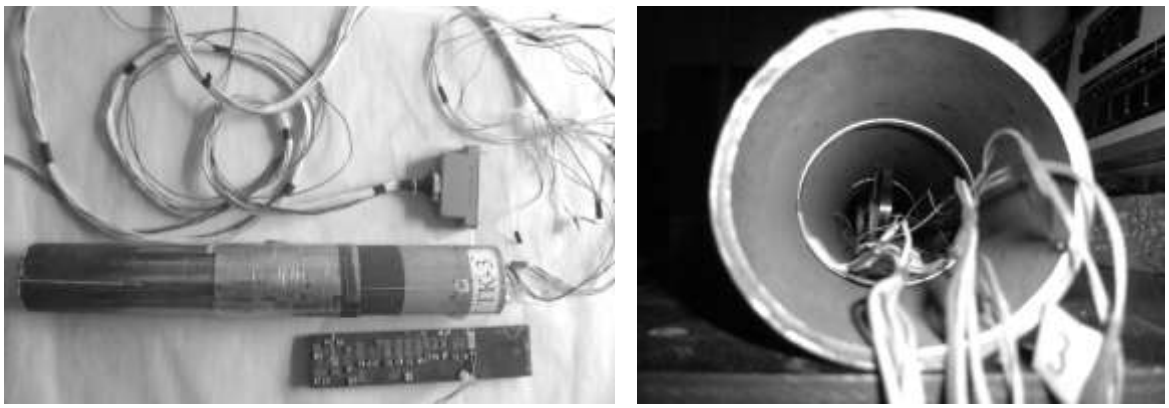
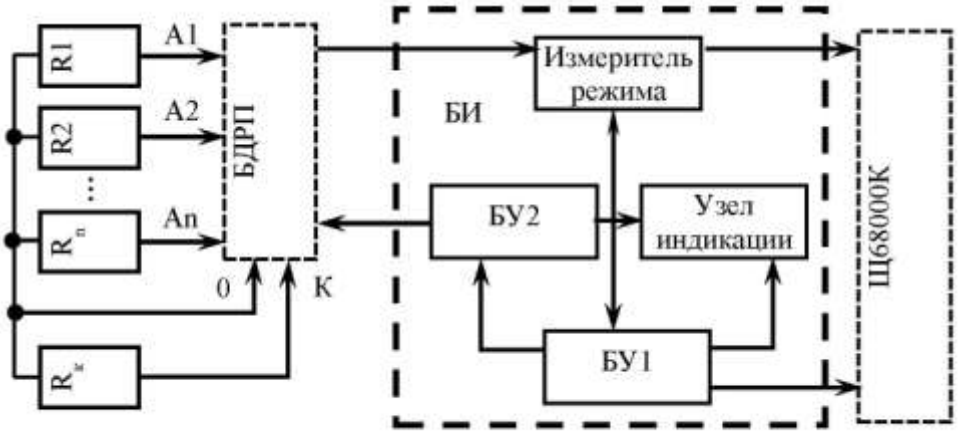


Рисунок 4.7 – Испытуемый отрезок трубы, оснащенный поверхностными тензодатчиками и индикаторными кольцами

Показания всех тензорезисторов регистрировали прибором СИИТ 3. Структурная схема системы представлена на рис. 4.8. Принцип работы системы СИИТ – 3 заключается в следующем. Тензорезисторы, установленные на объекте испытаний (на схеме R1 – R9), соединены со входами блока дистанционного релейного переключения (БДРП), работой которого управляет блок управления системой №2 (БУ 2). Измерительные выходы подключены к блоку измерения (БИ). Измерения осуществляются комбинированным методом. Мостовая измерительная схема в процессе измерения не уравновешивается и напряжение

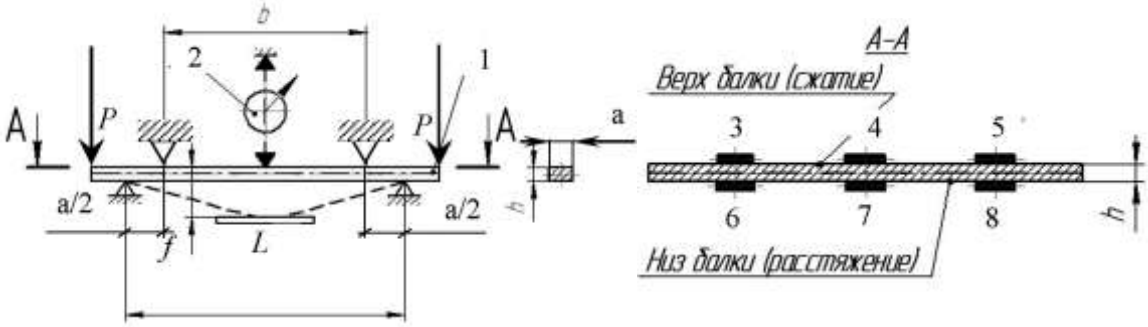
разбалансировки является сигналом, подвергающимся дальнейшей обработке сначала входным преобразователем, использующим метод усиления на несущей частоте, а затем – интегрирующим аналого–цифровым преобразователем. Двоично–десятичные коды измерения и номер канала поступают на соответствующие индикаторы и на блок цифропечати Щ68000К. Взаимную синхронизацию работы измерителя и накопителя осуществляет блок управления БУ 1.



R_1-R_n – активные тензорезисторы; $R_к$ – компенсационный тензорезистор.

Рисунок 4.8 – Структурная схема СИИТ – 3

Величина напряжений на датчиках была получена путем перевода показаний прибора, умноженных на коэффициент тензочувствительности датчиков. Его величина определена экспериментально, путем тарировки на консольной тарировочной балке с постоянным сечением, загруженной силой на свободном конце. Схема тарировочного устройства представлена на рис. 4.9, а его общий вид на рис. 4.10.

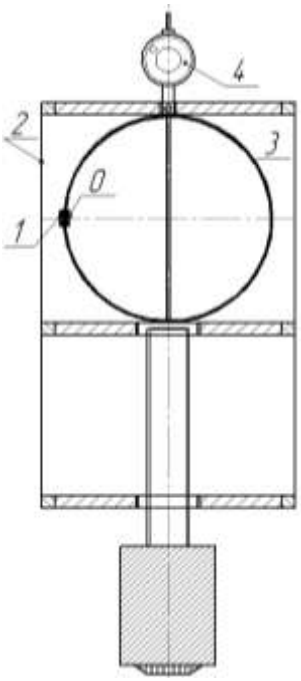


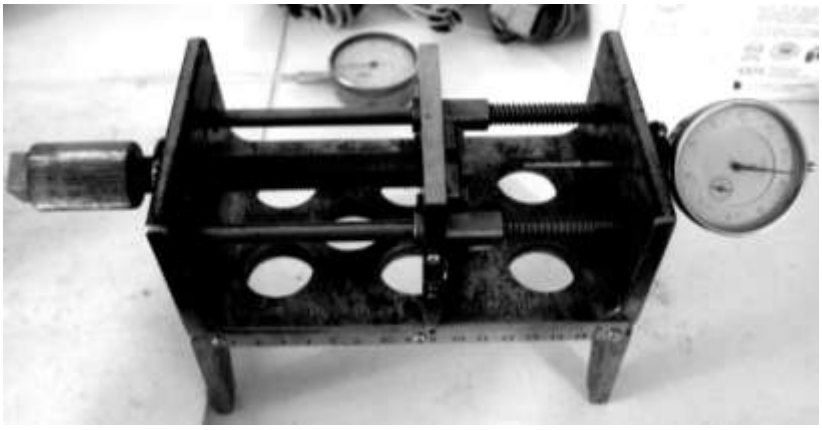
1 – тарировочная балка; 2 – индикатор часового типа ИЧ10 (деформометр для измерения прогиба f); 3–8 – тензорезисторы сопротивления ПКП 5

Рисунок 4.9 – Схема тарировочного устройства и размещения датчиков на тарировочной балке

Рисунок 4.10 – Общий вид устройство для тарировки тензорезисторов сопротивления

Для тарировки индикаторных колец использовалось устройство, разработанное на кафедре «Строительных конструкций» ДонГТУ, позволившее добиться точности индикаторных колец (электромеханических тензометров) 0,01 мм. Схема тарировочного устройства и его общий вид представлены на рис. 4.11. Индикаторные кольца, электрическая схема и схема размещения тензодатчиков на индикаторных кольцах и трубном ставе, представлены рисунками 4.12 и 4.13. Полученные значения показателей заносились в журнал определения технико–метрологических показателей тензорезисторов ПКП–5 и тарировки индикаторных колец.





0 и 1 – тензодатчики; 2 – тарировочное устройство;
3 – индикаторное кольцо;
4 – индикатор часового типа ИЧ – 10

Рисунок 4.11 – Схема тарировочного устройства для индикаторных колец перемещения

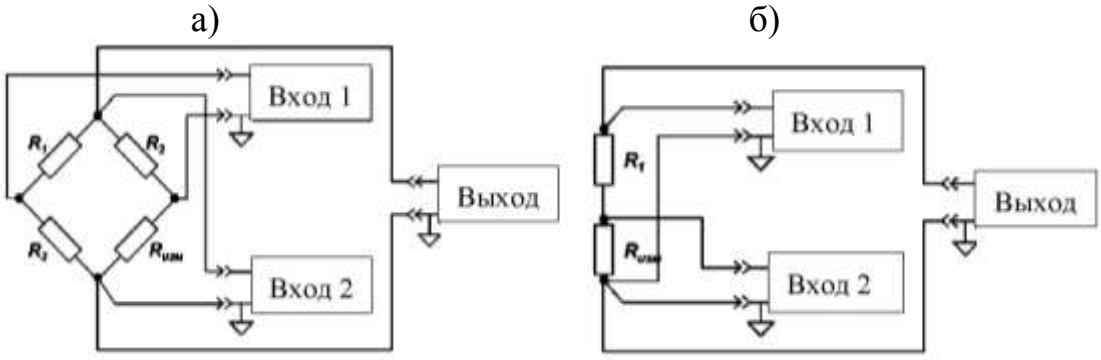


Рисунок 4.12 – Электрическая схема соединения тензорезисторов на индикаторных кольцах: а) мостовая; б) полумостовая

Подготовка и проведение испытаний включали в себя следующие этапы:

- разметка мест наклейки тензорезисторов; зачистка размеченных мест шлифовальной машиной с последующей доводкой шлифовальной шкуркой; обезжиривание и грунтовка зачищенных мест;
- группировка и наклейка тензорезисторов (выполнялась согласно инструкции для принятых типов датчиков клеем БФ – 2);
- коммутация и проверка работоспособности электрических цепей; нагружение образца и съем показаний тензорезисторов в процессе загружения и разгрузки.

Показания фиксировали в лабораторном журнале, как при нагружении, так и при сбросе нагрузки. Все датчики были предварительно тарированы на ожидаемые нагрузки. Смещение (сжатие) слоя золы в стендовой емкости под действием давления на штамп, измеряли прогибомером 6ПАО, который взаимодействовал посредством проволочной связи с закрепленным на штампе рычагом. Давление от штока пресса ИПС – 500 (рис. 4.13) передавалось на оголовок штампа и фиксировалось на шкале пресса, а также на промежуточном эталонном динамометре ДС – 5.

После проведения испытания и высвобождения отрезка трубы штангенциркулем измерялась величина изменения диаметра трубы на участке запредельного прогиба, что с учетом информации о соответствующем давлении позволило дополнительно характеризовать варианты нагружения.

Для анализа влияния толщины зольного слоя на напряженно–деформируемое состояние трубы сравнивались показания при трех вариантах заполнения испытательной емкости золой:

– первый уровень – 90 мм (превышение толщины зольного слоя над диаметром трубы – 14 мм);

– второй уровень – 150 мм (превышение – 74 мм);

– третий уровень – 225 мм (превышение – 149 мм).

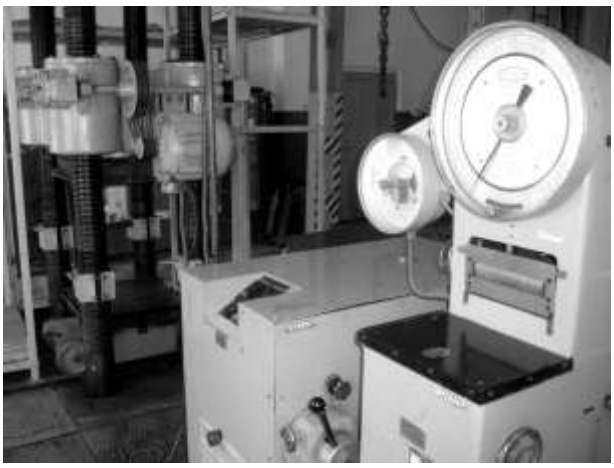


Рисунок 4.13 – Испытательный пресс ИПС – 500

Принятые толщины защитного слоя золы обусловлены наиболее характерными средними значениями зольности угольных пластов Донбасса, которые были сгруппированы по трем принятым категориям. Толщина засыпки контролировалась щупом и измерительной линейкой. При каждом испытании использовался новый отрезок трубы, и производилось заполнение испытательной емкости золой. Испытания каждого случая повторялись не менее 3–х раз (рассогласование данных не превысило 12 %).

В процессе нагружения фиксировалось давление пресса на штамп, смещение штампа под нагрузкой (сжатие золы), показания датчиков на поверхности и внутри трубы. Полученные данные в последствии обрабатывались с помощью программы Microsoft Office Excel и наносились на соответствующие графики. Для выявления величины деформаций сжатия, замеренные показания сопротивления датчиков были пересчитаны в линейные размеры прогиба трубы.

4.3 Результаты стендовых испытаний трубного става

Результатом исследований первого этапа было определение усадки золы (без трубного става) от нагрузки в 100 кН приложенной к площади 256,3 см^2, что соответствует давлению 390 Н/см^2. Как показали испытания, толщина слоя золы уменьшилась в предельном значении нагрузки на 2,6 см (от 6 до 3,9 см). В процентном соотношении усадка золы составила 40,3 % (рис. 4.14). Полученные значения позволили оценить динамику усадки, принять обоснованное решение о размерах испытуемой емкости (высоте стенок) и минимально допустимой толщине зольного слоя над трубным ставом.

Следующим этапом было испытание трубного става в емкости не заполненной золой (см. рис 4.1–а), что позволило сравнить уровень

допустимых нагрузок при отсутствии и наличии зольного слоя и оценить его защитные свойства. Испытания показали, что деформация трубного става наступает практически сразу при приложении нагрузки, что связано с концентрацией нагрузки на узких участках контакта нагружающей плиты и основания с трубным ставом (случай сосредоточенных нагрузок). Усредненный график деформации трубного става без защитного слоя золы представлен на рис. 4.15. Было проведено три независимых испытания, причем полученные рассогласования значений не превысили 12 %.

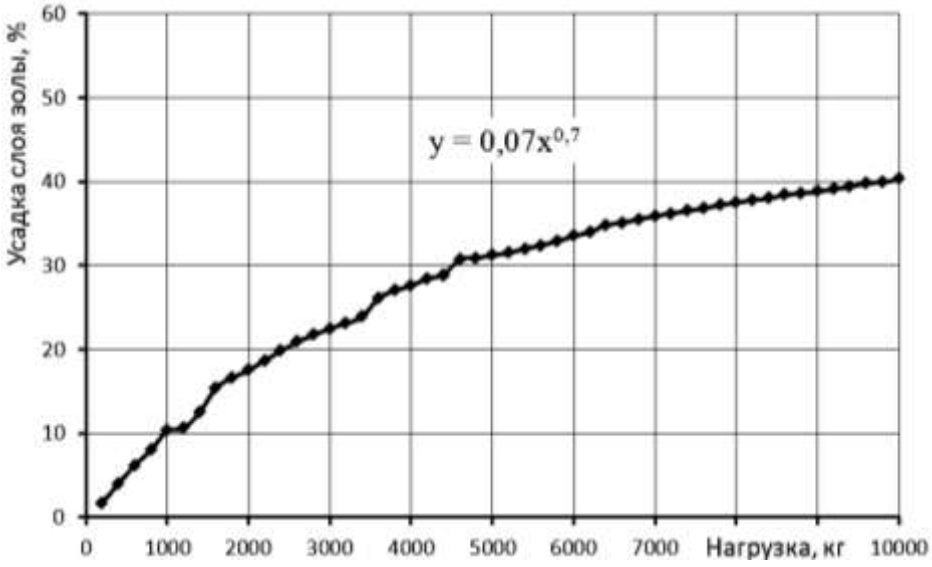


Рисунок 4.14 – Усадка слоя золы в процентном соотношении

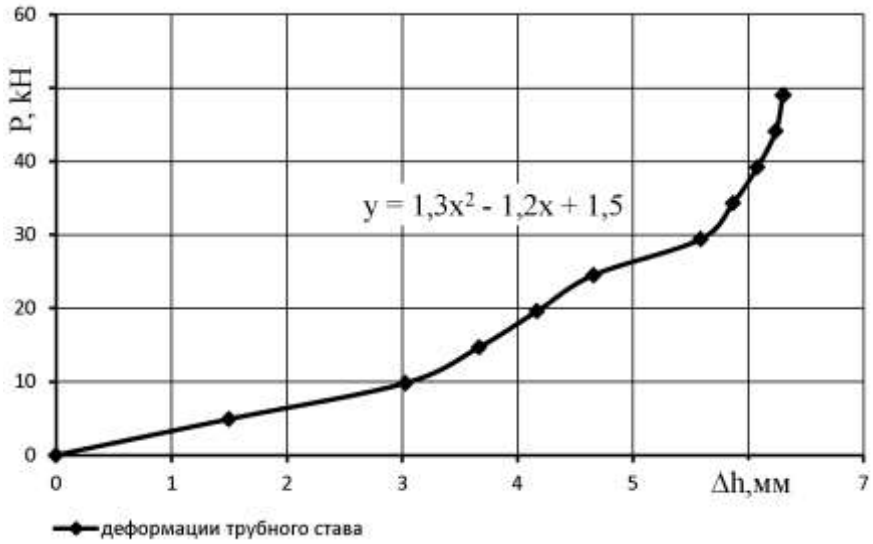
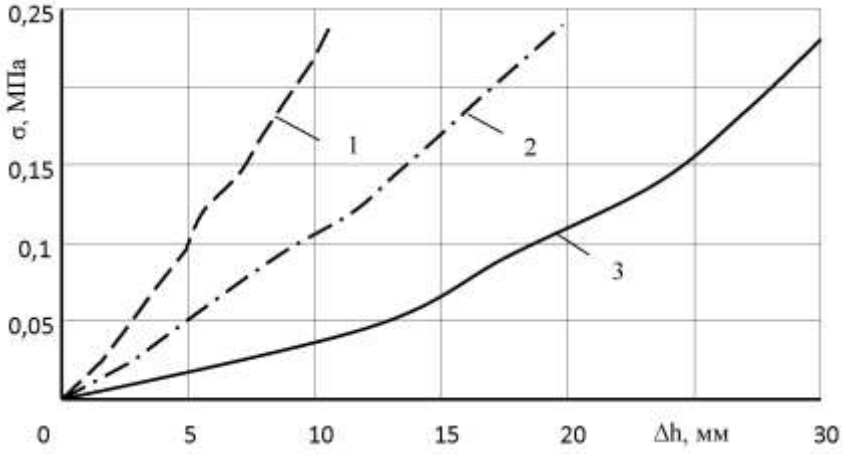


Рисунок 4.15 – Деформация трубного става, не защищенного слоем золы

Обобщенные результаты нагружения трубных ставов в зольном слое различной толщины приведены на рис. 4.16, 4.17 [71]. На рисунке 5.16 показаны графики смещений (сжатия) различных слоев золы под нарастающим давлением пресса.



1 – мощность слоя золы: 1 – 90 мм; 2 – 150 мм; 3 – 225 мм

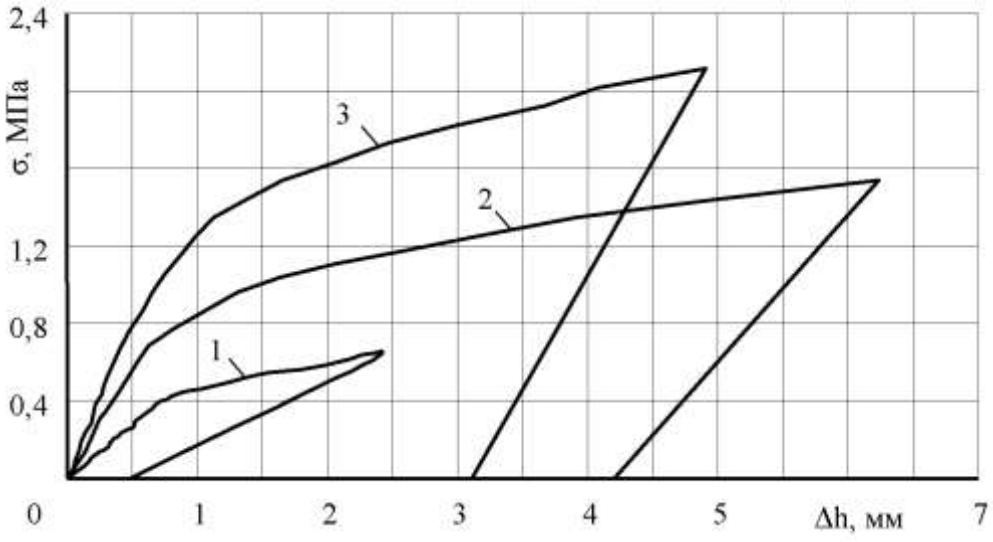
Рисунок 4.16 – Уплотнение (сжатие) зольных слоев в испытуемой емкости при наличии трубного става

Как и следовало ожидать, чем больше толщина зольного слоя, тем большую усадку (смещение) он испытывает под давлением, оказывая при этом возрастающее защитное воздействие на трубу (за счет перераспределения нагрузки и всестороннего обжатия трубного става, а также уплотнения и трения частиц золы). Как видно из графиков, при давлении 0,2 МПа (нагрузка пресса на штамп составила около 50 кН) смещения слоя при толщине 90 мм составили 9 мм, при толщине 150 мм – 17 мм, при толщине 225 мм – 28 мм. Таким образом, увеличение толщины зольного слоя в 1,7 раза ведет к росту смещений в 1,9 раза, а при увеличении толщины в 2,5 раза – смещения возрастают в 3,1 раза. При увеличении нагрузок до 0,5 МПа и более (график не приведен) эта пропорция в значительной степени сохранялась. Отношение смещений к толщине зольного слоя (на уровне давлений порядка 0,2 МПа) свидетельствует, что с увеличением толщины зольного слоя наблюдается дополнительный рост его защитных свойств, причем он в 1,12 – 1,24 раза опережает увеличение толщины.

На рис. 4.17 показаны графики деформаций (прогибов) отрезков трубного става в зависимости от нагружения при различной толщине защитного слоя золы, а также при разгрузке от давления.

При сравнении показателей нагружения трубного става без золы и с наличием зольного слоя, можно констатировать, что несущая

способность трубы в защитном слое возрастает в 10 и более раз (в зависимости от толщины слоя). Как видно из графиков, упругая стадия работы металла переходила в упруго–пластическую стадию при деформациях 0,7 – 1 мм, о чем свидетельствуют характерные изломы графиков. Поведение металла при разгрузке от давления (при прогибах стенки от 2,5 до 6 мм) свидетельствует, что деформации возврата лишь частично восстанавливали первоначальный диаметр трубы, что свидетельствует о работе материала в упруго–пластической стадии. Поэтому для сравнительного анализа графиков была принята величина прогиба 0,8 мм, как граница упругой зоны работы.



1 – толщина зольного слоя 90 мм; 2 – 150 мм; 3 – 225 мм

Рисунок 4.17 – Вертикальные деформации и разгрузка отрезка трубного става

Анализ графиков позволяет заключить, что несущая способность отрезка трубного става существенно возрастает с увеличением защитного слоя золы. Так при его толщине 90 мм (кривая 1) потеря упругости трубы наблюдается при давлении около 0,41 МПа, при этом смещения золы оказались в пределах 12 мм, т.е. штамп не вошел в непосредственный контакт с трубой. При толщине защитного слоя 150 мм (кривая 2) предельное давление в упругой стадии составило около 0,8 МПа, а при толщине 225 мм (кривая 3) – 1,1 МПа. Таким образом, увеличение толщины слоя золы с 90 до 150 мм позволило трубе воспринять почти двукратное увеличение нагрузки, а изменение толщины слоя от 90 до 225 мм позволило увеличить несущую способность трубы в 2,7 раза. Примечательно, что и в упруго–пластической стадии примерно сохраняются те же соотношения.

Показания, которые были сняты с тензодатчиков, размещенных на поверхности испытуемых отрезков труб, показали следующее. Часть датчиков в процессе нагружений вышла из строя, причем максимальный уровень допустимого давления на штамп не превысил 0,23 МПа. Непосредственное касание поверхности датчиков с зольными фракциями различных размеров и их смещения в ходе проведения экспериментов приводили к неоднозначным изменениям регистрируемых значений. Наиболее стабильные показатели давали лишь верхние датчики, размещенные на вертикальной оси. Усредненные значения действующих в поверхностных слоях металла (в вершине свода трубы) сжимающих напряжений при давлении на штамп 0,23 МПа выглядят следующим образом: при толщине зольного слоя 90 мм – значение напряжений (в условных единицах) составило 96 ед., при толщине 150 мм – 64 ед., при толщине 225 мм – 50 ед. Прослеживается закономерность снижения напряженного состояния металла при увеличении толщины защитного слоя золы, однако в количественном отношении полученный эффект несколько ниже (приблизительно на 30%), чем в случае фиксации деформаций (прогибов) трубы.

Таким образом, проведенные испытания позволяют заключить, что зольный слой, образованный в результате газификации угольного пласта, является надежной защитой для размещенного на подошве пласта трубного коллектора и предотвращает его разрушение от давления обрушенных пород кровли. Превышение толщины слоя золы над диаметром трубного става уже на 3…5 см обеспечивает надежную работу теплоотдающей системы. Следует отметить, что внутреннее давление перегретой воды в трубном ставе (минимум 5 атм., что соответствует температуре T = 150 °C) идет в запас прочности системы и способствует ее работоспособности при отклонении прогнозируемых значений горного давления и толщины защитного слоя.

5 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ПОДЗЕМНОМ ГАЗОГЕНЕРАТОРЕ

5.1 Моделирование процесса теплообмена трубного става и высокотемпературной среды подземного газогенератора

5.1.1 Схема испытательного стенда и методика исследований

С целью исследования работоспособности новых способов утилизации тепловой энергии, использующих циркуляцию жидкого теплоносителя по трубным ставам, было проведено физическое моделирование процесса теплообмена [72], определены параметры теплоносителя (расход, температура) в зависимости от характеристик температурного поля в подземном газогенераторе [73, 74].

Для решения поставленных задач был разработан лабораторный стенд (рис. 5.1), в котором соотношение диаметров трубных ставов натуры и модели составляло 1:10. Стенд состоит из следующих основных элементов: трубный став 1; питательная сеть (источник воды) 2; мерная колба 3 (для замера расхода воды); нагревательный модуль 4; датчик температуры 5, размещенный в зоне нагрева; термометры 6 и 7, регистрирующие температуру воды соответственно перед зоной нагрева и за ней.

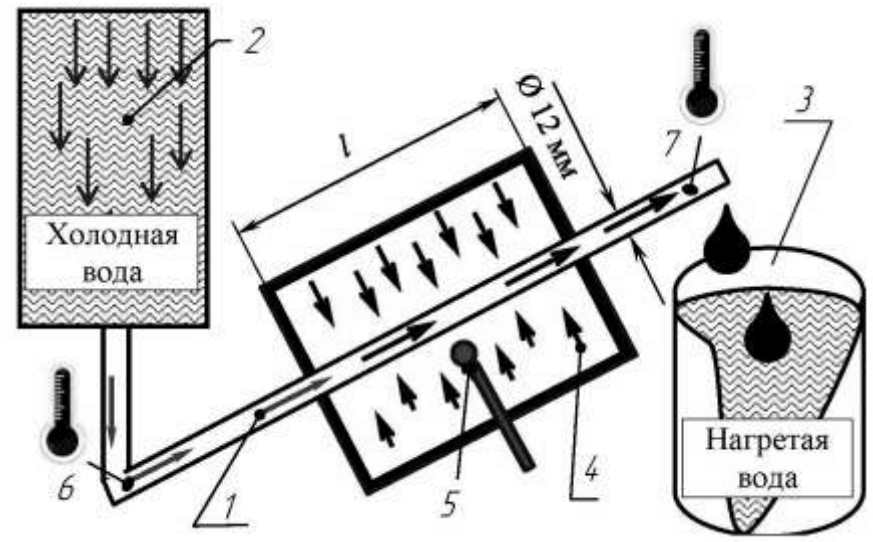
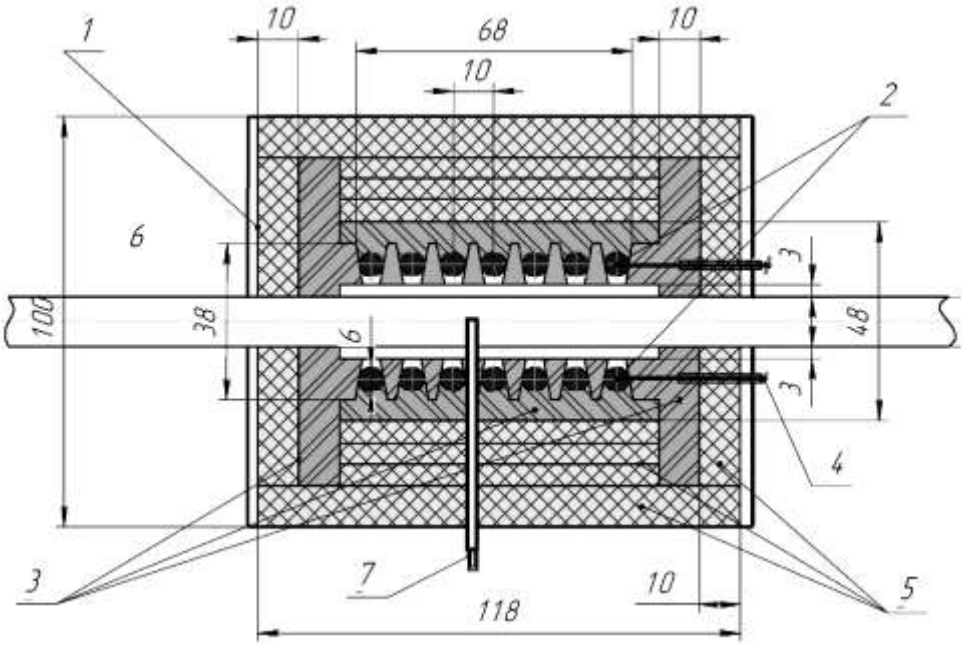


Рисунок 5.1 – Схема стенда для проведения физического моделирования теплообмена

Детальная конструкция и основные размеры нагревательного модуля, создающего высокотемпературную среду, показана на рис. 5.2. Модуль состоит из цилиндрической емкости 1 (100 × 118 мм), в которой

находится электрическая нагревательная спираль 2 (диаметром ø 6 мм и сопротивлением $R_{сп}$ = 80 Ом). При этом размер распространения теплового поля (зоны нагрева) составлял 100 мм (количество витков на трубе 10 шт.). Нагревательный элемент был отделен от модели трубного става диэлектрическим изолятором 3 выполненным из керамики.

Напряжение подавалось на клеммы 4. В качестве источника питания использовался лабораторный электрощит (ЩЭ) мощностью 240 В. Дополнительно между внутренней стенкой емкости и нагревательным элементом была установлена прокладка 5 из асбестовой ткани, предотвращающая утечки тепла и непредвиденное замыкание на корпус. Через стенку емкости к нагревательному элементу и трубному ставу 6 проложен канал 7 (керамическая трубка), предназначенный для пропускания по нему хромель – копелевой термопары (температурный диапазон 0 – 1100 °С в длительном режиме), для измерения температуры внутренней среды нагрева.



1 – цилиндрическая емкость; 2 – электрический нагревательный элемент; 3 – керамический изолятор; 4 – клеммы; 5 – асбестовая прокладка; 6 – трубный став; 7 – керамическая трубка

Рисунок 5.2 – Конструкция нагревательного модуля создающего высокотемпературную среду на участке трубного става

Модель трубного става представлена металлической трубкой из нержавеющей стали наружным диаметром ø 12 мм, толщиной стенки 0,4 мм и общей длинной 584 мм. Став посредством гибкого шланга подключен к питательной сети для подачи воды, ее температура на

входе в модель составляла 9 – 10 °С. Для замера расхода воды использовался хронометр и мерная колба объемом 250 мл. Для замера температуры теплоносителя на выходе использовалась дополнительная хромель – копелевая термопара, показания которой дублировались спиртовым термометром.

Методика проведения испытаний на лабораторном стенде заключалась в следующем. По трубному ставу подавалась холодная вода, температура и расход которой фиксировались. После стабилизации расхода воды и достижения заданных температур нагревательного элемента на контрольной термопаре и термометре снимались показания температуры теплоносителя. В качестве прибора, считывающего показания с термопар, использовался мульти–функциональный прибор DT – 838 (Digital Multimeter). Скорость подачи теплоносителя регулировалась объемом подачи в единицу времени, в качестве измерителей использовалась мерная колба и хронометр. Температура зоны нагрева, в которой осуществлялся теплообмен, регулировалась посредством изменения напряжения на клеммах лабораторного электрического щита (ЩЭ). Результаты замеров фиксировались в лабораторном журнале.

Обработка результатов измерений проводилась по общепринятым методикам [75]. Для снижения трудоемкости и времени, при обработке полученных данных, использовались программные комплексы: Microsoft Word, Exsel и Mathcad.

Таким образом, была разработана модель, отражающая процесс утилизации тепла подземного газогенератора с помощью теплоносителя, циркулирующего в трубном ставе.

5.1.2 Результаты лабораторных исследований и их обработка

При измерении выходных параметров лабораторной модели теплообмена трубного става и высокотемпературной зоны горения пласта, основными влияющими факторами является: Q – расход теплоносителя в единицу времени, который изменялся в промежутке от 100 до 200 мл/мин; T – температура зоны теплообмена, минимальная составляла 362 °С, а максимальная – 547 °С; L – размер (длина) участка теплообмена, которая была постоянной и равной 0,1 м. Для определения степени влияния этих факторов, был задействован способ планирования двухфакторного эксперимента с учетом взаимовлияния факторов [75]. Так как скорость движения теплоносителя и геометрические размеры трубного става объединены расходом воды, то можно варьировать только два фактора: расход теплоносителя и внешнюю температуру зоны теплообмена, что обеспечило полный двухфакторный

эксперимент. В ходе проведения эксперимента управляли следующими параметрами: расходом воды для заданного диаметра и длины трубопровода, а так же – температурой нагрева вокруг трубного става на фиксированном участке теплообмена.

Основной целью регрессионного анализа являлось получение по результатам активного эксперимента модели, адекватно описывающей процесс теплообмена трубного става и высокотемпературной среды подземного газогенератора. В ходе эксперимента соблюдались следующие требования: проведение эксперимента – строго соответствовало выбранному случайному порядку, а установка уровней факторов X_i проводилась в соответствии с теоретическими предпосылками регрессионного анализа; для обеспечения точности результатов измерения выхода Y (факторного пространства) проводилась серия из 6 опытов.

Из таблицы видно, что каждому влияющему фактору соответствует код, так X_1 это температура зоны нагрева, которая принимает минимальное (–1) и максимальное свое значение (+1), под X_2 понимается расход теплоносителя в ед. времени, который так же имеет минимальное (–1) и максимальное значение (+1). Матрица эксперимента построена таким образом, что в ней присутствуют все сочетания факторов X_1 и X_2, а также учитывается взаимовлияние расхода теплоносителя и температуры среды X_1X_2. Центром плана эксперимента является X_0. Средние значения температуры (в высокотемпературной среде X_0) составляло T = 455 °С и соответственно расхода Q = 150 мл / мин, а изменение температуры с начальной на конечную ΔT = 6 °С. Результатом измерений температуры Y до зоны нагрева и после нее получена разность температур ΔT, °С начальной и конечной температуры воды Исходя из принципа планирования эксперимента для проведения двухфакторного эксперимента потребовалось проведение четырех опытов.

В ходе обработки результатов эксперимента вычислялись среднее значение выходной величины (температуры теплоносителя) и ее оценка (дисперсия). Найденные таким образом построчные дисперсии использовались для проверки воспроизводимости опытов, заключающейся в оценке однородности построчных дисперсий. Результаты, полученные в ходе исследования и матрица эксперимента, приведены в таблице 5.1.

Обработка результатов эксперимента также показала, что все значения коэффициентов в уравнении регрессии являются статистически значимыми, а полученная модель описывающая процесс теплообмена теплоотдающей скважины и высокотемпературной среды адекватна исследуемому объекту.

Таблица 5.1 – Результаты двухфакторного эксперимента с учетом взаимовлияния

№	Наименование фактора						Изменение температуры воды на выходе из модели Δt, °C						Средняя температура	Дисперсия
	X_0	X_1		X_2		X_1X_2								
	Центр плана эксперимента	Расход теплоносителя Q, мл / мин		Температура зоны нагрева $T_{з.н}$, °C		Взаимовлияние факторов Q $T_{з.н}$	Δy_{1i}	Δy_{2i}	Δy_{3i}	Δy_{4i}	Δy_{5i}	Δy_{6i}	$\Delta \overline{y}_i$	$S^2\{yi\}$
1	+1	+1	200	–1	362	–1	2	2	2	3	2	2	2.16	0.2
2	+1	+1	200	+1	547	+1	3	4	5	5	5	5	4,5	0,7
3	+1	–1	100	+1	547	–1	21	21	20	20	20	19	20.16	0.6
4	+1	–1	100	–1	362	+1	3	3	3	3	4	5	3.5	0.7

Так как факторы имеют небольшой разброс, была принята линейная математическая модель процесса в виде уравнения:

$$ó = b_0 \cdot x_0 + b_1 \cdot x_1 + b_2 \cdot x_2 + b_{12} \cdot x_1 \cdot x_2,$$

где x_1 – температура окружающей среды, град. C;

x_2 – расход теплоносителя, мл / мин.

По результатам полного факторного эксперимента с учетом взаимовлияния управляемых факторов, приведенных в таблице 1, были определены неизвестные коэффициенты модели и получена математическая модель, описывающая влияние температуры окружающей среды и расхода теплоносителя на изменение температуры воды, которая приняла вид:

$$\Delta t = 7.58 - 4.25Q + 4.75T_{ç.í} - 3.58QT \ .$$

Коэффициенты при независимых переменных указывают удельный вес влияния исследуемых факторов. Так как в нашем случае эти коэффициенты близки по величине, то можно сделать вывод, что температура зоны теплообмена и расход теплоносителя оказали схожее (хотя и противоположно направленное) влияние на процесс нагрева воды. Знак перед коэффициентом показывает направление влияния фактора. Как видим, удельный вес температурного фактора оказывается в 1,12 раза выше влияния фактора расхода воды. Полученная модель приведена на рис. 5.3.

По результатам исследований были получены зависимости отражающие влияние температуры зоны нагрева рис. 5.4 и расхода воды рис.5. 5 на тепловые характеристики теплоносителя Δt, °C.

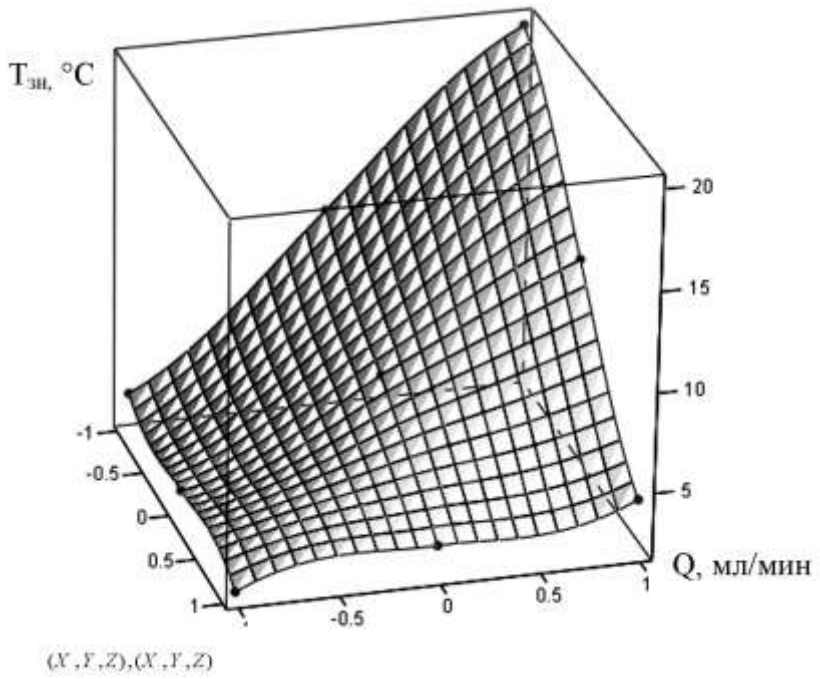


Рисунок 5.3 – Модель изменения температуры теплоносителя от расхода воды и температуры среды

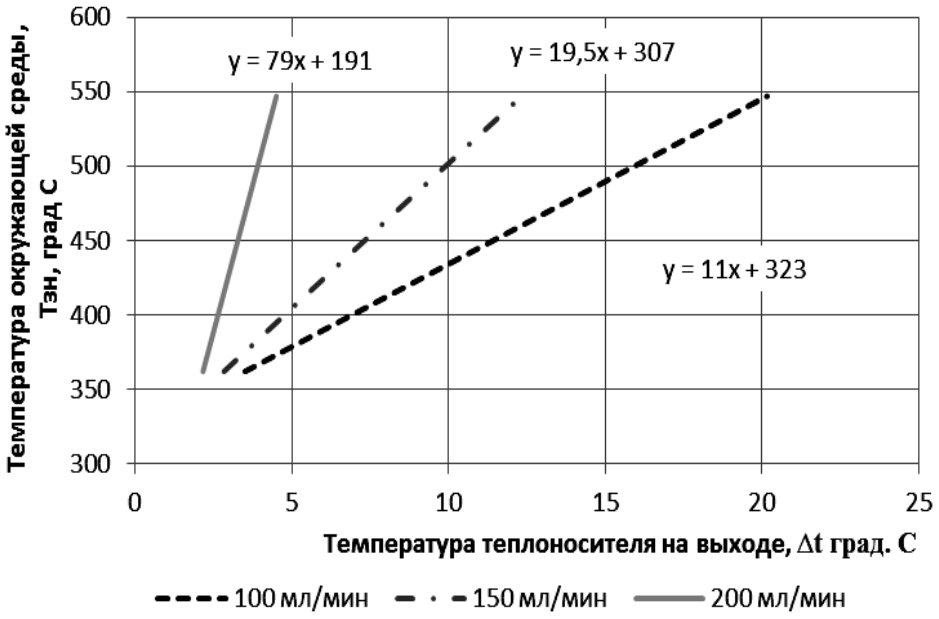


Рисунок 5.4 – Графики изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры зоны нагрева

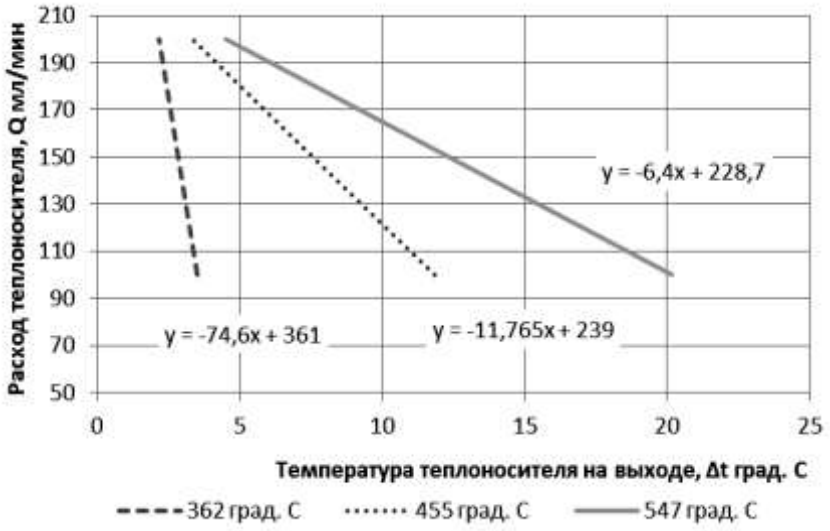


Рисунок 5.5 – Графики изменения температуры теплоносителя в зависимости от расхода теплоносителя

Как видно из графиков, прохождение жидкого теплоносителя (воды) по трубному ставу ø 12 мм в высокотемпературной зоне нагрева размером 100 мм приводит к повышению температуры воды на 4 – 12 °С в зависимости от принятых расходов (скорости движения) теплоносителя, которая изменяется от 0,1 до 0,2 л/мин. При этом увеличение расхода (скорости подачи) теплоносителя в 2 раза, привело к сокращению температуры на выходе почти в 3 раза. Это позволяет заключить, что расход (скорость движения) теплоносителя является наиболее эффективным фактором управления технологическими характеристиками процесса утилизации тепловой энергии. Не смотря на то, что фактор температуры зоны нагрева оказывает не менее важное влияние, управлять им в реальных условиях подземного газогенератора значительно сложнее: подача окислителя осуществляется на большой объем выгазованного пространства, что сокращает возможности управления скоростью химических реакций в различных зонах.

Перевод полученных значений от модели к натуре (где площадь температурного контакта выше в 100 раз, объем подачи в 1000 раз, а ламинарный режим движения теплоносителя сменяется турбулентным) показывает, что при расходе 0,1 м^3/мин температура нагрева на метровом участке трубного става ø 0,12 м составит около 10 °С. При снижении на порядок расхода воды (скорости подачи) нагрев даст 100 °С на 1 м трубы при этом скорость движения теплоносителя по трубе составит около 2 см / с. Таким образом, в зависимости от фактических размеров высокотемпературной зоны (определению которых посвящены подразделы 5.2, 5.3) возможно варьировать

температуру нагрева от 10 до 100 °С на одном погонном метре трубного става, изменяя расход теплоносителя (скорость от 20 до 2 см / с).

Таким образом, моделирование процесса теплообмена доказывает практическую осуществимость разработанного способа утилизации тепловой энергии образованной при подземной газификации угля, позволяет получить приближенные значения технологических параметров (температура и расход теплоносителя в зависимости от размера участка теплообмена и характеристик теплового поля) и оценить степень влияния основных факторов. Особое значение при определении технологических параметров разработанных способов получает размер участка продуктивного теплообмена, что требует исследования теплового поля подземного газогенератора.

5.2 Исследования распределения температурного поля методом электрогидродинамических аналогий (ЭГДА)

5.2.1 Постановка задачи и методика моделирования

К настоящему времени был проведен ряд исследований, направленных на изучение температурного режима подземного газогенератора. Их целью было определение температуры в очаге горения пласта для уточнения характеристик процесса газификации угля (химизма протекающих реакций), а также оценки устойчивости раскаленных пород вмещающих угольный пласт [29, 30, 67, 76]. Кроме того, ранее моделировались задачи распространения тепла в породный массив, которые доказали существенные потери тепловой энергии на бесполезный разогрев пород и выявила зоны распределения температур в породном массиве [29, 77].

Разработанные в ДонГТУ способы утилизации тепловой энергии (см. подраздел 3) предполагают отбор тепла в непосредственной близости от огневого забоя угольного пласта, что потребовало постановки новой исследовательской задачи – выявления закономерностей распределения теплового поля в выгазованном пространстве подземного газогенератора и определения размеров высокотемпературной зоны ($T \geq 300$ °С) между огневым забоем и обрушенными породами кровли пласта. Показатель нижней границы участка продуктивного теплообмена соответствовал 300 °С, что обусловлено параметрами необходимой температуры теплоносителя (150 – 250 °С), используемого на гидропаровых турбинах для производства электроэнергии (с учетом возможных тепловых потерь при его транспортировании).

Для обоснования параметров модели рассмотрим явления,

происходящие при термохимической переработке угольного пласта на месте его залегания. При сгорании угля в толще пород между кровлей и почвой выгазованного пласта образуется высокотемпературное, наполненное газами пространство, причем размер высокотемпературной зоны в значительной степени зависит от физико–механических свойств пород (в первую очередь их теплопроводности), а также от мощности пласта, теплотворных характеристик угля, температуры огневого забоя, размеров газогенератора и стадии его работы.

В качестве объекта исследования примем модель, имитирующую процессы теплообмена, происходящие в газовоздушном пространстве, образовавшемся после выгорания угольного пласта, до момента обрушения непосредственной кровли. Исследуемым фактором будет расстояние, на которое высокотемпературное поле будет распространяться в газовоздушной среде подземного газогенератора в зависимости от влияющих факторов. Чтобы свести задачу к плоской, исследования будем рассматривать в плоскости, проходящей по линии падения угольного пласта.

Модель (рис. 5.6), представляет собой очаг горения 2, угольного пласта 1 мощностью m, расположенного в породном массиве 5. Задача моделирования состоит в установлении закономерностей распределения тепла в газовоздушном пространстве 3 подземного газогенератора, которое образуется после выгорания угольного пласта 1, до зоны обрушенных пород 4.

Принятая модель характеризуется важными параметрами, влияющими на распределение тепла в газовоздушном пространстве – температурой огневого забоя, мощностью угольного пласта m и расстоянием до зоны обрушения непосредственной кровли. Для удобства и наглядности отображения полученных результатов будем пользоваться приведенным расстоянием *r*, которое выражается отношением:

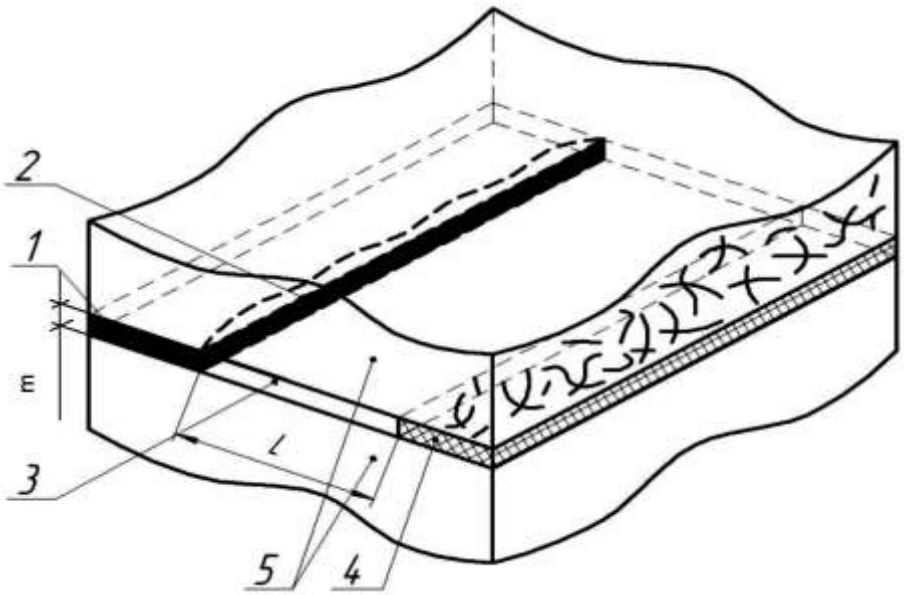
$$r = x/m, \qquad (5.1)$$

где x – расстояние от очага горения до зоны, в которой производится определение температуры, м ($0 \le x \le L$);

m – мощность угольного пласта, м.

Наиболее простым и доступным способом моделирования поставленной задачи представляется метод ЭГДА [72, 78, 79]. Он получил широкое распространение как замена решения сложных систем дифференциальных уравнений; отличается простотой осуществления,

наглядностью и достаточной точностью получаемых результатов. Метод основан на аналогии между стационарным движением электрического тока в токопроводящей среде и процессами, протекающими при теплообмене очага горения угольного пласта с газовоздушной средой подземного газогенератора. Оба эти явления описываются одинаковыми дифференциальными уравнениями.



1 – угольный пласт; 2 – очаг горения; 3 – газовоздушное пространство; 4 – зона обрушенных пород; 5 – породы вмещающие газогенератор

Рисунок 5.6 – Модель, отражающая процесс формирования высокотемпературного поля при подземной газификации угля

Для построения моделей методом ЭГДА применяют различные электропроводные материалы: станиоль, электролиты жидкие и желеобразные (агар–агара), смесь мраморной крошки с графитом, электропроводные лаки и краски, электропроводный картон и бумагу. Наиболее распространенными материалами в настоящее время являются электролиты и электропроводная бумага (ЭПБ). Последняя легко подвергается механической обработке, сохраняет постоянное сопротивление во времени, что позволяет существенно упростить схему прибора ЭГДА и, собственно, технику моделирования задачи. Несмотря на отдельные недостатки моделирования на ЭПБ (невозможность моделирования трехмерных задач, сложность отображения различных сред на одной модели и др.), нами в качестве материала модели нами принята электропроводная бумага. Это дало возможность заменить определение температуры среды непосредственным измерением

электрического потенциала на модели, что оказывается возможным благодаря математической аналогии между стационарным движением электрического тока в проводящей среде и стационарным распространением тепла.

Рассмотрим аналогию указанных выше процессов для плоскости (двухмерная задача, позволяющая упростить ход решения). В этом случае процессы описываются следующими уравнениями [78].

Для электрических полей:
уравнение движения

$$\frac{\partial}{\partial x_1}\left(\sigma_{x,y}\frac{\partial u}{\partial x_1}\right)+\frac{\partial}{\partial y_1}\left(\sigma_{x,y}\frac{\partial u}{\partial y_1}\right)=0; \qquad (5.2)$$

уравнение неразрывности

$$\frac{\partial j_x}{\partial x_1}+\frac{\partial j_y}{\partial y_1}=0. \qquad (5.3)$$

Для распространения тепла в газе:
уравнение движения

$$\frac{\partial}{\partial x_1}\left(\lambda_{x,y}\frac{\partial t}{\partial x_1}\right)+\frac{\partial}{\partial y_1}\left(\lambda_{x,y}\frac{\partial t}{\partial y_1}\right)=0; \qquad (5.4)$$

уравнение неразрывности

$$\frac{\partial q_x}{\partial x_1}+\frac{\partial q_y}{\partial y_1}=0; \qquad (5.5)$$

где u – электрический потенциал;
σ – электропроводность материала;
t – температура;
λ – коэффициент теплопроводности;
j – компоненты плотности тока;
q – компоненты теплового потока;
x, y – координаты поверхности.

Если среды однородные, то коэффициенты электропроводности и теплопроводности будут постоянными. В этом случае вместо вышеизложенных уравнений получим уравнения Лапласа:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x_1^2}+\frac{\partial^2 u}{\partial y_1^2}=0; \qquad \frac{\partial^2 t}{\partial x_2^2}+\frac{\partial^2 t}{\partial y_2^2}=0.$$

Подобие этих уравнений сводит исследование вопроса распространения температуры в натуре к изучению соответствующих (аналогичных) электрических процессов и параметров на электрической модели.

Следовательно, по величине потенциала (U) можно найти в каждой точке среды величину температуры *t*, это в свою очередь, позволит установить размеры (*l*) высокотемпературных зон, в которых будет происходить продуктивный теплообмен с трубным коллектором.

Методом ЭГДА определяется значение не абсолютного, а приведенного потенциала, т.е. потенциала, отнесенного к полному падению напряжения на модели. При этом значение приведенного потенциала на поверхности очага горения принимаем равным U = 100, а на линии обрушения пород – U = 0.

На модели был воспроизведен фронт горения угольного пласта и выгазованное пространство длиной 5m (рис. 5.7) [80, 81]. Это расстояние было принято исходя из усредненных размеров зон обрушения кровли при выемке пластов в условиях среднего и низкого метаморфизма вмещающих пород.

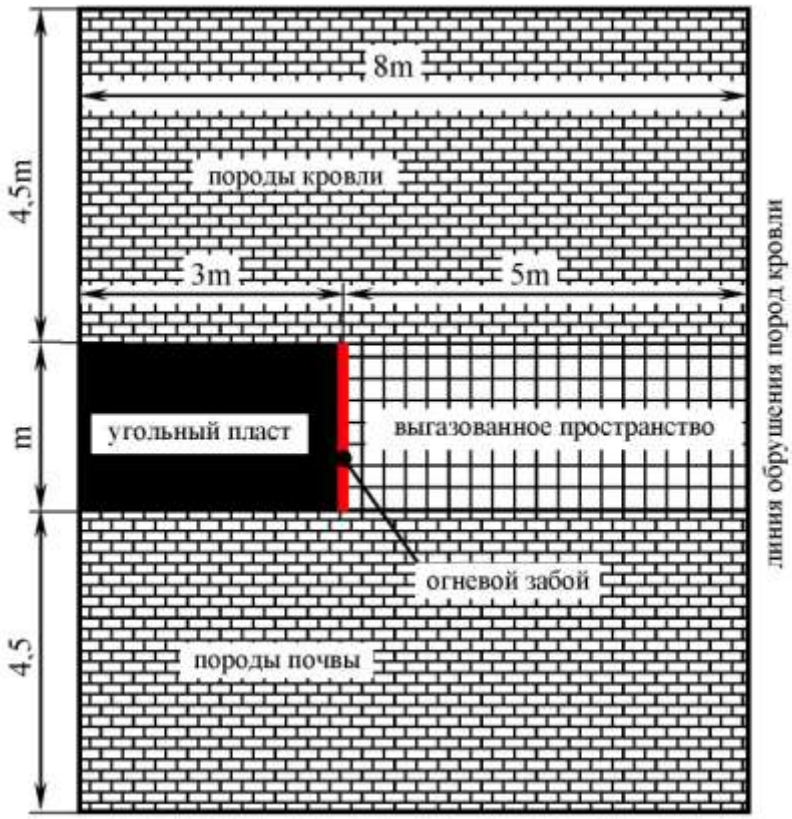


Рисунок 5.7 – Принятая модель, имитирующая распределение тепла в выгазованном пространстве после выгорания угольного пласта

Принятая модель должна отвечать ряду условий, вытекающих из общей теории подобия. Модель должна представлять собой изучаемую область распространения тепла, в некотором масштабе, т.е. должно быть соблюдено геометрическое подобие.

Нами принят масштаб геометрического подобия

$$\alpha_L = L_н / L_м = 30, \qquad (5.8)$$

где $L_н$, $L_м$ – размеры исследуемого объекта в натуре и на модели.

При применении метода ЭГДА для однородной среды условия подобия выполняются автоматически, т.е. имеет место автомодельность. Поэтому при моделировании тепловых процессов необходимо соблюдать только геометрическое подобие и подобие граничных условий модели и натуры, в этом случае будет также соблюдено динамическое подобие:

$$Ch,u = \frac{t}{U}, \qquad (5.9)$$

где t – температура в газовоздушном пространстве;
U – электрический потенциал.

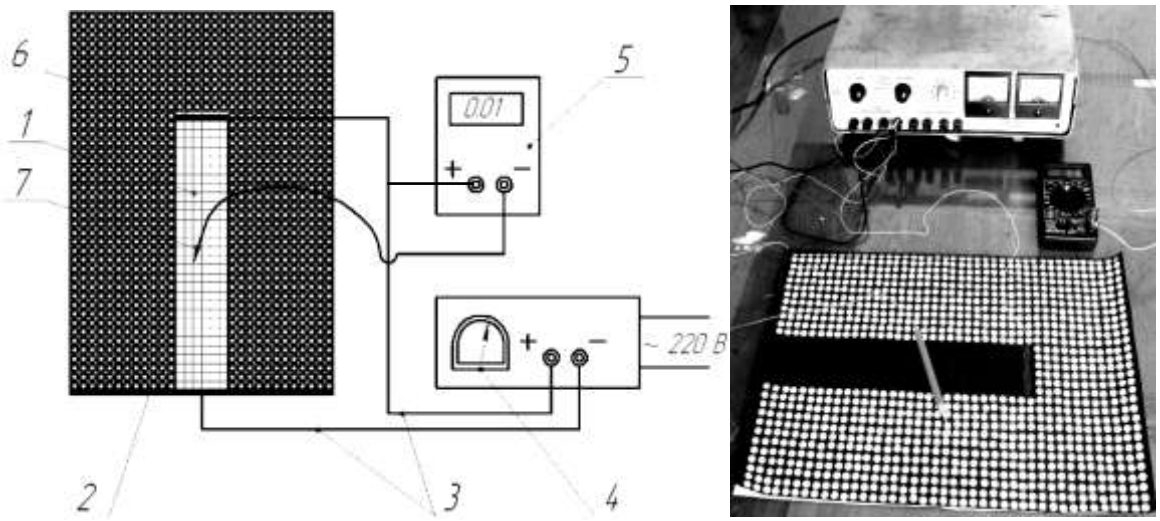
При моделировании распределения высокотемпературного поля использовалась установка ЭГДА, разработанная на кафедре строительной геотехнологии ДонГТУ (рис. 5.8).

Прибор ЭГДА состоит из стабилизированного источника питания 4, который подключен к электросети напряжением 220 В. К выходным клеммам блока питания 4 соединительными проводами 3 подключен цифровой вольтметр 5 и модель из электропроводной бумаги 1 с шинами, имитирующими линию обрушения пород 2 и огневой забой 6. К вольтметру 5 подключен щуп 7, которым на листе электропроводной бумаги определяют значения электрического потенциала. По ним впоследствии строят линии равных напряжений (эквипотенциальные линии).

Для передачи электрического потенциала на заданных участках модели, создаются токопроводящие шины из слоя лака. Применялся токопроводящий лак ЭЛАСТ Р–3010 ТУ003488 14–93, что позволило снизить электрические потери до минимума, соответственно повысить точность эксперимента и снизить трудоемкость работ.

Линию обрушения пород имитировали нанесением по краю электропроводной бумаги слоя токопроводящего лака, выполняющего роль шины, к которой этим же лаком приклеивали медный провод,

подключенный к источнику тока (клемма со знаком «минус»: $U_0 = 0$). Очаг горения также моделировали шиной, выполненной из токопроводящего лака, с соблюдением геометрического подобия. Эту шину подключали к клемме источника тока со знаком «плюс»: $U_m = 100$.



1 – лист электропроводной бумаги; 2 – электропроводная шина; 3 – соединительные провода; 4 – блок питания; 5 – цифровой вольтметр; 6 – выгазованное пространство; 7 – щуп

Рисунок 5.8 – Установка ЭГДА

Учитывая принятое геометрическое подобие из листа электропроводной бумаги вырезали модель размером 42,5 × 30 см, на расстоянии 30 см от короткой стороны модели приклеивали медный провод длиной 6 см, имитирующий очаг горения угольного пласта.

Важным показателем, влияющим на распространение тепла, является теплопроводность сред. При применении метода ЭГДА предполагается, что теплопроводность в натуре, соответствует сопротивлению в модели. Поэтому в зонах расположения пород было необходимо увеличить сопротивление электропроводной бумаги, т.к. теплопроводность пород значительно выше, чем теплопроводность воздуха. Увеличение сопротивления создавали путем вырезания участков электропроводной бумаги в зонах, соответствующих почве и кровле угольного пласта (см. рис. 5.8).

Для удобства снятия показаний всю поверхность модели, используя карандаш (с диэлектрическим стержнем), разбивали сеткой с шагом в 10 мм, после этого на контуре выработки наносили слой токопроводящего лака, имитирующего электропроводную шину. Затем проводами 3 соединяли очаг горения 6 с гнездом «100» на

потенциометре прибора 4, а шину 2 – с гнездом «0». После установки модели ее подключали к источнику тока и подавали на клеммы модели стабилизированное напряжение 10 В, тем самым создавали в модели поле электрического потенциала. Для определения его распределения поисковой иглой снимали напряжения в углах сетки модели и по полученным данным строили эквипотенциальные линии.

При моделировании необходимо обеспечить граничные условия, т.е. необходимо выполнить соотношения:

$$\frac{\partial u}{\partial n} = 0; \quad \text{ãäå} \quad u = \text{const}. \qquad (5.10)$$

Первое граничное условие обозначает, что на линиях симметрии модели градиент потенциала равен нулю, т.е. на границе электропроводной бумаги эквипотенциальные линии ей перпендикулярны. Второе граничное условие означает постоянство потенциала, т.е. имитирует поверхность, относительно которой эквипотенциальные линии параллельны, ее воспроизводим путем установки на модели шин и подачи на них заданного электрического потенциала.

Порядок проведения каждого опыта был следующий:

1. Созданную модель заданного размера (425 × 300 мм и m = 60 мм) подключали к стабилизированному источнику тока и подавали к токоподводящим шинам электрический потенциал, равный 10 В.

2. Снимали показания и определяли потенциалы U (в процентах относительно заряда) в каждой точке сетки.

3. Полученные данные заносили в лабораторный журнал, формируя матрицу потенциалов (рис. 5.9).

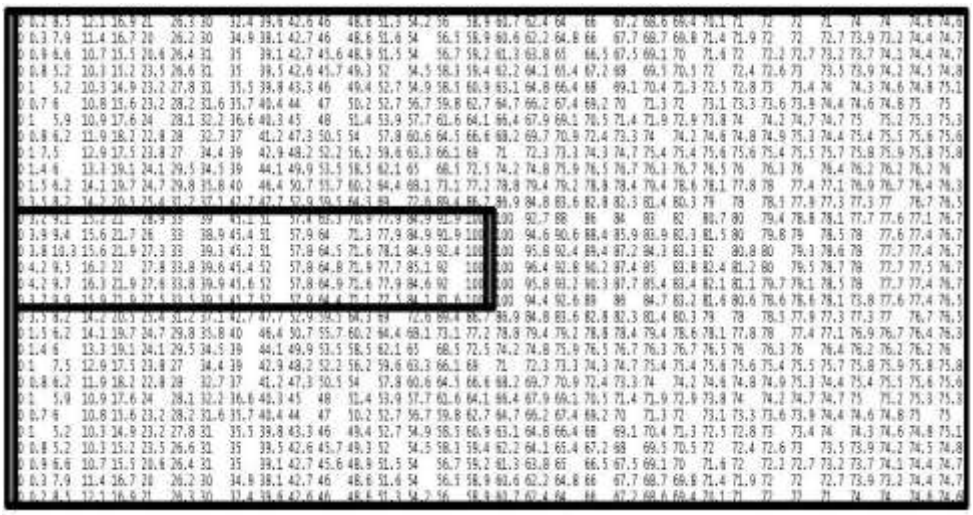
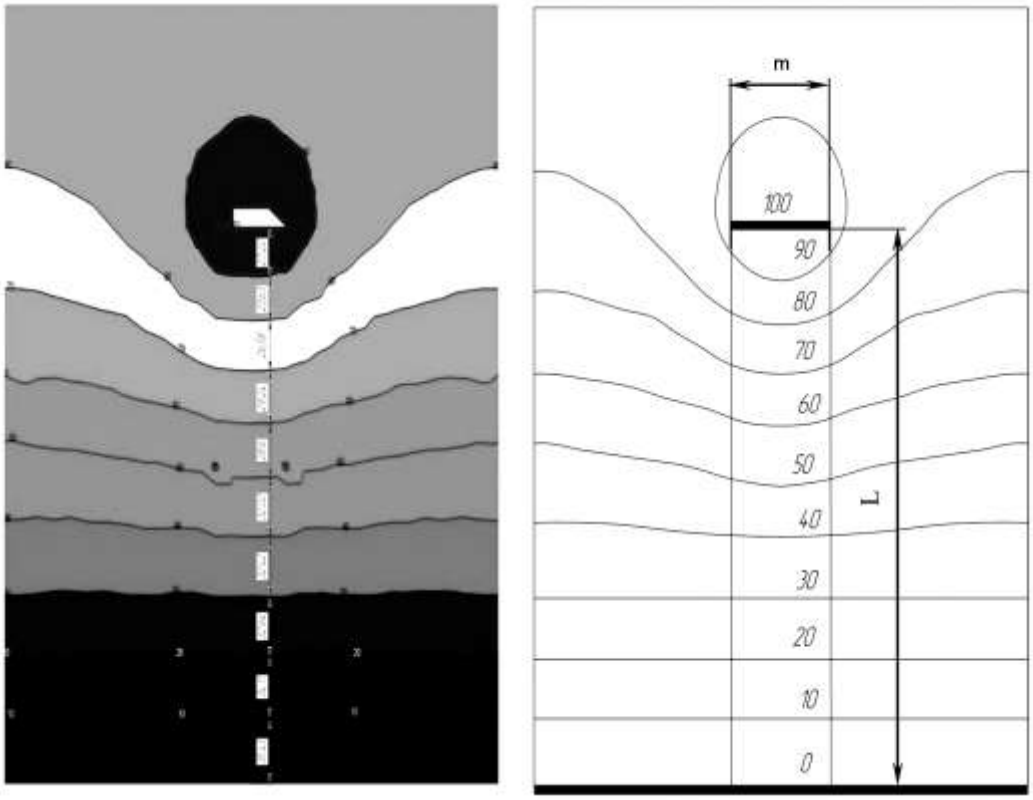


Рисунок 5.9 – Матрица потенциалов

4. Данные заносили в текстовый файл, который использовался в обработке результатов моделирования.

5. Полученную матрицу потенциалов обрабатывали в программе MathCad, используя двумерную сплайн–интерполяцию, чтобы построить поле потенциалов одного значения (рис. 5.10–а). Программа обрабатывает и сглаживает получившийся график эквипотенциальных линий. Скачки на эквипотенциальных линиях обусловлены погрешностями замеров, неравномерностями соприкосновения токопроводящего лака с моделью, однако они являются незначительными.

6. Поле потенциалов, полученных при помощи программы MathCad, соблюдая масштаб, переносили в программу «Компас – 3D», при помощи которой производили обработку и усреднение полученных данных (рис. 5.10–б).



а) распределение напряжений, полученное при помощи «MathCAD»;
б) обработка данных в «КОМПАС – 3D»

Рисунок 5.10 – Построение эквипотенциальных линий

7. Используя эквипотенциальные линии, строили линии тока (рис. 5.11), таким образом, что бы они были перпендикулярны двум соседним эквипотенциальным линиям. Линии тока показывают направление и скорость движения тепловых потоков.

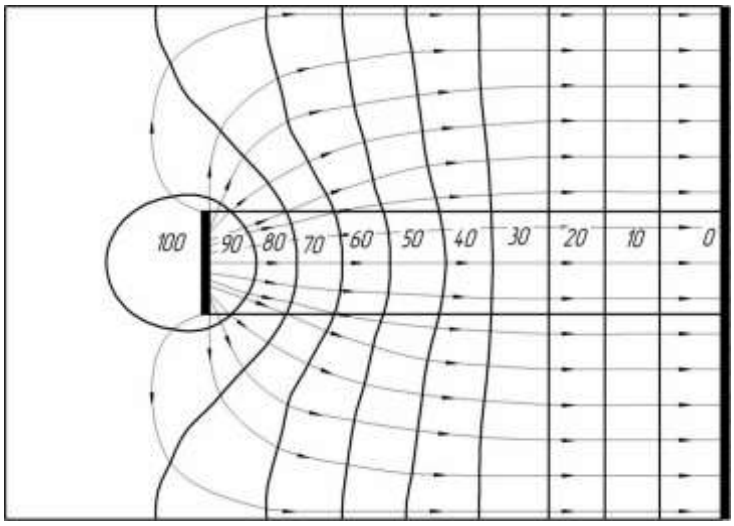


Рисунок 5.11 – Построение линий тока (направление движения тепловых потоков)

После обработки одной модели изготавливали следующую модель. Размер модели оставался неизменным. Задавались новым размером воздушного пространства (между огневым забоем и линией обрушения (оседания) пород кровли), оставляя мощность угольного пласта без изменения.

5.2.2 Обработка экспериментальных данных и анализ результатов

В ходе исследований моделировались три случая соотношения $r=L/m$ (расстояния до зоны обрушения пород к мощности угольного пласта): r = 2,5; 5,0; 8,5. Полученные зависимости отражены на (рис. 5.12)

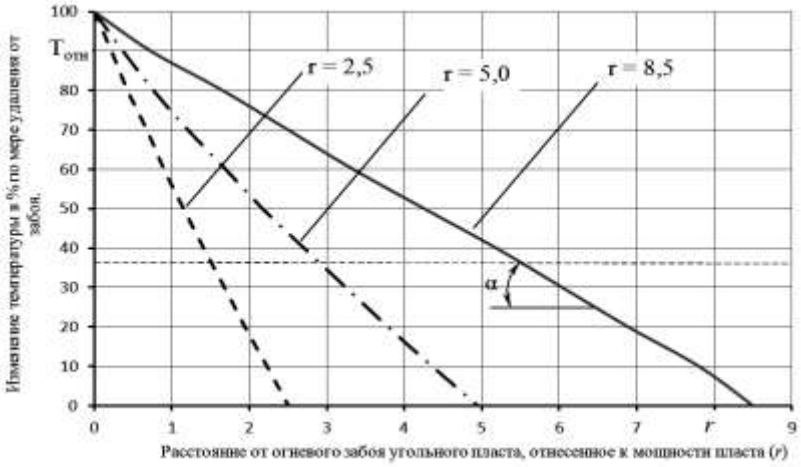


Рисунок 5.12 – Графики зависимости температуры по мере удаления от огневого забоя

Приняв за базовые параметры температуру огневого забоя равную 1000 °С и мощность угольного пласта $m = 1{,}0$ м из полученных графиков, можно заключить, что при отношении $r = 2{,}5$ высокотемпературная зона ($T \geq 300$ °С) распространяется на расстоянии 1,7 м от огневого забоя, для $r = 5$ соответственно на 3,2 м и для $r = 8{,}5$ – на 6 м. Полученные расстояния характеризуют длину участка, на котором будет осуществляться отбор тепла.

Полученные размеры высокотемпературной зоны для $r = 5.0 \div 8.5$ обеспечивают необходимый размер участка теплообмена и дают возможность технологического осуществления новых способов утилизации тепловой энергии [60, 63]. Там где обрушение кровли происходит на малом расстоянии от огневого забоя, минимально допустимый размер высокотемпературной зоны ($l > 3$ м) достигнут не будет. В этом случае целесообразно использовать разработанный способ утилизации тепловой энергии в условиях газификации тонких и весьма тонких угольных пластов, предполагающий формирование огневого забоя вдоль скважины [65].

Проведенное моделирование показало, что чем больше отношение r (расстояние от огневого забоя, приведенное к мощности пласта), тем менее резко происходит падение температуры, причем размеры этого показателя изменяются по градиенту $\alpha(r)$.

Полученные зависимости свидетельствуют, что увеличение мощности пласта ведет к росту потерь тепловой энергии, которая в большей степени распространяется в породный массив. Расстояние от огневого забоя до породного завала оказалось в числе влияющих факторов на размер высокотемпературной зоны. Из полученных зависимостей видно, что температура при удалении от очага горения уменьшается по линейному закону. Это является существенным упрощением реального процесса, что связанно с идеализацией модели. Необходимо отметить, что моделирование на электропроводной бумаге не позволяет в полной мере учесть фактическую теплопроводность взаимодействующих сред (выработанное пространство – породный массив), что потребовало уточнить полученные результаты с помощью компьютерного моделирования методом конечных элементов.

5.3 Моделирование высокотемпературной зоны на ЭВМ методом конечных элементов

5.3.1 Методика численного моделирования

Проведенные ранее исследования методом ЭГДА показали общие закономерности распределения тепла в выгазованном пространстве при

сгорании угольного пласта. Однако в силу специфики моделирования на электропроводной бумаге не удалось в должной степени учесть фактическую теплопроводность взаимодействующих сред. Для уточнения полученных результатов было проведено компьютерное моделирование подземного газогенератора методом конечных элементов [82].

Целью моделирования являлось определение размеров высокотемпературной зоны подземного газогенератора при изменении мощности пласта, температуры огневого забоя, расстояния от забоя до завала, с учетом начальной и установившейся стадии газификации.

Задачами моделирования были:

1. Выбор модели и задание ее параметров;
2. Обоснование методики моделирования методом конечных элементов;
3. Оценка влияния принятых к рассмотрению горно–технических факторов;
4. Определение размеров высокотемпературной зоны для различных условий ПГУ.

Для решения поставленной задачи наиболее удобным и в достаточной мере достоверным методом исследований является проведение численного эксперимента методом конечных элементов [83], поскольку аналитическое решение задачи весьма затруднено. Кроме того, неизбежные идеализации в аналитическом решении мало приемлемы для отражения процессов реального распределения тепла.

Поэтому, при моделировании размеров высокотемпературной зоны выделены основные задачи:

– адекватное отражение моделируемых процессов численной моделью;

– определение закономерностей распределения тепла в выгазованном пространстве подземного газогенераторе в зависимости от мощности угольного пласта;

– исследование влияние размеров зоны горения на распределение температуры по нормали к огневому забою;

– определение параметров высокотемпературной зоны с учетом начальной и рабочей стадии газификации.

Одним из наиболее предпочтительных методов исследования тепловых процессов, происходящих при сгорании угольного пласта, следует считать численное моделирование методом конечных элементов [84]. В данной работе использован многофункциональный современный комплекс программ для инженерного моделирования электромагнитных, тепловых и механических задач методом конечных элементов ELCUT® 5.8 [85].

ELCUT – это интегрированная диалоговая система программ, позволяющая решать плоские и осесимметричные задачи теплопередачи (расчет температурного поля): для стационарной теплопередачи и нестационарной теплопередачи (тепловые переходные процессы).

При решении тепловых задач используется уравнение теплопроводности в следующем виде:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_x \frac{\partial t}{\partial x}\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(\lambda_y \frac{\partial T}{\partial y}\right) = -q - c\rho \frac{\partial T}{\partial t}, \qquad (5.11)$$

где t – время;

λ_x, λ_y – компоненты тензора теплопроводности;

Q – удельная мощность тепловыделения;

c – удельная теплоемкость;

ρ – плотность.

В стационарной задаче последнее слагаемое в правой части уравнений равно нулю.

ELCUT позволяет задать источники тепла в блоках, рёбрах или отдельных вершинах модели. Источник, заданный в конкретной точке плоскости XY, описывает нагреватель в виде струны, следом которой служит данная точка плоскости, и задается мощностью тепловыделения на единицу длины.

Источник тепла, заданный на ребре модели, соответствует тепловыделяющей поверхности в трехмерном мире. Он характеризуется поверхностной плотностью тепловыделения и описывается при помощи граничного условия второго рода для ребра. Объемная плотность тепловыделения, заданная для блока модели, соответствует объемному источнику тепла. Следующие виды граничных условий могут быть заданы на внешних и внутренних границах расчетной области.

Условие заданной температуры задает на ребре модели известное значение температуры T0, которое может быть задано в виде линейной функции координат. Параметры задающей функции могут меняться от ребра к ребру, но должны быть согласованы так, чтобы функция T0 не претерпевала разрывов в точках соприкосновения ребер. Этот вид граничного условия иногда называют условием первого рода.

При анализе результатов расчета температурного поля ELCUT позволяет оперировать следующими локальными физическими величинами:

– температура T;

– вектор плотности теплового потока $F = -\lambda \cdot grad \cdot T$.

Для достоверности результатов и минимальных погрешностей при моделировании методом конечных элементов к моделям предъявлялись следующие требования:

– должен выдерживаться масштаб геометрического подобия выгазованного пространства;

– необходимо, чтобы размеры КЭ давали подробные и достоверные результаты распределения температуры в выгазованном пространстве;

– погрешность влияния граничных условий модели на результаты моделирования не должна превышать 3 – 5 %.

Методикой предусматривались исследования распределение температуры в выгазованном пространстве, образованном после выгорания угольного пласта, находящегося в массиве горных пород. Мощность угольного пласта варьировалась от 0,5 до 3,0 м. Основополагающим фактором, влияющим на распределение тепла, является теплопроводность. Согласно справочным данным [86] для моделирования были приняты следующие усредненные параметры:
теплопроводность угля

$$\lambda_{ó} = 0,25 \, Âò/ì \cdot Ê;$$

теплопроводность породы

$$\lambda_{ï} = 2 \, Âò/ì \cdot Ê;$$

теплопроводность газовоздушной среды

$$\lambda_{ã} = 0,023 \, Âò/ì \cdot Ê.$$

Особо важным являлся выбор конечных размеров горного массива в модели, чтобы избежать влияния краевых эффектов. Для этого объект исследования поместили в массив (рис. 5.13) с размерами, одинаковыми по высоте и ширине и равными 20 м, что вполне допустимо для задач такого типа. Общий вид модели и части схемы разбивки массива на конечные элементы приведены на (рис. 5.13 и 5.14), где указаны основные размеры модели и разбиение на конечные элементы.

На модели (см. рис. 5.13) отражен угольный пласт 1, выгазованное пространство газогенератора 2 (между забоем пласта и обрушенными породами кровли), огневой забой 3 и вмещающие пласт породы 4. Разбивку массива по осям X и Y проводили с шагом дискретизации сетки 50 мм. Модель включала в себя четыре блока, 213083 узла сетки, 13 ребер, 10 вершин.

При моделировании размеров высокотемпературной зоны были учтены такие влияющие факторы как: температура в ядре горения пласта $T_н$ (изменялась в пределах от 1000 до 1500 °С); мощность пласта m (от 0,5 до 3 м); ширина выгазованной зоны L, т.е. расстояние от огневого забоя до обрушенной кровли пласта (5 и 10 м); температурный режим газогенератора в начальной стадии работы ($T_к$ = 30°С) и в устано-

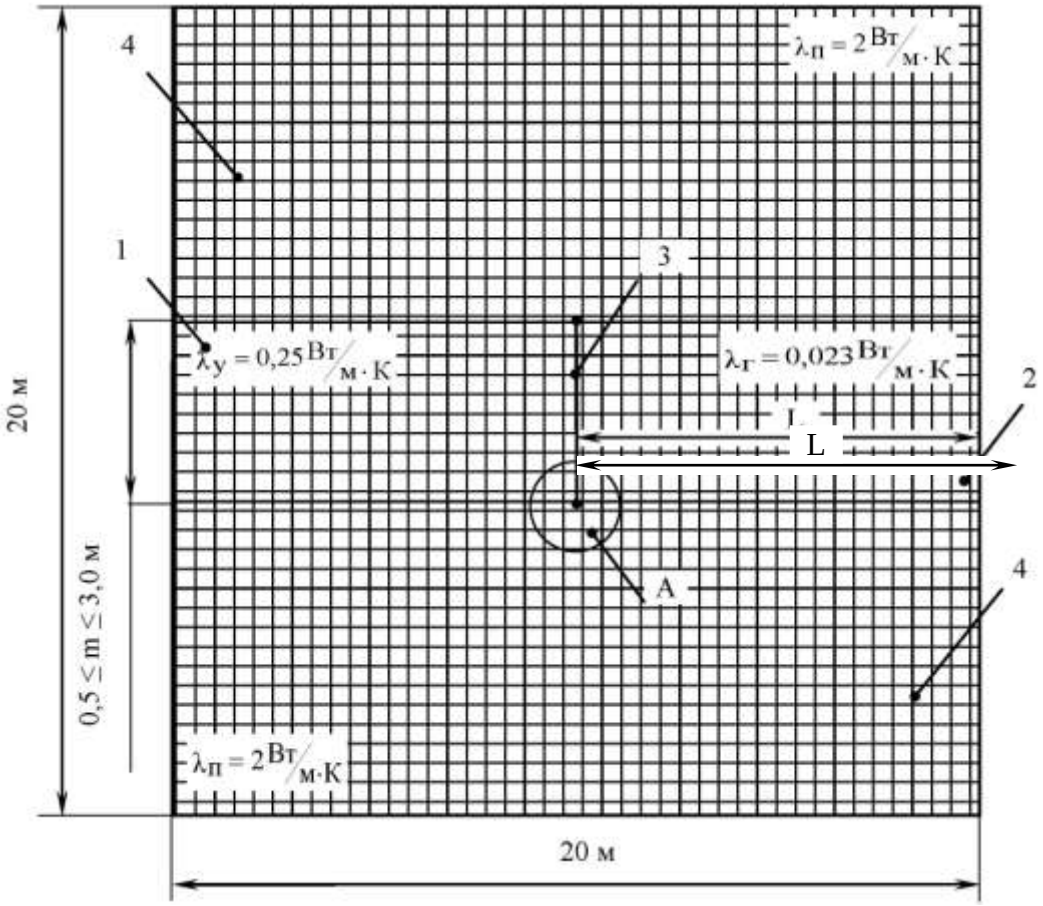


Рисунок 5.13 – Конечно–элементная модель выгазованного пространства в массиве вмещающем газогенератор

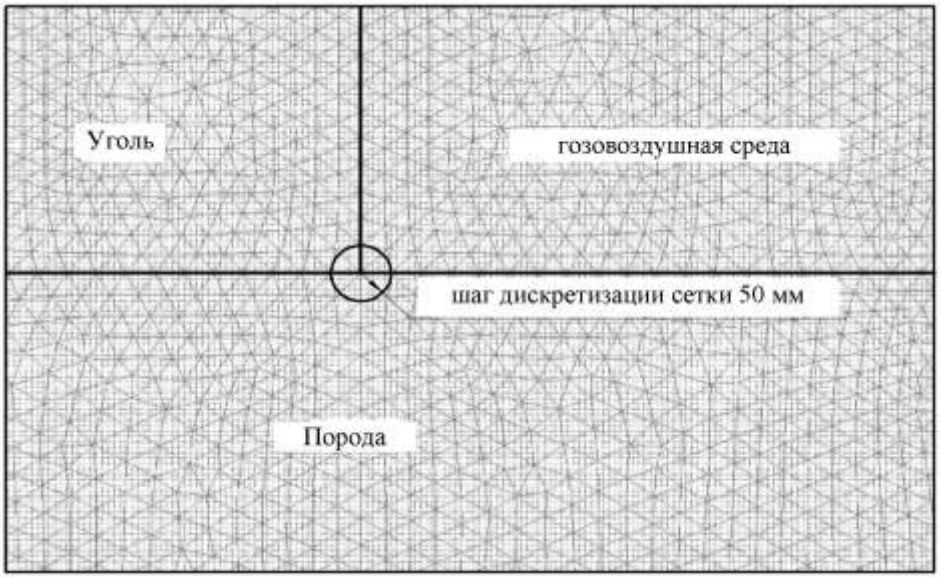


Рисунок 5.14 – Часть расчётной схемы (узел А из рис. 5.13)

вившейся стадии работы газогенератора ($T_к$ = 200°С), согласно [29, 44]; фактическая теплопроводность угля, вмещающих пород и газовоздушной среды. Варианты условий решенных задач сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Исходные данные для моделирования распределения температуры в выгазованном пространстве МКЭ

№ модели	Мощность угольного пласта m, м	Температура очага горения $T_н$, °С	Температура окружающих пород $T_к$, °С	Ширина выгазованной зоны L, м
1 – 5	0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 3,0	1000	30	10
6–10	0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 3,0	1000	30	5
11–15	0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 3,0	1300	30	10
16 – 20	0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 3,0	1000	200	10
21 – 25	0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 3,0	1300	200	10
26	1,0	900	30	10
27	1,0	1100	30	10
28	1,0	1500	30	10

Как видно из таблицы, всего было рассмотрено 28 моделей, для которых были выполнены расчеты распределения температуры при разных мощностях пласта, различных температурах очага горения (угольного пласта) и окружающих пород, а так же для условий с разной шириной выгазованной зоны (расстоянием от очага горения до обрушенных пород).

5.3.2 Закономерности распределения температурного поля в зависимости от влияющих факторов

5.3.2.1 Влияние мощности угольного пласта

Моделирование проводили согласно таблицы 5.2 (модели № 1 – 25). Мощность угольного пласта принимали равной m = 0,5 м; 1,0 м; 1,5 м; 2 м; 3 м. В качестве граничных условий были приняты:

– температура очага горения пласта от 900 до 1500 °С, что отражает наиболее вероятные границы диапазона температур при ПГУ;

– температура вмещающих пород на внешней границе модели: $T_к$ = 30 °С в начальной стадии газификации (что соответствует природному уровню) и, с учетом установившейся работы подземного газогенератора, $T_к$ = 200 °С;

– ширину зоны выгазовывания L (расстояние от очага горения до обрушенных пород): 5 и 10 м.

В качестве примера (рис. 5.15) приведены полученные эпюры распределения тепловой энергии в выгазованном пространстве для различной мощности пластов. Результаты расчета распределения температуры были обработаны с помощью программного комплекса Excel и представлены в виде графиков (рис. 5.16). С целью обобщения результатов на любые возможные случаи исходной мощности угольного пласта, пользовались приведенным расстоянием r, которое представляет собой отношение ширины выгазованной зоны (от огневого забоя до обрушенных пород) к мощности угольного пласта.

Аппроксимация кривых распределения температуры в газовоздушном пространстве подземного газогенератора в зависимости от мощности пласта, полученных после обработки экспериментальных данных моделирования, свидетельствует об их экспоненциальном характере. Полученные зависимости сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Изменение температуры в выгазованном пространстве в зависимости от мощности пласта

Мощность пласта, м	Полученная зависимость
m = 0,5 м	$y = 994e^{-0.3x}$
m = 1,0 м	$y = 921e^{-0.3x}$
m = 1,5 м	$y = 886e^{-0.3x}$
m = 2,0 м	$y = 861e^{-0.3x}$
m = 3,0 м	$y = 827e^{-0.3x}$

Как видно из графиков (см. рис. 5.16), мощность угольного пласта оказывает относительно малое влияние на размер высокотемпературной зоны. Так, увеличение мощности пласта от 0,5 до 3 м увеличивает размер высокотемпературной зоны ($T \geq 300°C$) всего на 9 – 13 % (приблизительно в 1,1 раза). Таким образом, в рассмотренном диапазоне изменения мощности пластов, наиболее характерном для условий Донбасса, влияние этого фактора будет незначительным. Это объясняется тем, что с увеличением мощности пласта происходит пропорциональное увеличение объема газогенератора, повышается концентрация тепла вблизи огневого забоя (за счет высоты выгазованного пространства), возрастает передача тепла по вертикали (вмещающим породам). Гораздо большее значение мощность пласта приобретает в непосредственной близости от фронта горения. Например, уровень температуры в 600 °С при мощности угольного пласта m = 0,5 м наблюдается на удалении 0,6 м, а при m = 3,0 м на расстоянии 1,5 м.

Более наглядно картина распределения температуры прослеживается

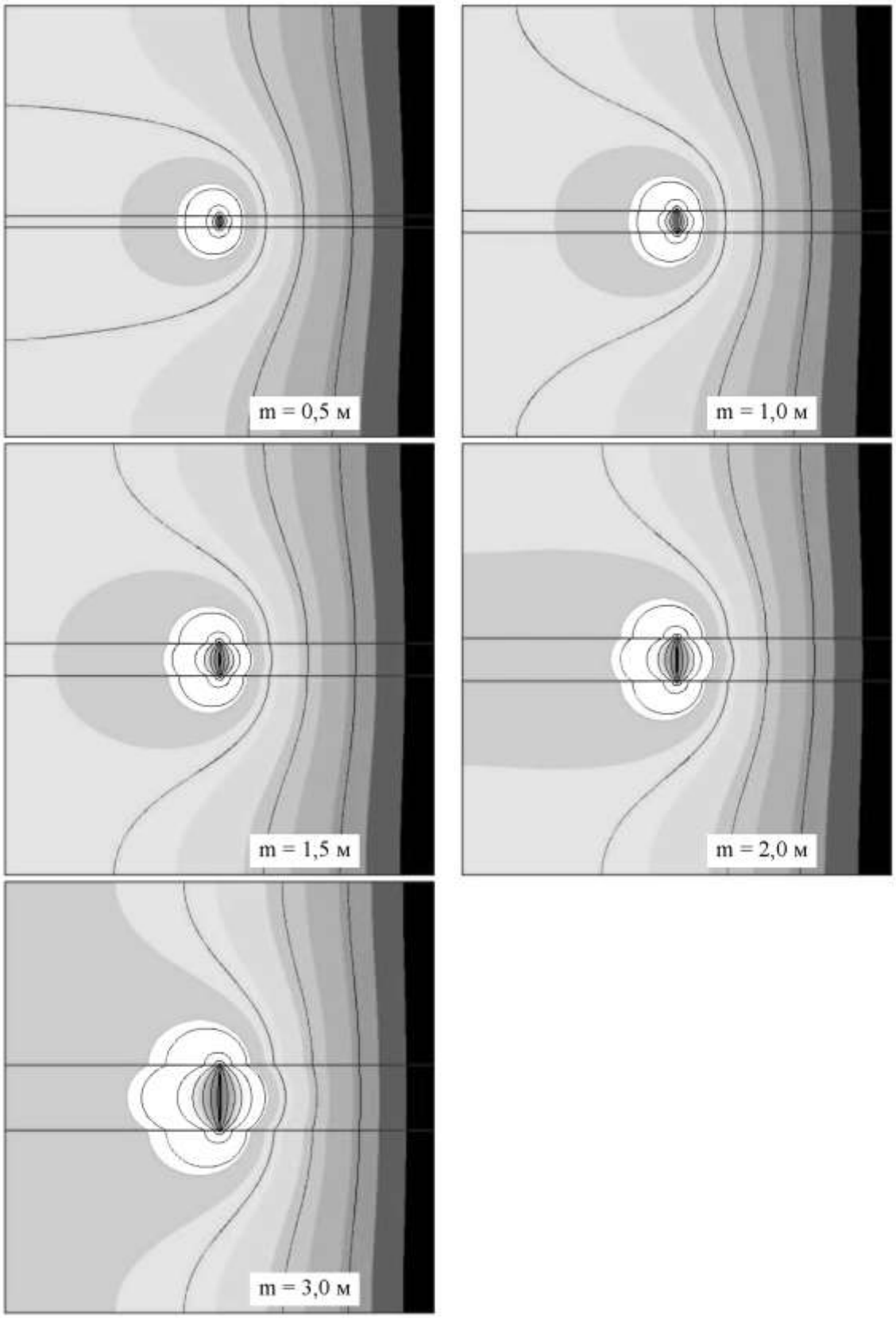
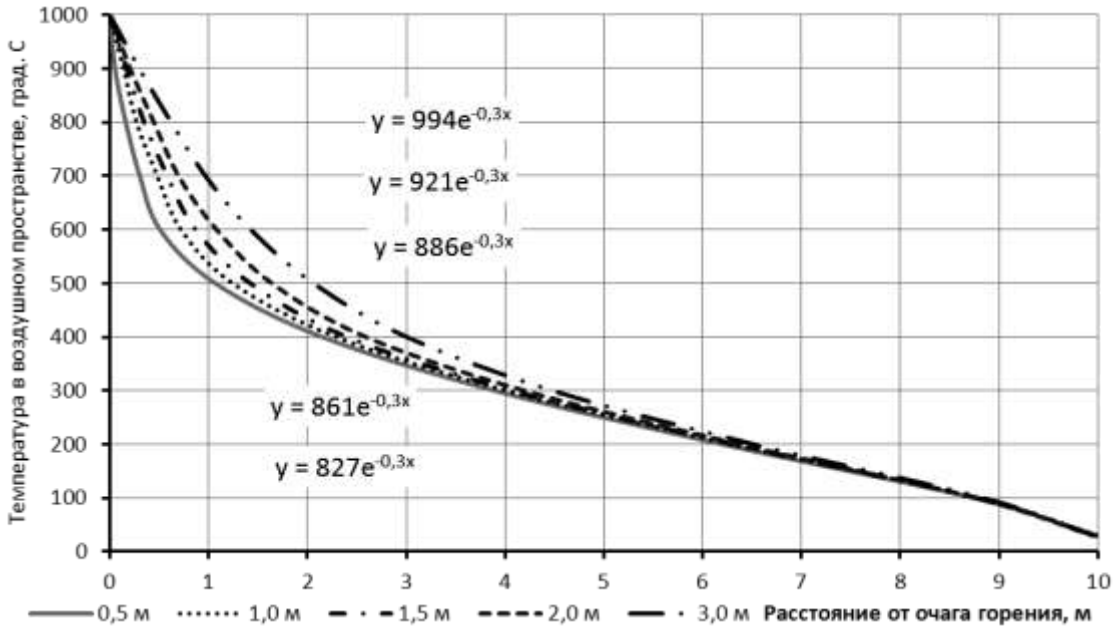


Рисунок 5.15 – Эпюры распределения тепла при изменении мощности угольного пласта m, при Тн = 1000 °С и Тк = 30 °С

а)



б)

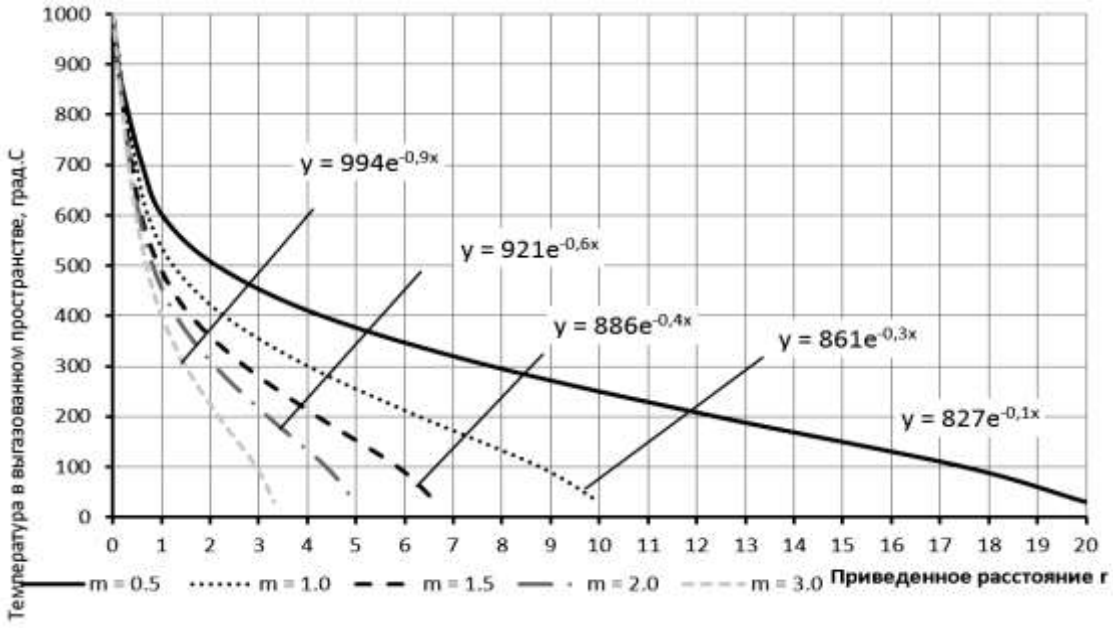


Рисунок 5.16 – Распределение температуры в выгазованном пространстве в абсолютных величинах (а) и в относительных величинах (б) при изменении мощности угольного пласта m, при $T_н = 1000$ °С и $T_к = 30$ °С

в относительных величинах (см. рис. 6.16–б). Полученные закономерности свидетельствуют о том, что тонкие и весьма тонкие пласты не являются препятствием для применения разработанных способов утилизации тепловой энергии, поскольку в них также обеспечивается достаточно высокий показатель l (размер высокотемпературной зоны), приемлемый для эффективного теплообмена.

5.3.2.2 Влияния температуры огневого забоя

Одним из основных факторов, влияющих на размер распространения высокотемпературной зоны, является температура огневого забоя (ядра горения угольного пласта), которая обусловлена теплотворной способностью (маркой) угля и скоростью окислительных процессов в газогенераторе. Согласно справочным данным [5 – 7] наиболее вероятные границы диапазона температур процесса ПГУ находятся в пределах от 900 до 1500 °С.

В качестве исходных данных для моделирования, были приняты следующие параметры: размер модели по ширине и высоте 20 × 20 м; ширина выгазованного пространства (т.е. расстояние от огневого забоя до обрушенных пород) L = 10 м; мощность угольного пласта m = 1,0 м; температура очага горения угольного пласта принималась равной 900, 1100, 1300 и 1500 °С; температура на внешнем контуре модели, соответствовала естественной температуре окружающих пород и принималась равной $T_к$ = 30 °С (что характерно для начальной стадии работы подземного газогенератора).

Полученные при моделировании эпюры распределения тепла в выгазованном пространстве с учетом изменения температуры огневого забоя приведены на рис. 5.17. Обработка полученных эпюр позволила получить графики распределения тепла в выгазованном пространстве для условий, характеризующихся изменением температуры огневого забоя (рис. 5.18).

Характер кривых, полученных после обработки экспериментальных данных, свидетельствует об экспоненциальной зависимости. Уравнения для мощности пласта m = 1,0 м имеют вид (табл. 5.4).

Таблица 5.4 – Зависимость распространения тепла в выгазованном пространстве подземного газогенератора от температуры очага горения

Температура очага горения, °С	Полученная зависимость
900 °С	$y = 1281e^{-0.3x}$
1100 °С	$y = 1113e^{-0.3x}$
1300 °С	$y = 945e^{-0.3x}$
1500 °С	$y = 771e^{-0.3x}$

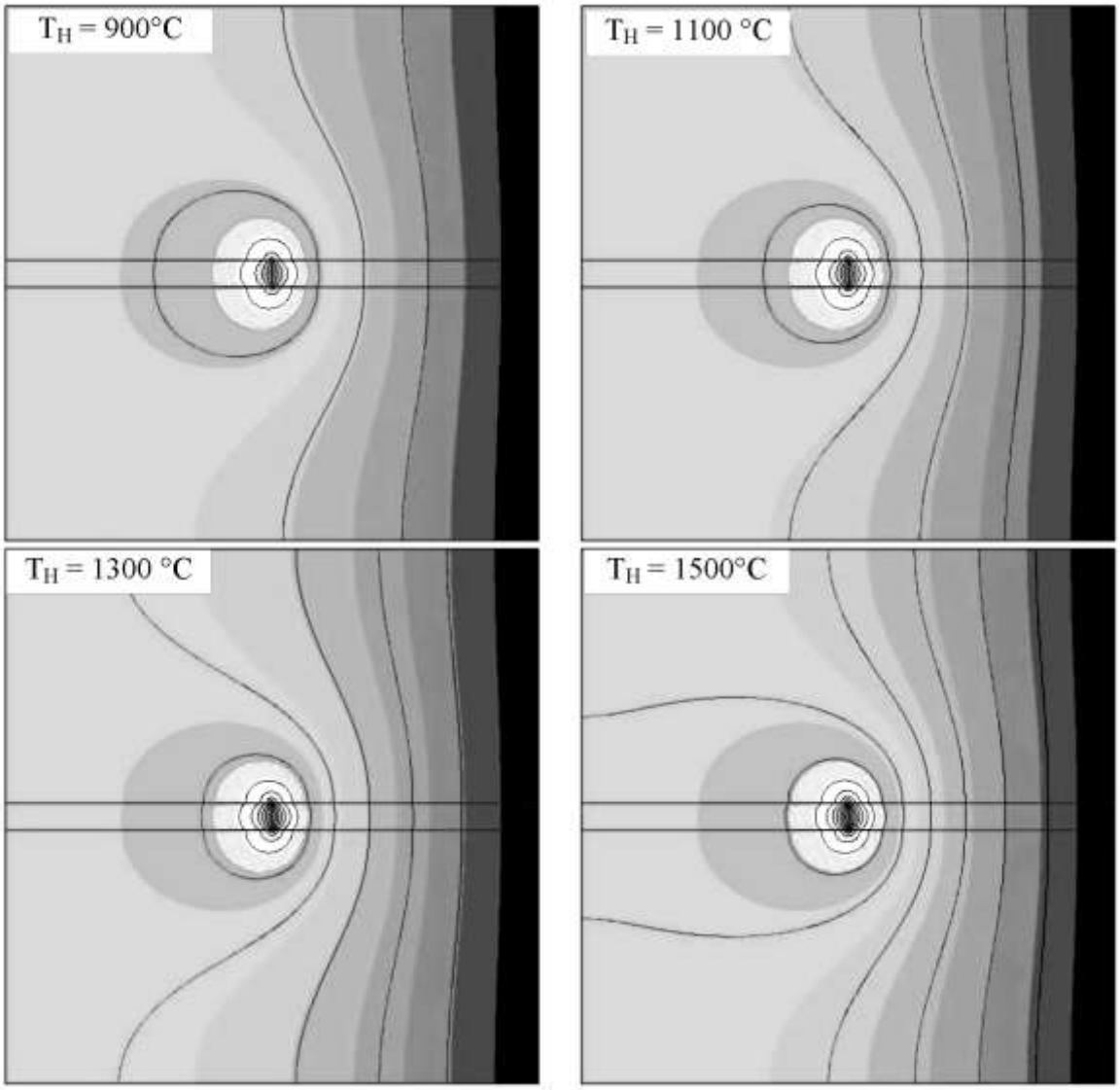


Рисунок 5.17 – Эпюры распределения температуры в выгазованном пространстве при изменении температуры горения угольного пласта, при m = 1,0 м и $T_к$ = 30 °C

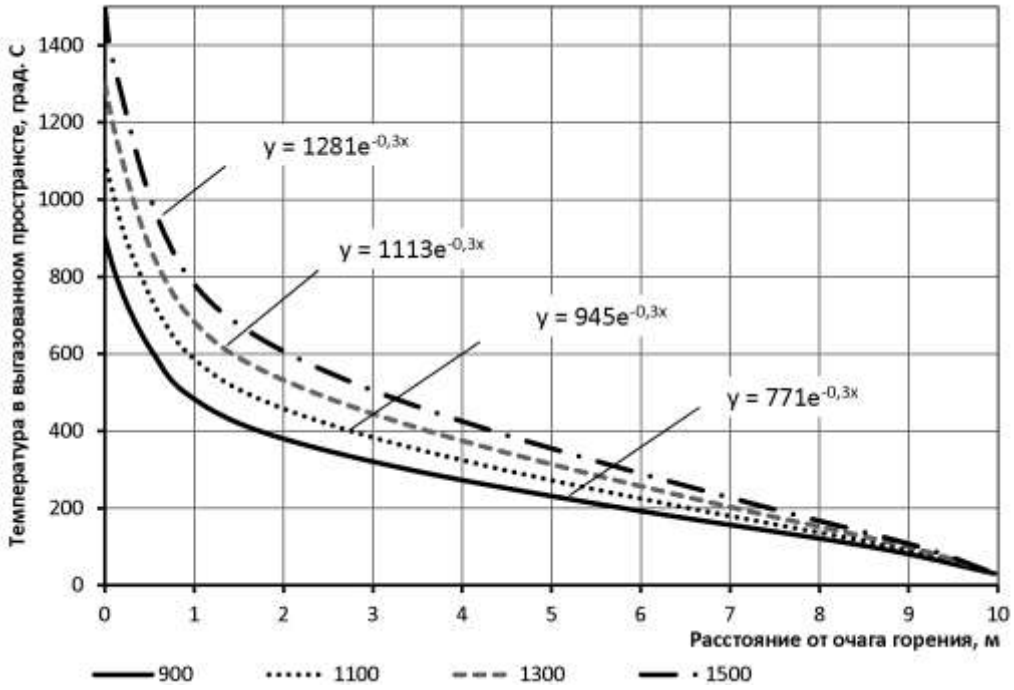


Рисунок 5.18 – Распределение тепла в выгазованном пространстве при изменении температуры ядра горения угольного пласта, при m = 1,0 м и $T_к$ = 30 °С (начальная стадия работы газогенератора)

Как видно из графиков (см. рис. 5.18), изменение температуры горения угольного пласта $T_н$ от 900 до 1500 °С приводит к увеличению размера высокотемпературной зоны (Т ≥ 300 °С) с 3,3 до 5,8 м, т.е. в 1,75 раза. Однако характер изменения температуры с приближением к огневому забою изменяется. Так уровень температуры 600 °С наблюдается на удалении от забоя с $T_н$ = 900 °С на расстоянии 0,55 м, а при $T_н$ = 1500 °С – на расстоянии 2,1 м, т.е. размер зоны изменился в 4 раза.

Таким образом, в непосредственной близости к огневому забою (до 1 м) влияние фактора температуры очага горения значительно выше, чем при удалении от него, что подтверждает ниспадающий характер графиков на этом участке, однако и далее фактор играет весьма значительную роль на размер распространения теплового поля и является весьма значимым. Поэтому для повышения эффективности как процессов газификации угля, так и утилизации тепловой энергии необходимо обеспечивать высокую температуру очага горения угольного пласта.

5.3.2.3 Влияния стадии подземной газификации угля

Еще одним фактором, оказывающим влияние на размер высокотемпературной зоны, является температура вмещающих пород,

которая меняется в зависимости от продолжительности работы станции ПГУ. При работе подземного газогенератора выделяют две стадии – начальную и установившуюся. Начальная стадия характерна для первых месяцев работы станции ПГУ, когда пространство газогенератора окружают породы, имеющие природную (естественную) температуру. Для работы подземного газогенератора (ПГГ) в установившемся режиме, характерно продолжительное влияние высоких температур на вмещающие породы. Лишь часть тепловой энергии выводится из ПГГ с продуктивным газом, оставшаяся энергия расходуется на нагрев окружающих газогенератор пород. Таким образом, в установившейся стадии работы ПГГ выгазованное пространство находится под влиянием раскаленных вмещающих пород, температура которых по данным [29, 44] не опускается ниже 200 °С.

Для анализа влияния режима работы подземного газогенератора на размер высокотемпературной зоны провели учет обоих стадий подземной газификации угля. В качестве граничных условий на внешних границах модели варьировали температурой вмещающих пород ($T_к$), которая для начальной стадии работы ППГ была принята равной 30 °С, а для установившейся составила 200 °С. Моделирование проводили для температур очага горения угольного пласта $T_н$ = 1000 °С и $T_н$ = 1300 °С. Мощность угольного пласта принимали равной m = 0,5; 1,0; 1,5; 2; 3 м (согласно табл. 5.3 модели № 1 – 5, 11 – 25). Примеры полученных эпюр распределения тепла приведены на рис. 5.19, полученные зависимости показаны на графиках рис. 5.20 (для m = 1,0 м).

Из графиков видно, что существенное увеличение размеров высокотемпературной зоны достигается в условиях установившейся стадии работы подземного газогенератора, когда огневой забой продвинулся на несколько десятков метров и вмещающие породы разогрелись до высоких температур. Исследования показали, что размер высокотемпературной зоны возрастает в 1,6 – 2 раза при установившейся стадии работы ПГГ. При мощности угольного пласта m = 1,0 м размер высокотемпературной зоны увеличивается с 5 м (начальная стадия) до 8 м (установившаяся стадия), при m = 2,0 м соответственно с 5,3 до 8,1 м, а при m = 3,0 – с 5,7 м до 8,2 м. Как видим, влияние исследуемого фактора весьма значительно влияет на размер высокотемпературной зоны, причем мало зависит от изменения мощности пласта (его роль несколько возрастает лишь для начальной стадии работы ПГГ). Можно констатировать, что на большей части подземного газогенератора размер высокотемпературной зоны будет находиться в пределах 7,6 – 8,4 м.

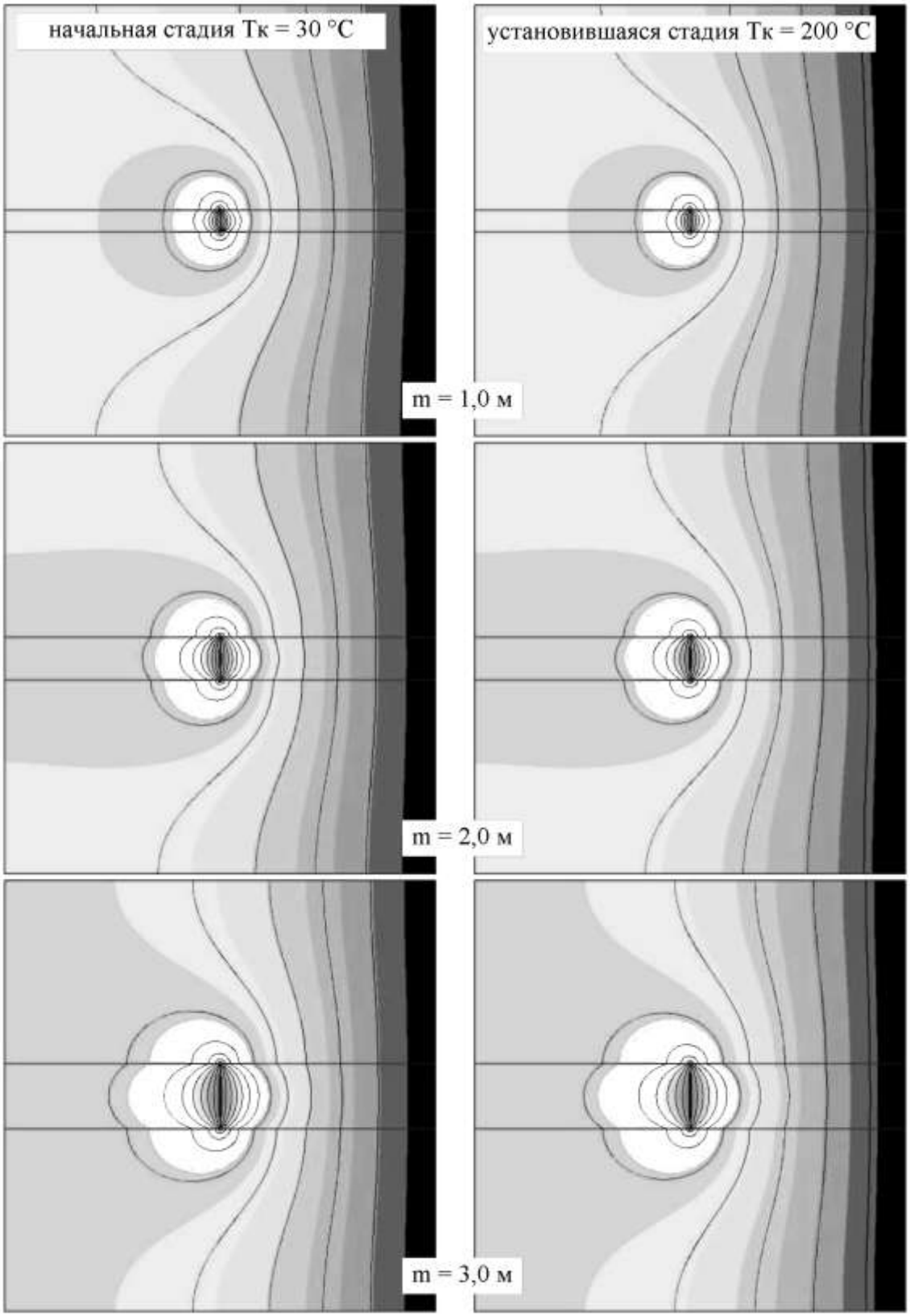


Рисунок 5.19 – Эпюры распределения тепла при начальной и установившейся стадий газификации, при Тн = 1300 °С

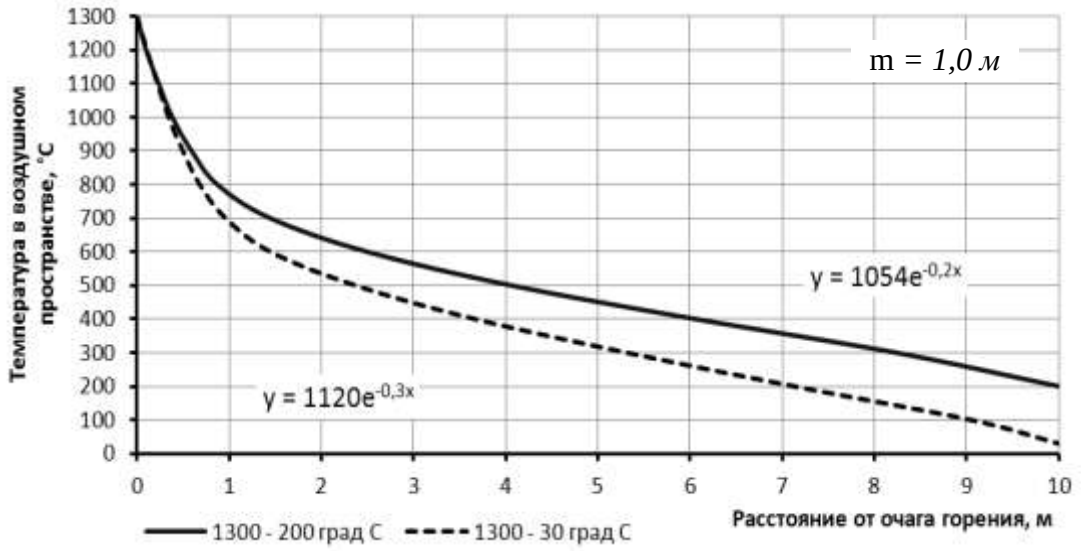


Рисунок 5.20 – Распределение температуры с учетом начальной и установившейся стадии газификации, при $T_н$ = 1300 °С

5.3.2.4 Влияния ширины выгазованного пространства

Проведенное ранее моделирования методом ЭГДА показало, что характер распределения теплового поля зависит от ширины зоны выгазовывания (т.е. расстояния между огневым забоем и породным завалом), что потребовало уточнить количественные показатели влияния этого фактора.

Для этого было проведено исследование двух типов моделей – с шириной выгазованного пространства L = 5 и L =10 м, что отражает реальные условия обрушения кровли при подземной газификации угольных пластов [87]. Моделирование проводилось для всех мощностей угольного пласта (см. табл. 5.2, модели № 1 – 10) с температурой очага горения $T_н$ = 1000 °С и температурой породного массива $T_к$ = 30 °С. Размер модели при ширине выгазованного участка угольного пласта L = 10 м был принят 20 × 20 м (такой же как и при исследовании влияния мощности пласта), а при расстоянии от огневого забоя до обрушенных пород L = 5 м, ширина и высота модели приняты равными 10 м. Это позволило упростить расчетную схему модели и избежать влияния краевых эффектов. Данная модель включала в себя четыре блока, 56881 узлов сетки, 13 ребер, 10 вершин.

Эпюры распределения тепла при расстоянии от очага горения до обрушенных пород (L = 5 и L =10 м), для мощности угольного пласта от 1 до 3 м приведены на рисунке 5.21, полученные зависимости показаны на графиках (рис. 5.22). Как видно из представленных графиков, при ширине выгазованной зоны L = 5 м размер высокотемпературного поля

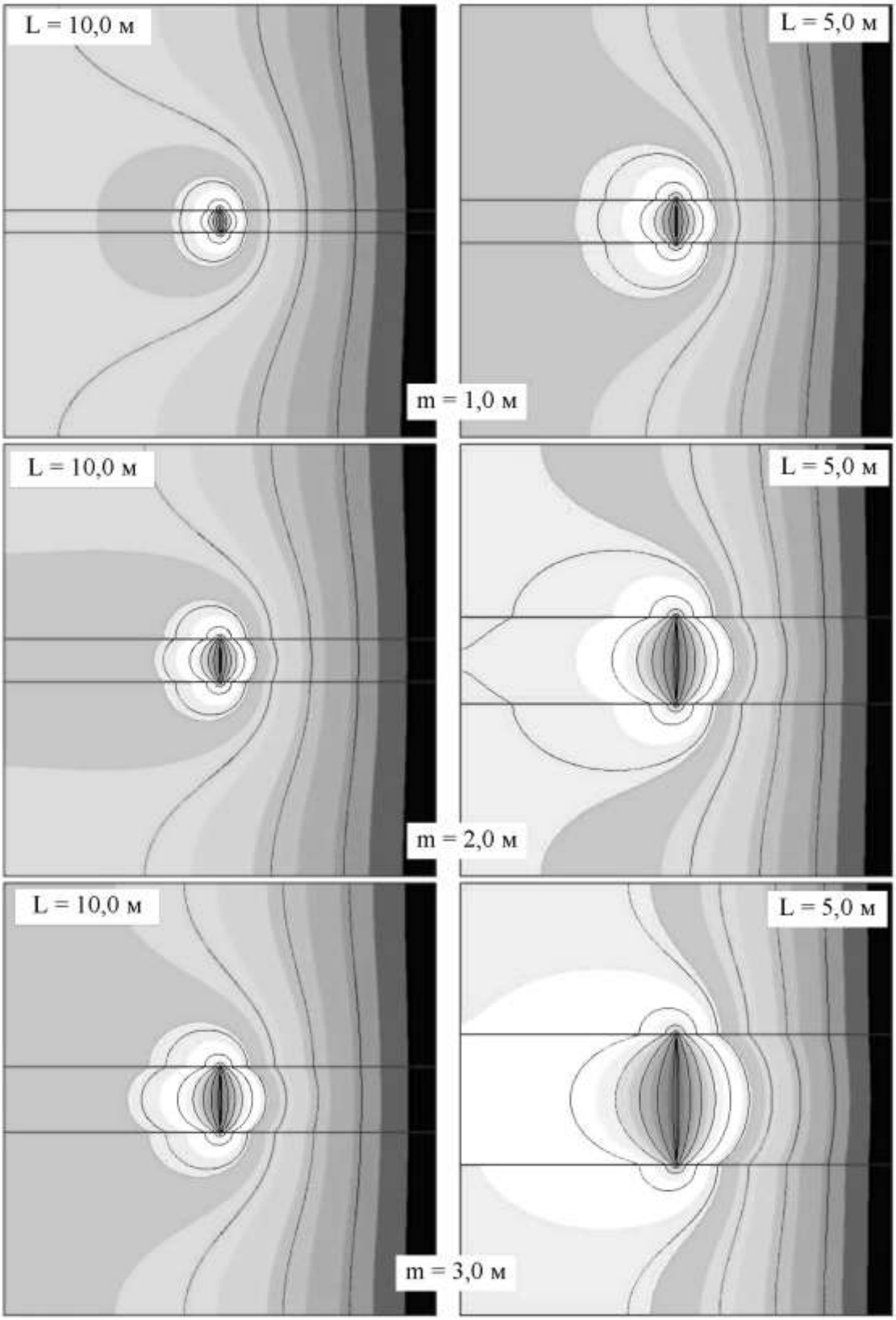


Рисунок 5.21 – Эпюры распределения тепла при размерах выгазованного пространства L = 10 и 5 м, при $T_н$ = 1000 °С и $T_к$ = 30 °С

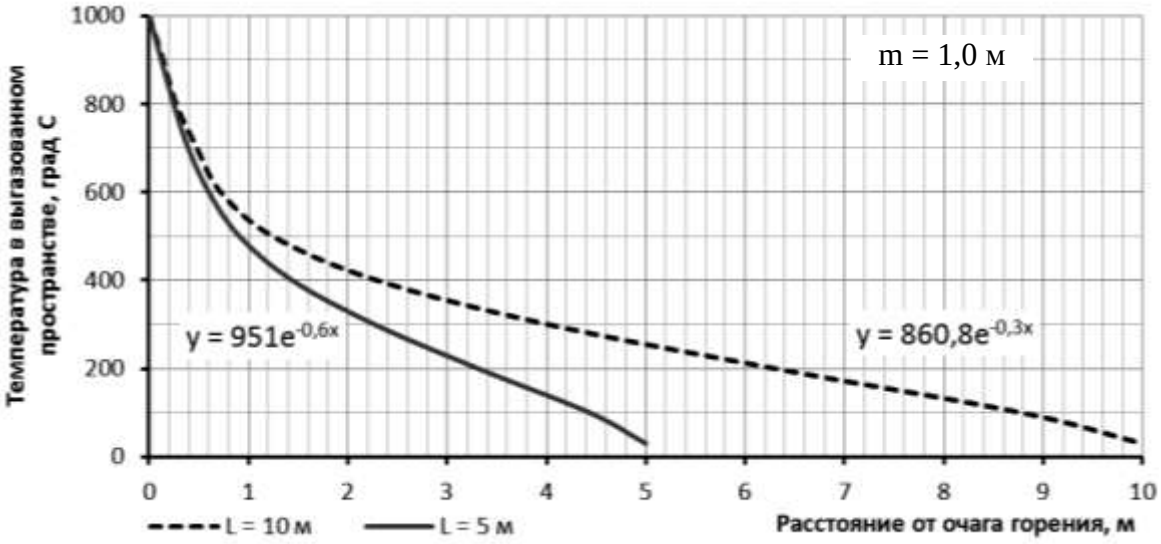


Рисунок 5.22 – Распределение температуры при ширине выгазованного пространства L = 10 и 5 м, при $T_н$ = 1000 °С и $T_к$ = 30 °С

(Т ≥ 300 °С) составит около 2,2 м, а при L = 10 м – около 4 м. При увеличении ширины выгазованной зоны в 2 раза, размер высокотемпературной зоны увеличивается приблизительно в 1,8 раза. Причем независимо от мощности пласта величина показателей в основном сохраняется. Это может объясняться как увеличением площади контакта раскаленных генераторных газов с вмещающими породами ПГГ, так и влиянием параметров модели (расчетных возможностей применяемого программного комплекса).

Таким образом установлено, что увеличение размеров подземного газогенератора (выгоревшего пространства между угольным забоем и породным завалом) также оказывает влияние на рост высокотемпературной зоны, однако в связи с трудностью управления обрушением пород кровли в подземном газогенераторе, влиять на этот фактор весьма затруднительно. Важно отметить, что давление обрушенных пород кровли передается на трубные ставы через слой золы, который надежно защищает трубы от деформации (см. раздел 4).

5.3.2.5 Выводы

Для удобства сравнения результатов и оценки влияния различных факторов результаты моделирования сведены в табл. 5.5 и вынесены на графики (рис. 5.23)

Как видно из таблицы 5.5 и графиков на рис. 5.23, мощность угольного пласта оказывает незначительное влияние на размер высокотемпературной зоны, что было обосновано выше. Скачкообразное

повышение размера высокотемпературной зоны (l) наблюдается при условии установившегося режима работы подземного газогенератора (пунктирная и штрихпунктирная линии графиков), когда огневой забой продвинулся на несколько десятков метров и вмещающие породы разогрелись до высоких температур. Размер высокотемпературной зоны увеличился почти в 2 раза, при переходе работы подземного газогенератора с начальной стадии в установившуюся (т.е. изменении температуры вмещающих пород с $T_к$ = 30 °С до $T_к$ = 200 °С). Поэтому на большей части подземного газогенератора размер высокотемпературной зоны будет находиться в пределах 7,6 – 8,4 м.

Таблица 5.5 – Результаты моделирования размеров высокотемпературной зоны (Т ≥ 300 °С)

Мощность угольного пласта m, м	Размер зоны выгазовывания L, м	Начальная стадия работы газогенератора $T_к$ = 30 °С		Установившаяся стадия работы газогенератора, $T_к$ = 200 °С	
		$T_н$ = 1000 °С	$T_н$ = 1300 °С	$T_н$ = 1000 °С	$T_н$ = 1300 °С
0,5	10	3,9	5,2	7,6	8,2
1,0	10	4,0	5,3	7,6	8,2
1,5	10	4,1	5,4	7,6	8,3
2,0	10	4,2	5,5	7,7	8,3
3,0	10	4,5	5,7	7,7	8,4

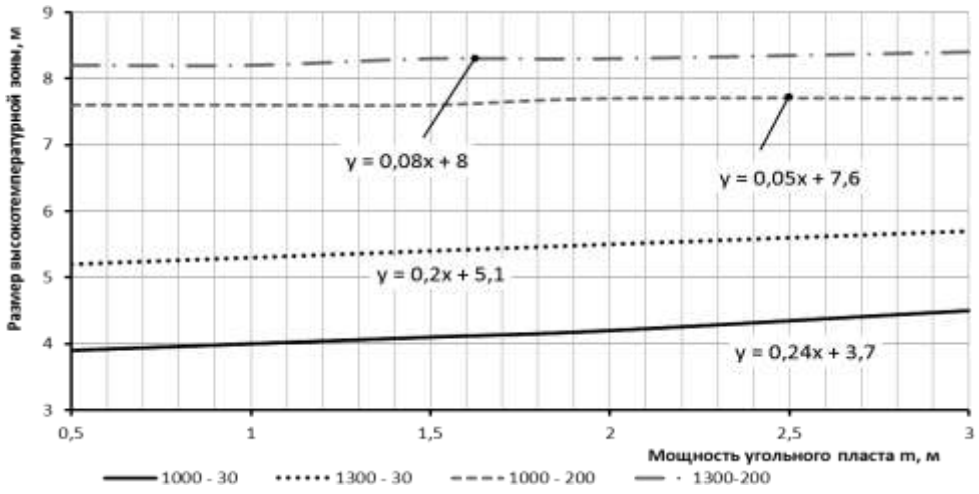


Рисунок 5.23 – Зависимость высокотемпературной зоны от мощности угольного пласта, для различных начальных и конечных значений температуры

Весьма значительное повышения размеров высокотемпературной зоны получено при повышении температуры очага горения, что достигается скоростью протекания окислительных реакций и зависит от энергетических характеристик пласта. Проведенные исследования показали, что с увеличением температуры очага горения угольного пласта размер высокотемпературной зоны возрастает практически по линейной зависимости (рис. 5.24).

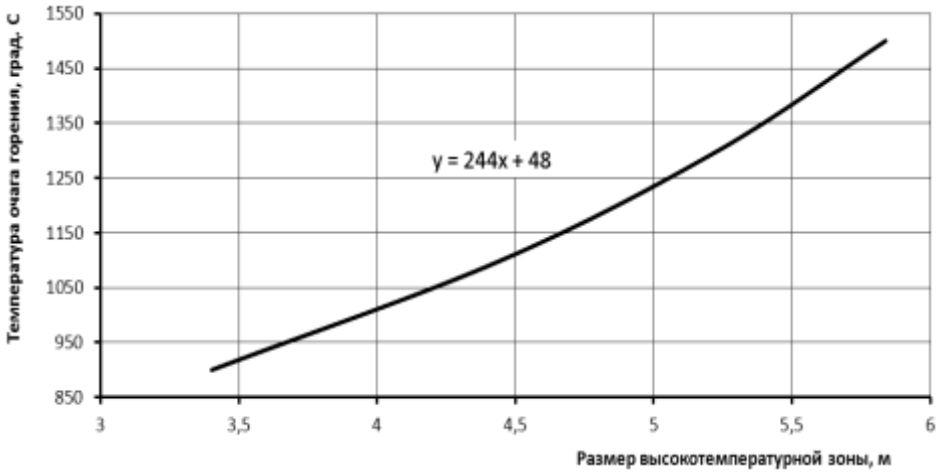


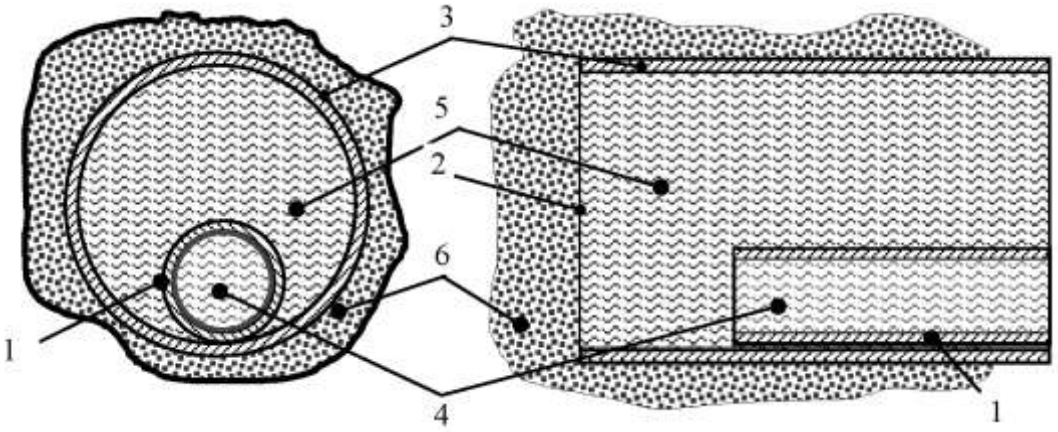
Рисунок 5.24 – Зависимость размера высокотемпературной зоны от температуры горения угольного пласта

Проведенное моделирование тепловых процессов методом конечных элементов позволило определить диапазон изменения важного технологического показателя утилизации тепловой энергии – размер распространения высокотемпературной зоны горения угольного пласта ($T \geq 300°C$), где, согласно разработанным способам, происходит отбор тепла циркулирующим в трубных ставах теплоносителем (утилизация тепла вмещающих пород идет в качестве дополнительной составляющей теплообмена). В зависимости от различных влияющих факторов этот показатель составил от 3,9 до 8,4 м, что вполне удовлетворяет условиям продуктивного теплообмена. На увеличение размера высокотемпературной зоны существенно влияют температура ядра горения угольного пласта, температура вмещающих пород, стадия работы и ширина подземного газогенератора (расстояние от забоя до породного завала). Мощность угольного пласта оказывает незначительное влияние на размер продуктивной зоны теплообмена, что позволяет эффективно использовать разработанные способы утилизации тепловой энергии на тонких и особо тонких пластах.

6 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТАННЫХ СПОСОБОВ[1]

6.1 Расчет параметров трубного става и расхода теплоносителя

В качестве базового варианта для расчета рассмотрим способ скважинной утилизации тепловой энергии для наклонных пластов (см. подраздел 3.3). Схема трубного става теплоотводящей скважины представлена на рис. 6.1. Жидкий теплоноситель (вода) подается по внутреннему трубопроводу (подающему рукаву) 1 в донную замкнутую часть 2 трубного става 3, откуда начинает обратное движение к устью скважины по трубному ставу 3. Холодная вода 4 движется внутри подающего рукава, а нагретая 5 – в пространстве между большей наружной трубой и меньшей внутренней. При движении по подающему рукаву холодная вода нагревается, получая тепло от перегретой воды трубного става, которая в свою очередь частично охлаждается. На участок продуктивного теплообмена (высокотемпературная зона вблизи огневого забоя) вода попадает уже нагретой, что несколько снижает эффективность утилизации тепла.



1 – внутренний став (подающий рукав); 2 – донная часть трубного става; 3 – внешний трубный став; 4 – холодный теплоноситель (вода); 5 – нагретый теплоноситель (перегретая вода); 6 – зона теплообмена в начальный период газификации.

Рисунок 6.1 – Схема участка теплообмена теплоотдающей скважины и трубного става

[1] Раздел написан в соавторстве с инж. С.М. Семкиным

Для определения теплового потока в зоне огневого забоя примем наружный диаметр трубы равным 150 мм, наружный диаметр внутренней трубы примем 100 мм, расход теплоносителя предварительно примем равным:

$$G = 2{,}8\,\text{êã}/\text{c} = 0{,}0028\,\text{ì}^2/\text{c} = 10\,\text{ò}/\text{÷àñ},$$

$$G = \frac{1000\cdot\pi\cdot\left(D^2 - d^2\right)\cdot v}{4},\ \text{êã}/\text{c},$$

где G – расход воды, кг/с;
D – диаметр наружного трубопровода, м;
d – диаметр внутреннего трубопровода, м;
v – скорость движения воды, м/с.

Скорость воды в межтрубном пространстве определим из уравнения расхода, откуда:

$$v = \frac{4\cdot G}{1000\cdot\pi\cdot\left(D^2 - d^2\right)} = \frac{4\cdot 2{,}8}{1000\cdot\pi\cdot\left(0{,}15^2 - 0{,}10^2\right)} = 0{,}28\,\text{ì}/\text{c}.$$

Примем, что температура в ядре горения пласта составляет 1200 °С. Из предварительных расчетов установлено, что основное падение температуры от 1200 °С до 300 °С происходит на среднем расстоянии около 6 м от фронта горения (см. раздел. 5). Поэтому в расчете примем, что нагрев трубы происходит на участке трубы, равном 6 м. Труба с теплоносителем расположена на почве, поэтому она будет находиться в обрушенных породах или шлаке, т.е. тепло от раскаленного шлака будет передаваться к трубе за счет теплопроводности.

Уравнение конвективного теплообмена от стенки трубы к воде [88]:

$$.\,Nu = 0{,}021\cdot Re^{0{,}8}\cdot Pr_{æ}^{0{,}43}\cdot\left(Pr_{æ}/Pr_c\right)^{0{,}25},$$

где *Nu* – критерий Нуссельта;
Re – критерий Рейнольдса;
$Pr_{ж}$ – критерий Прандтля при температуре жидкости (200 °С), $Pr_{ж}$ = 0,932;
Pr_c – критерий Прандтля при температуре стенки трубы (400 °С), Pr_c = 6,8.

Теплотехнические характеристики воды при 200 °С:

$\lambda_ж$ – коэффициент теплопроводности, $\lambda_æ = 0,658\ Âò/ì^2\,°C$

$v_ж$ – коэффициент кинематической вязкости, $v_æ = 0,158 \cdot 10^{-6}\ ì/c$

Для определения критерия Рейнольдса необходимо определить гидравлический диаметр кольцевого сечения:

$$d_r = \frac{4S}{P},$$

где S – площадь кольцевого сечения, м^2;

P – смоченный периметр, м.

$$d_r = \frac{4 \cdot 0,25 \cdot \pi \cdot \left(D^2 - d^2\right)}{\pi \cdot \left(D + d\right)} = D - d = 0,15 - 0,1 = 0,05ì\ .$$

Тогда критерий Рейнольдса:

$$Re = \frac{v \cdot d_r}{v_æ} = \frac{0,28 \cdot 0,05}{0,158 \cdot 10^{-6}} = 88608.$$

Определяем критерий Нуссельта:

$$Nu = 0,021 \cdot 88608^{0,8} \cdot 0,932^{0,43} \cdot \left(0,932/6,8\right)^{0,25} = 110.$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к воде определим из критерия Нуссельта:

$$Nu = \frac{\alpha \cdot d_r}{\lambda_æ}.$$

Откуда

$$\alpha = \frac{\lambda_æ \cdot Nu}{d_r} = \frac{0,658 \cdot 110}{0,05} = 1447\ Âò/ì^2 \cdot °C.$$

Коэффициент теплопередачи от раскаленного шлака к воде, отнесенный к 1 м трубопровода:

$$k_l = \frac{1}{\frac{1}{\alpha \cdot D} + \frac{1}{2\lambda_{ñò} \cdot \ln\left(D_í / D_В\right)}},$$

$$k_l = \frac{1}{\frac{1}{1447 \cdot 0{,}15} + \frac{1}{2 \cdot 45 \cdot \ln\left(166/150\right)}} = 63,\ Âò/ì \cdot °C.$$

где $\lambda_{ст}$ – коэффициент теплопроводности стали, $\lambda_{ст} = 45$ Вт/м^2 °С.

Удельный тепловой поток на 1 м длины трубы:

$$q_l = \pi \cdot k_l \cdot \Delta t,\ Âò/ì\ ,$$

где Δt – разность температур между шлаком и водой, ($t_ш - t_в$).

Так как действительная температура воды в высокотемпературной зоне нам неизвестна, зададимся произвольными значениями Δt и определим ql, результаты занесем в табл. 6.1 Удельный тепловой поток в зависимости от Δt.

Таблица 6.1 – Результаты расчета удельного теплового потока

Δt, °С	20	40	60	80	100	150	200	300	400
ql,Вт/м^2°С	3958	7917	11875	15833	19792	29689	39584	59376	79168

Для определения температуры воды в зоне горения произведем расчет ее с учетом теплообмена между нагретой водой, идущей по внешней трубе и холодной водой, которая поступает с поверхности от устья скважины.

Исходя из характеристик используемой гидропаровой турбины, примем температуру воды, которую подают на турбину, равной 150 °С. Температуру воды, которая исходит после работы в турбине, и вновь подается в трубный став примем равной 50°С. Теплообмен между нагретой водой и стенкой трубы подающего рукава описывается уравнением теплообмена, которое было использовано для расчета теплообмена в зоне горения:

$$Nu = 0{,}021 \cdot Re^{0{,}8} \cdot Pr_æ^{0{,}43} \cdot \left(Pr_æ / Pr_c\right)^{0{,}25}.$$

Критерий Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = \frac{v \cdot d_r}{\nu_æ} = \frac{0,35 \cdot 0,1}{0,478 \cdot 10^{-6}} = 73221.$$

где v – скорость движения воды в подающем рукаве, м/с;

$$v = \frac{4 \cdot G}{1000 \cdot \pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 2,8}{1000 \cdot \pi \cdot 0.10^2} = 0,35 \, ì/c.$$

$\nu_ж$ – коэффициент кинематической вязкости при температуре 50 °С,

$$\nu_æ = 0,478 \cdot 10^{-6} \, ì^2/c.$$

Определяем критерий Нуссельта:

$$\mathrm{Nu} = 0,021 \cdot 73221^{0,8} \cdot 1,68^{0,43} \cdot \left(1,68/3,59\right)^{0,25} = 147.$$

Здесь температура жидкости равна 150 °С, а температура стенки равна средней температуре нагретой и нагреваемой воды (150 + 50) / 2 = 100 °С.

Значение критерия Прандтля:

$$P_{ræ} = 3,59.$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к воде определим из определения критерия Нуссельта:

$$\alpha_x = \frac{\lambda_æ \cdot \mathrm{Nu}}{d_r} = \frac{0,64 \cdot 147}{0,1} = 940 \, Âò/ì^2 \cdot °C.$$

Коэффициент теплопередачи от горячей воды к холодной воде, отнесенный к 1 м трубопровода:

$$k_l = \frac{1}{\dfrac{1}{\alpha \cdot d} + \dfrac{1}{2\lambda_{ñò} \cdot \ln\left(d_í / d_B\right) + \dfrac{1}{\alpha_x \cdot d}}},$$

$$k_l = \frac{1}{\dfrac{1}{321 \cdot 0,1} + \dfrac{1}{2 \cdot 45 \cdot \ln\left(166/100\right) + 1/940 \cdot 0,1}} = 23 \, Âò/ì \cdot °C.$$

Удельный тепловой поток на 1 м длины трубы:

$$q_l = \pi \cdot k_l \cdot \Delta t = \pi \cdot 23 \cdot (150 - 50) = 7226 \ \text{Âò}/\text{ì} \ .$$

Из уравнения теплового баланса: количество тепла, переданное через стенку трубы, равно количеству тепла, отданному горячей водой при ее охлаждении и равно количеству тепла, полученному холодной водой при ее нагреве:

$$\Delta t_г = \Delta t_х = \frac{q_l}{G \cdot c_р},$$

где c_p = 4190 Дж / (кг °С) – удельная теплоемкость воды;

$\Delta t_г$ – разность температур горячей воды на входе и выходе из участка трубы длиной 1 м;

$\Delta t_х$ – разность температур холодной воды на входе и выходе из участка трубы длиной 1 м.

Из уравнения теплового баланса видно, что изменение температуры холодной воды равно изменению температуры горячей воды, т.е. на сколько охладится греющая вода, на столько же нагреется подогреваемая вода. Это значение можно рассчитать:

$$\Delta t_г = \Delta t_х = \frac{q_l}{G \cdot c_р} = \frac{7226}{2{,}8 \cdot 4190} = 0{,}6 °C \ .$$

Таким образом, можно рассчитать температуру горячей и холодной воды на любом расстоянии от устья скважины. Так, на расстоянии 300 м (максимальная длина трубного става для принятых энергоблоков) температура холодной воды будет

$$50+0{,}6 \cdot 300=230 \ °C,$$

где 300 – граничная температура высокотемпературной зоны, необходимая для нагрева теплоносителя, °С.

Теперь можно оценить тепловой поток в зоне фронта горения. Так при установившемся теплообмене нагретая до 230 °С вода по питательному рукаву подается в высокотемпературную зону, где догревается до необходимой величины. Температурный напор можно оценить как разность температур горячего шлака и воды, т.е.

$$750-230=520 \ °C.$$

Тогда из предыдущих расчетов тепловой поток на 1 м трубы будет составлять:

$$q_l = \pi \cdot k_l \cdot \Delta t = \pi \cdot 63 \cdot 520 = 102918 \ \text{Âò/ì} .$$

Увеличение температуры на 1 м трубы:

$$\Delta t_x = \frac{q_l}{G \cdot c_p} = \frac{102918}{2{,}8 \cdot 4190} = 8{,}8°C .$$

С учетом того, что длина принятого расчетного участка высокотемпературной зоны 6 м, повышение температуры будет равно $8{,}8 \cdot 6 = 53°C$ и температура на выходе из зоны нагрева будет равна $230 + 53 = 283°C$, что несколько менее необходимой температуры 300 °С. Для обеспечения заданной температуры воды на выходе из трубопровода, необходимо, чтобы повышение температуры на расчетном участке нагрева было равно 70 °С. Для этого необходимо уменьшить расход воды до значения:

$$G = \frac{6 \cdot q_l}{c_p \cdot \Delta t} = \frac{6 \cdot 102918}{4190 \cdot 70} = 2{,}1 \ \text{êã/c} = 7{,}5 \ \text{ò/÷àñ} .$$

Таким образом, отдельная труба диаметром 150 мм будет практически являться генератором тепла мощностью: или 618 кВт 6·102918=617506 Вт тепловой энергии. Для труб другого диаметра тепловую мощность можно оценить из предположения, что режим движения воды в них турбулентный развитый и коэффициенты теплопередачи будут отличаться незначительно, и тогда определяющим будет являться диаметр трубы. Для диметра трубного става 100 мм – тепловая мощность составит 412 кВт, для 80 мм – 330 кВт, полученная зависимость представлена на рисунке 6.2.

Следует отметить, что эффективность утилизации тепловой энергии может быть еще более увеличена при обеспечении термоизоляции подающего рукава и подачи в зону горения воды с более низкой температурой. Чтобы увеличить количество тепловой энергии, отбираемой в зоне горения, нужно иметь больший температурный напор в этой зоне, чем в рассчитанном выше случае. Для этого необходимо, чтобы холодная вода, до попадания на участок продуктивного теплообмена вблизи огневого забоя, нагрелась как можно меньше. Для уменьшения интенсивности теплообмена между горячей и холодной водой, целесообразно применить тепловую

изоляцию внутреннего става. В качестве таковой может служить нанесение слоя изолирующего материала «Керамоизол» на наружную поверхность подающего рукава, по которой транспортируется холодная вода. Коэффициент теплопроводности «Керамоизола» $\lambda_к$ = 0,0025 Вт/м °С; толщина слоя – 1 мм.

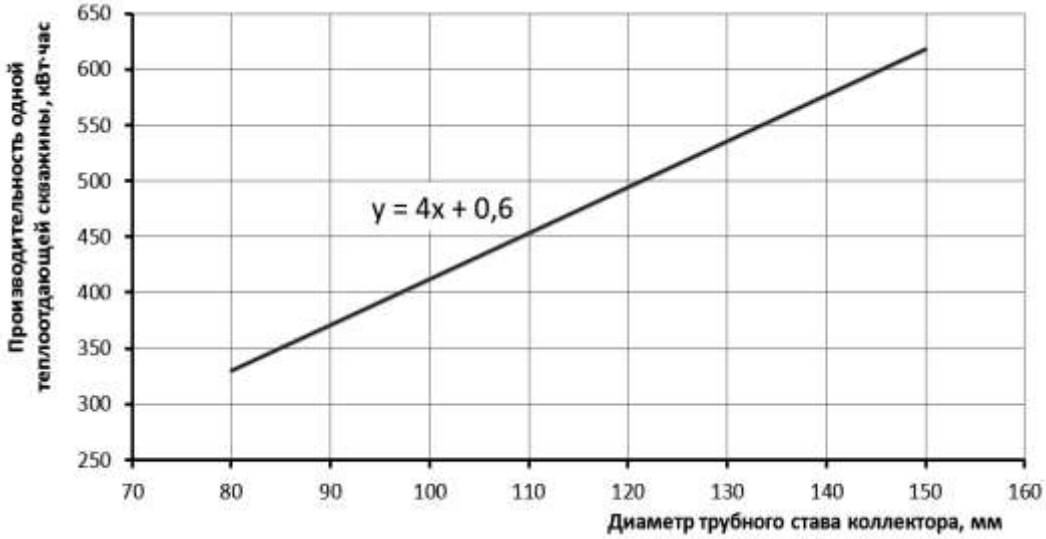


Рисунок 6.2 – Зависимость производительности теплоотдающей скважины от диаметра трубного става

Коэффициент теплопередачи от горячей воды к холодной воде, отнесенный к 1м трубопровода:

$$k_l=1/((1/\alpha \cdot d) +1/(2\,\lambda_{ст} \cdot \ln (d_н/d_в))+ 1/(2\,\lambda_к \cdot \ln (d_{нк}/d_в) + + (1/(\alpha_х \cdot d))) = 1/(1/321 \cdot 0{,}1) + ½ \cdot 45 \cdot \ln (116/100) + ½ \cdot 0{,}0025 \cdot \ln (118/116) + 1 / (1/940 \cdot 0{,}1) = 0{,}0001 \text{ Вт / м °С}.$$

Удельный тепловой поток на 1м длины трубы:

$$q_l = \pi \cdot k_l \cdot \Delta t = \pi \cdot 0{,}0001 \cdot (150–50) = 0{,}03 \text{ Вт/м}.$$

Из уравнения теплового баланса видно, что изменение температуры холодной воды равно изменению температуры горячей воды и составляет:

$$\Delta t_г = \Delta t_х = q_l / G \cdot c_р = 0{,}03 / 2{,}8 \cdot 4190 = 0{,}0000026 \text{ °С}.$$

Т.е. изменением температуры в случае применения теплоизоляции «Керамоизола» можно практически пренебречь.

Оценим тепловой поток в зоне продуктивного теплообмена. В случае использования «Керамоизола» вода поступает в зону горения с

температурой 50 °С, где, нагреваясь, утилизирует тепло горения пласта. Температурный напор можно оценить как разность температур горячего шлака и воды, т.е. 750 – 50 = 700 ^{0}С. Исходя из предыдущих расчетов, определим тепловой поток на 1м трубы в зоне горения:

$$q_l = \pi \cdot 63 \cdot 700 = 138544 \text{ Вт/м.}$$

Увеличение температуры на 1м трубы в зоне горения составит:

$$\Delta t_x = q_l / G \cdot c_p = 138544 / 2{,}8 \cdot 4190 = 11{,}8 \text{ °C.}$$

С учетом того, что длина принятого расчетного участка продуктивного теплообмена 6м, повышение температуры будет равно 11,8×6 = 71 °С и температура на выходе будет равна 50 + 71 = 121 °С, что менее необходимой для гидротурбин температуры 150 °С. Следовательно, для обеспечения температуры перегретой воды на выходе из трубного става, необходимо, чтобы повышение температуры на расчетном участке нагрева было равно 100 °С. Для этого необходимо уменьшить расход воды до значения:

$$G = 6\, q_l / c_p\, \Delta t = 6 \cdot 138544 / 4190 \cdot 100 = 1{,}98 \text{ кг/с} = 7{,}1 \text{ т/час.}$$

Это значение примерно на 34 % больше, чем для труб без термоизоляции, которое составляет 5,3 т/час.

Таким образом, отдельная труба диаметром 150 мм будет практически являться генератором тепла мощностью: 6×138544 = 831264 Вт (831 кВт) тепловой энергии. Для диаметра 100 мм – тепловая мощность – 554 кВт, для 200 мм – 1108 кВт. Это свидетельствует о весьма высокой продуктивности каждого трубного става, что с учетом их общего количества в энергетическом блоке (20–30 шт.), позволяет сделать вывод о весьма мощной электрогенерирующей системе, которая использует утилизированную тепловую энергию подземного газогенератора.

6.2 Расчет допустимого расстояния между трубными ставами

Расстояния между трубными ставами (L) рассчитывалось, исходя с одной стороны – из необходимости извлечения из зоны горения и от нагретых пород горного массива максимального количества тепла, с другой – из необходимости минимизировать количество трубных ставов в энергетическом блоке и стремление к увеличению расстояния между ними (снижение затрат на оснащение энергоблока).

В огневую выработку поступает определенное количество тепла

образующегося при сгорании угля, при этом происходит нагрев пространства газогенератора и вмещающих пород на определенную величину. Доля тепла, приходящаяся на одну скважину (трубный став), которое возможно утилизировать составит:

$$Q_n = P \cdot Q_y \cdot M, \text{ Äæ},$$

где P – непроизводительные потери тепла, которые мы пытаемся утилизировать (10 – 30%), $P = 0{,}1 - 0{,}3$;

$$Q_y = 29{,}3 \text{Ì äæ}/\text{êã} = 29300000 \text{ Äæ}/\text{êã},$$

Q_y – теплота сгорания угля.

Масса полностью сгоревшего топлива

$$M = m \cdot l \cdot L \cdot \rho, \text{ ÄÆ},$$

где m – мощность пласта, m = 1 м;

l – продвижение огневого забоя за сутки (примем 0,5 – 1 м);

L – рассматриваемый участок вдоль огневой выработки (расстояние между трубными ставами);

ρ – объемная масса угля, ρ = 2000 кг/м^3.

С другой стороны, среднее количество тепла вокруг одной скважины:

$$Q_c = (T_1 - T_2) \cdot V \cdot C \cdot \rho, \text{ Äæ}/\text{êã} \cdot \text{K},$$

где T_1 = 600 °С – средняя температура в пространстве газогенератора;

T_2 = 200 °С – температура воды, подаваемая в скважину;

V – объем пород, вокруг скважины, м^3;

$$V = \frac{\pi \cdot l \cdot L_T^2}{4}, \text{ ì}^3.$$

L – рассматриваемый участок вдоль огневой выработки (расстояние между трубными ставами);

l – продвижение огневого забоя за сутки (0,5 – 1 м);

С – средняя удельная теплоемкость пород вокруг скважины,

С = 900 Дж/(кг · К).

Приравняв количество тепла находящегося в газогенераторе к количеству тепла, которое может отобрать скважина с заданными параметрами (температурой и скоростью движения воды) можно определить оптимальное расстояние между скважинами:

$$Q_c = Q_n,$$

$$\frac{(T_1 - T_2)\cdot\pi\cdot l\cdot L^2\cdot C\cdot\rho}{4} = P\cdot Q_y\cdot m\cdot L\cdot\rho,$$

$$(T_1 - T_2)\cdot\pi\cdot L\cdot C = 4P\cdot Q_y\cdot m \Rightarrow L_T = \frac{4P\cdot Q_y\cdot m}{(T_1 - T_2)\cdot\pi\cdot C}, \text{ì},$$

где L = D(T) – расстояние между скважинами в зависимости от температуры вмещающих пород и общего количества тепла в газогенераторе.

Расчеты показали (рис. 6.3), что в условиях принятых температур расстояние между трубными ставами может находиться в пределах от 5 до 20 м, в зависимости от необходимой температуры теплоносителя на выходе. В нашем случае (T = 300°C) максимально допустимое расстояние между скважинами (трубными ставами) составит около 14 м.

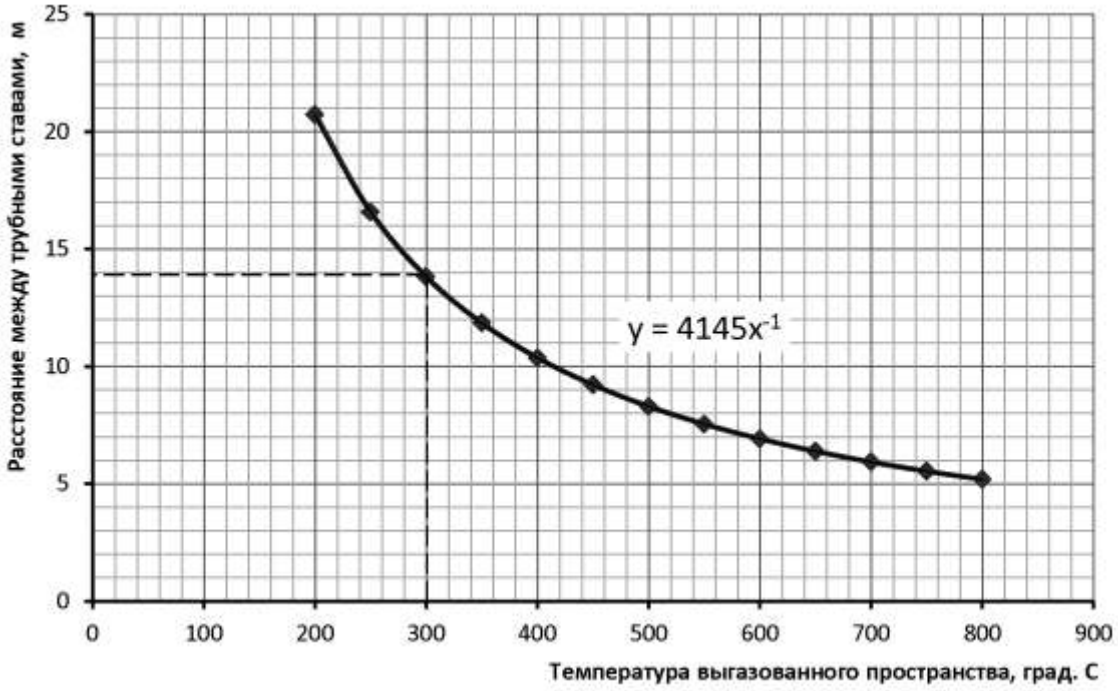


Рисунок 6.3 – Зависимость расстояния между теплоотводящими скважинами (трубами) от средней температуры подземного газогенератора

Таким образом, энергоблок с размером по простиранию 300 м должен включать минимум 22 теплоотводящие скважины, оснащенные трубными ставами. В случае закладки теплоотводящих скважин на большем расстоянии одна от другой, степень извлечения тепловой энергии будет меньше принятого в расчете показателя 20 %.

6.3 Технико–экономическая эффективность

Оценку стоимости оборудования произведем из расчета на один трубный став.

Технико–экономические показатели труб различных диаметров представим в табл. 6.2.

Таблица 6.2 – ТЭП для труб различных диаметров

1	Условный диаметр трубы (d), мм	80	100	125	150	180	200
2	Толщина стенки трубы (δ), мм (из условий работы)	5,3	6,7	8,3	10,0	12,0	13,3
3	Типоразмер трубы (d x δ), мм	89x8	121x8	140x9	168x10	194x12	245x14
4	Вес 1м трубы, кг	15,98	22,29	29,08	33,97	61,26	79,76
5	Стоимость 1 м трубы, грн.	147	205	269	359	564	734
6	Стоимость 300 м трубы, грн.	44100	61500	80400	107700	169200	220200
7	Стоимость 300 м изолированной трубы («Керамоизол»), грн.	50715	70725	92460	123859	194580	253230

Поскольку трубный став теплоотводящей скважины представляет собой наружную и внутреннюю трубу (подающий рукав) длиной 300 м, то рассмотрим (табл. 6.3.) стоимостные параметры для трех вариантов конструкций: 100/80, 150/100 и 200/180, где в числителе диаметр наружного, а в знаменателе – внутреннего трубопровода (мм).

Таблица 6.3 – Стоимостные показатели рассматриваемых вариантов

Вариант Стоимость бурения теплоотводящей скважины, грн	100/80 75000	150/100 120000	200/180 210000
Стоимость меньшей трубы, грн.	50715	70725	194580
Стоимость большей трубы, грн.	70725	123859	253230
Стоимость двух труб с учетом монтажа (15%), грн.	139656	223712	514982
Стоимость электрогенератора (с монтажом)[1], грн	1385000	2077500	2767500
Суммарная стоимость оснащенной скважины, грн.	1599656	2421212	3492482

Рассчитанные значения стоимости полученной электроэнергии (табл. 6.4) получены, исходя из условия работы электрогенератора 300 дней по 24 часа в сутки. Коэффициент полезного действия цикла

[1] Стоимость оборудования определялась из данных разработчика гидропаровой турбины: 2500 грн. на 1 кВт установленной мощности.

преобразования тепловой энергии в электрическую принят равным 30%. Цена 1 кВт·часа электроэнергии принималась по состоянию на 2012 год (в среднем – 1 грн. за кВт·час).

Таблица 6.4 – Стоимость выработанной электроэнергии

Вариант	100/80	150/100	200/180
Тепловая мощность трубного става, кВт	554	831	1108
Выработанная электроэнергия, кВт·час	3988800	5983200	7977600
Стоимость выработанной электроэнергии, грн.	3988800	5983200	7977600

Сроки окупаемости капитальных затрат приведены в табл. 6.5.

Таблица 6.5 – Окупаемость капиталовложений

Вариант	100/80	150/100	200/180
Срок окупаемости, дней	120	122	131

Следует отметить, что в суммарной стоимости теплоотводящей скважины, оснащенной трубными ставами и электрогенерирующими агрегатами, более 85% составляет стоимость гидропаровой турбины. Такое положение обусловлено экспериментальным (единичным) характером производства гидропаровых агрегатов. В случае серийного заказа этого оборудования для оснащения энергетических блоков ПГУ стоимость электрогенерирующих устройств может сократиться в разы. Кроме того, приведенные расчеты выполнены из условия первоначальных капитальных затрат. При отработке последующих энергетических блоков эти затраты значительно уменьшатся, т.к. будут использованы уже имеющиеся гидропаровые турбины, которые начнут обслуживать новые теплоотводящие скважины.

Таким образом, утилизация тепловой энергии подземного газогенератора позволяет генерировать за 300 дней от 4 до 8 млн. кВт·час электроэнергии с одной теплоотводящей скважины, что, с учетом общего числа скважин в энергетическом блоке (порядка 22), обеспечивает показатели достаточно продуктивной электростанции. Сроки окупаемости энергетического блока составляют 120–130 дней его эксплуатации, причем последующие блоки окупаются в несколько раз быстрее, поскольку используется уже приобретенное электрогенерирующее оборудование. Экономическая эффективность утилизации тепловой энергии одного энергетического блока (300×300 м) может составить более 50 млн. грн. дополнительно к стоимости продуктов ПГУ. Это позволяет заключить, что разработанные способы утилизации тепловой энергии подземной газификации угля позволяют существенно повысить общую эффективность технологии ПГУ и сделать ее (для ряда условий) более конкурентоспособной в сравнении с традиционными способами разработки угольных месторождений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе изложены результаты комплексных исследований, направленных на разработку технологических основ топливно–энергетической системы для утилизации тепловой энергии подземной термохимической переработки угольных пластов. Внедрение разработанных технологических способов скважинной утилизации позволит в значительной степени избежать непроизводительных потерь тепловой энергии в недрах и повысить общую эффективность подземной газификации (сжигания) угольных пластов на 15 – 20 %, что имеет большое значение для развития новых электроэнергетических проектов и позволяет задействовать угольные залежи, бесперспективные для разработки традиционным шахтным методом.

Основные научные и практические результаты работы сводятся к следующему:

1. В результате анализа проблемы установлено, что значительные резервы повышения эффективности термохимической переработки угольных пластов связаны с непроизводительными потерями тепловой энергии в подземном газогенераторе (до 30 – 50 %), причем попытки ее утилизации посредством газового (парового) теплоносителя не исключают высоких потерь тепла в недрах, а полученные температуры газа допускают лишь малоэффективный теплообмен. Попытки водного дренажа тепла отработавшего газогенератора способны извлечь лишь незначительную часть потерь тепловой энергии. Это обуславливает актуальность решения данной проблемы для дальнейшего развития технологий подземной газификации и сжигания угольных пластов и повышения конкурентоспособности этих технологий.

2. Анализ кинетики химических реакций процесса ПГУ, учитывающий лимитирующую стадию гетерогенного процесса, позволил рассчитать теоретическое значение скорости выгорания угля при подземной газификации. Так, для каменного угля при T = 1000 K теоретическая линейная скорость газификации угольной стенки огневого забоя составляет 0,15 м / час (3,6 м / сутки) – это хорошо согласуется с ранее полученными экспериментальными данными (0,01 – 0,1 м/час). Полученное теоретическое значение указывает верхнюю границу возможной скорости горения пласта и свидетельствует, что рабочий режим подземной термохимической переработки угольного пласта (0,5 – 2 м/сутки) обеспечивает достаточно длительный режим отработки энергетического блока, что делает целесообразным использование технологических способов утилизации тепла подземного газогенератора.

3. Впервые предложена концепция скважинной утилизации тепловой энергии при подземной газификации (сжигании) угольных пластов, использующая циркуляцию жидкого теплоносителя в трубных ставах теплоотводящих скважин с последующей генерацией электроэнергии на гидропаровых турбинах (КПД которых сопоставим с КПД традиционных паровых турбин, а рабочая температура составляет всего 120 – 250 °С). Это позволяет извлекать и производительно использовать до 30 % энергии термохимической переработки угольных пластов, которая ранее расходовалась на непроизводительный разогрев вмещающих пород подземного газогенератора.

4. Разработаны скважинные способы утилизации тепловой энергии для условий ПГУ при горизонтальном (пологом) и наклонном залегании пластов, предполагающие использование теплоотводящих скважин с циркуляцией жидкого теплоносителя (перегретой воды) от высокотемпературной зоны огневого забоя до гидропаровых турбин электрогенерирующих установок. При этом в первом случае теплоноситель движется по всему сечению трубного става, во втором – предполагается одновременное движение в двух направлениях – по трубному ставу и внутреннему нагнетательному рукаву, подающему теплоноситель в донную часть замкнутого става. Предложенные способы утилизации тепловой энергии эффективно сочетаются с традиционной технологией газификации (сжигания) угля и повышают ее рентабельность за счет продуктивного использования тепловой энергии подземного газогенератора.

5. Разработан новый способ газификации тонких и весьма тонких пластов, в котором фронт горения формируют в скважине вдоль трубного става, а функции продуктивной и теплоотдающей скважин совмещают в одной. Это дает возможность обеспечить быстрый ввод в работу подземного газогенератора и обеспечивает формирование высокотемпературной зоны повышенных размеров, что увеличивает продуктивность теплообмена и позволяет утилизировать тепловую энергию даже в условиях сверхтонких пластов. Новая схема компоновки скважин позволяет существенно повысить эффективность получения генераторного газа и его теплотворную способность.

6. Предложена аналоговая модель процесса распределения температур в выгазованном пространстве подземного газогенератора. Исследованиями температурного поля подземного газогенератора методом электрогидродинамических аналогий установлено, что чем больше отношение r (расстояние до огневого забоя, приведенное к мощности пласта), тем менее резко происходит падение температуры, причем размеры этого показателя изменяются по градиенту $\alpha(r)$. Полученные зависимости свидетельствуют, что увеличение мощности

пласта ведет к росту потерь тепловой энергии, которая в большей степени распространяется в породный массив.

7. Путем численного моделирования методом конечных элементов получены закономерности распределения высокотемпературной зоны подземного газогенератора. Установлено, что распределение температуры от огневого забоя в глубину выгазованного пространства подземного газогенератора подчиняется экспоненциальной зависимости, причем размеры высокотемпературной зоны ($T \geq 300$ °C) находятся в пределах от 3,9 до 8,4 м, что позволяет определить фактический размер участка теплообмена и рассчитать рациональные параметры подачи теплоносителя.

8. Установлено, что на размер высокотемпературной зоны ($T \geq 300$°C), распространяющейся от огневого забоя вглубь выгазованного пространства, существенно влияют температура ядра горения угольного пласта, температура вмещающих пород, стадия работы подземного газогенератора и расстояние от огневого забоя до породного завала. Мощность угольного пласта оказывает незначительное влияние на глубину распространения высокотемпературной зоны, что позволяет эффективно использовать разработанные способы утилизации тепловой энергии на тонких и особо тонких пластах.

9. Разработана оригинальная конструкция испытательного стенда и методика испытаний трубного става, которые позволили воспроизвести его напряженно–деформированное состояние в условиях обрушения пород кровли в выгазованное пространство подземного газогенератора. Установлено, что слой золы, образованный при выгорании угля в подземном газогенераторе, выполняет защитную функцию восприятия и перераспределения нагрузок от обрушенных пород кровли, причем уже при наличии слоя золы на 3…5 см превышающего диаметр трубного става обеспечивается надежная работа теплоотводящей системы. Сравнение деформаций става в условиях наличия зольного слоя и без него свидетельствуют о повышении несущей способности гидротехнической конструкции, находящейся в защитном зольном слое, в 10 и более раз.

10. Расчет основных технологических факторов позволил выявить рациональные значения параметров теплоотводящих скважин: наружный диаметр внешнего трубного става 150 мм, а внутреннего 100 мм; расход теплоносителя – 7,1 т / час; тепловая мощность одной теплоотводящей скважины – около 831 кВт; расстояние между трубными ставами с учетом заданной температуры теплоносителя на выходе из зоны горения пласта составит 14 м, количество теплоотводящих скважин для энергоблока с размером по простиранию 300 м – не менее 22–х.

11. Утилизация тепловой энергии подземного газогенератора позволяет генерировать за 300 дней от 4 до 8 млн. кВт·час электроэнергии с одной теплоотводящей скважины, что, с учетом общего числа скважин в энергетическом блоке (порядка 22), обеспечивает показатели достаточно продуктивной электростанции. Сроки окупаемости энергетического блока составляют 120–130 дней его эксплуатации, причем последующие блоки окупаются значительно быстрее, поскольку используется ранее приобретенное электрогенерирующее оборудование (гидропаровые турбины). Это позволяет заключить, что разработанные способы утилизации тепловой энергии подземной газификации угля позволяют существенно повысить общую эффективность технологии ПГУ и сделать ее более конкурентоспособной в сравнении с традиционными способами разработки угольных месторождений.

Литература

1. Siemens C.W. On the regenerative gas furnace as applied to the manufacture of cast steel // J. Chem. Soc. Vol. 21 – 1868, pg. 279 – 310.

2. Менделеев Д.И. Будущая сила, покоящаяся на берегах Донца// Северный вестник. – 1888. – № 8–12.

3. Скафа П.В. Подземная газификация углей / П.В. Скафа. – М.: Госгортехиздат, 1960. – 323 с.

4. Турчанинов И.А. Подземная газификация углей / И.А. Турчанинов. – М.: Госгортехиздат, 1961. – 67 с.

5. Теория и практика термохимической технологи добычи и переработки угля / Под общ. ред. О.В. Колоколова. – Днепропетровск: НГА Украины, 2000. – 281 с.

6. Аренс В.Ж. Физико–химическая геотехнология: Учебное пособие/ В.Ж. Аренс. – М.: Издательство МГГУ, 2001. – 657 с.

7. Крейнин Е.В. Нетрадиционные термические технологии добычи трудноизвлекаемых топлив: уголь, углеводородное сырье: Монография. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 301 с.

8. Крейнин Е.В. Анализ и перспективы современных проектов подземной газификации углей в мире / Е.В. Крейнин, С.Г. Стрельцов, Б.Ю. Сушенцова // Уголь. – 2011. – № 1. – С. 40 – 43.

9. Лазаренко С.Н. Новый этап развития подземной газификации угля в России и в мире / С.Н. Лазаренко, П.В. Кравцов // Горный информационно–аналитический бюллетень (научно–технический журнал) – ГИАБ. – М.: МГГУ, "Горная книга". – 2007. – №5 – С. 304 – 310.

10. Рубан А.Д. Подземная газификация угля – новый этап технологического и инвестиционного развития / А.Д. Рубан // Горный информационно–аналитический бюллетень (научно–технический журнал) – ГИАБ. – М.: МГГУ, "Горная книга". – 2007. – №2 – С. 288 – 301.

11. Blinderman M.S. The Chinchilla IGCC Project to Date: UCG and Environment / Blinderman, M.S., Jones, R.M. // Gasification Technologies Conference, San Francisco, USA, October 27–30, – 2002.

12. Walker L.K. An IGCC Project at Chinchilla, Australia, based on UCG / Walker L.K. // Gasification Technologies Conference, San Francisco, USA – 2001. – P. 8–10.

13. Linc–Energy–Limited–(ASX:LNC)–Technology–Update–On–Chinchilla–Underground–Coal–Gasification–(UCG)–Operations. ABN Newswire (Asia Business News Ltd.). 10 March 2009. . Retrieved 8 August, 2009.

14. Саптыков И.М. Подземная газификация угля – «история в лицах» / И.М. Саптыков, С.И. Якубов // Горный вестник Узбекистана. – 2008. – № 2.– С. 8 – 10.

15. Колоколов О.В. Уголь как основа экологически чистой топливно–энергетической системы / О.В. Кололколов, Н.М. Табаченко // Proceedings of the school of underground mining (International Mining Forum «School of Underground Mining») – Krakow. – 2002. – Pg. 27 – 34.

16. Лозинський В.Г. Аналіз сучасного стану і перспективи промислового застосування свердловинної підземної газифікації вугілля в Україні / В.Г. Лозинський, П.Б. Саїк, О.В. Паваленко, Д.О. Кошка. // Матер. IV междунар. научно–практич. конф. «Школа подземной разработки». – Д.: НГУ, 2010. – С. 351 – 363.

17. Фальштинський В.С. Новітня технологія розробки вугільних пластів на базі свердловинної газифікації / В.С. Фальштинський, Р.О. Дичковський, М.М. Табаченко // Уголь Украины. – 2010. – № 1 – С. 10 – 13.

18. Янко С.В. Перспективы освоения глубоко залегающих угольных месторождений / С.В. Янко, Б.А. Трошенькин // Уголь Украины. – 2010. – № 10. – С. 3–10.

19. Табаченко Н.М. Новые подходы в подземной газификации угольных пластов на небольших глубинах / Н.М. Табаченко // Уголь Украины. – 1993. – № 7 – С. 3 – 6.

20. Гончаров Е.В. Возможность применения подземной газификации для извлечения запасов угля из защитных пластов / Е.В. Гончаров // Уголь Украины. – 1990. – № 2 – С. 21.

21. Гайко Г.И. Концепция шахты–электростанции, предполагающей подземное сжигание угольных пластов / Г.И. Гайко, В.А. Касьянов, С.М. Семикин // Уголь Украины. – 2006. – №7. – С. 3 – 5.

22. Cougar Energy Update on UCG Pilot Project at Kingaroy in Queensland// Oil Voice. 2010 –04–27. Retrieved 2010–07–31.

23. Carbon Energy // http://www.carbonenergy.com.au/

24. Кондырев Б.И. Опыт подземной газификации угля в Китайской Народной Республике / Б.И. Кондырев, А.В. Белов // Горный информационно–аналитический бюллетень (научно–технический журнал) – ГИАБ. – М.: МГГУ, "Горная книга", 2005. – №10 – С. 286 – 289.

25. ENN Coal Gasification Mining. – http://www.enn.cn/en/business/ucg_mining.html

26. Exploiting China's Coal While It's Still Underground.: http://www.technologyreview.com

27. Eskom studies 2 100 MW combined–cycle plant at Majuba / Liezel Hill // Engineering news: http://www.engineeringnews.co.za

28. Environmental scoping report for the proposed 40 mw open cycle gas turbine power plant in the Amersfoort area, Mpumalanga / A project of Eskom holdings limited // – 2009. – 123 pp.: http://www.eskom.co.za

29. Фальштинський В.С. Удосконалення технології свердловинної підземної газифікації вугілля / В.С. Фальштинський. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2009. – 131 с.

30. Глузберг Е.И. Оценка тепловых потерь из огневой выработки в окружающий массив / Е.И. Глузберг, В.А. Серов // Известия вузов. Горный журнал. – 1985. – №1. – С. 59.

31. Епифанов А.А. Скважинный термосифонный теплообменник для утилизации теплоты газов подземного сжигания угля / А.А. Епифанов // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Москва, 1992. – 24 с.

32. Аренс В.Ж. Новые подходы к использованию невостребованных ресурсов твердых полезных ископаемых / В.Ж. Аренс, А.А. Вертман, Г.Х. Хчеян // Горная Промышленность. – 2007. – № 3. – С. 3 – 6.

33. Дядькин Ю.Д. Физико–химические основы геотехнологии/ Ю.Д. Дядькин, Ю.Л. Минаев// – Л.: ЛГИ, 1984. – 96 с.

34. Ржевский В.В. Подземное сжигание углей / В.В. Ржевский. – М.: МГИ, 1990. – 202 с.

35. Селиванов Г.И. Обоснование и разработка технологии подземного сжигания угля для получения тепловой энергии: Дисс. докт. техн. наук. – М.: МГИ, 1990. – 536 с.

36. Патент RU 2017948, МПК 5 E21B 43/295. Способ подземного сжигания угля / В.В. Ржевский, Ф.И. Грохотов – № 4897238/03; Заявл. 28.12.1990; Опубл. 15.08.1994. – 4 с.

37. Абрамкин Н.И. Обоснование технологий комплексного освоения буроугольных месторождений: Автореферат дисс. докт. техн. наук. – Москва, 2008. – 24 с.

38. Закоршменный И.М. Анализ пути повышения эффективности извлечения тепловой энергии при подземном сжигании угля / И.М. Закоршменный, Г.А. Янченко // Горный информационно–аналитический бюллетень (научно–технический журнал) – ГИАБ. – М.: МГГУ, "Горная книга". –1999. – № 8. – С. 8 – 13.

39. Васючков Ю.Ф. Технология использования энергии подземного сжигания угольных пластов / Ю.Ф. Васючков, Г.И. Селиванов, С.В. Янко // Уголь Украины. – 1989. – № 12. – С. 5 – 8.

40. Бурчаков А.С. Технологические аспекты применения подземного сжигания, оставленных в недрах запасов угля / А.С. Бурчаков, А.П. Дмитриев, Г.И. Селиванов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно–технический журнал) – ГИАБ. – М.: МГГУ, "Горная книга". – 1992. – № 2. – С. 9 – 10.

41. Крейнин Е.В. Загрязняются ли подземные воды при газификации угольных пластов / Е.В. Крейнин, Е.В. Дворникова // Уголь. – 1993. – №4 – С. 5 – 8.

42. Способ подземного сжигания угля: А.С. 1627681 SU МПК E21B43 / 295 / Карагандинский политехнический университет Е.И. Глузберг, А.Н, Засульский, М.Д. Константиниди– № 4642937/03; Заяв. 30.01.1989; Опубл. 15.02.1991. Бюл. № 6. – 4 с.

43. Янко С.В. Отработка оставленных запасов угля с получением на поверхности различных энергоносителей / С.В. Янко, Ю.Ф. Васючков, Г.И. Селиванов // Уголь Украины. – 1992. – № 12. – С. 6 – 9.

44. Жолудєв С.В. Обґрунтування технологічних параметрів підземної газифікації та спалювання бурого вугілля з використанням підземних вод / С.В. Жолудєв // Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. – Дніпропетровськ: 2008. – 22 с.

45. Патент РФ 2278254, МПК E21B 43/295 (2006.01). Способ получения электроэнергии при подземном углесжигании / С.А. Прокопенко – №20040137386/03; Заявл. 21.12.2004; Опубл. 20.06.2006. Бюл. №17. – 17 с.

46. Способ получения тепловой энергии: А.С. 68703 UA МПК[7] E21B 43/24. / Научно–производственная фирма «ПОДЗЕМЭНЕРГО»/ С.В. Янко, В.А. Громов, А.Б, Шутов, Б.А. Трошенькин – № 2003098863; Заяв. 30.09.2003; Опубл. 15.08.2004. Бюл. № 8. – 5 с.

47. Саранчук В.І. Основи хімії і фізики горючих копалин: Підручник/ В.І. Саранчук, М.О. Ільяшов, В.В. Ошовський, В.С. Білецький. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2008. – 640 с.

48. Померанцев В.В. Основы практической теории горения / В.В. Померанцев, К.М. Арефьев, Д.Б. Ахмедов. – Л.: Энергоатомиздат, 1986. – 312 с.

49. Гайко Г.И. Теоретическая оценка скорости выгорания угольного пласта при подземной газификации / Г.И. Гайко, И.В. Смирнова // Матеріали VI міжнародної науково–практичної конференції „Школа підземної розробки”. – Дніпропетровськ: НГУ, 2012. – С. 299 – 305.

50. Янченко Г.А. О скорости горения угля в очаге подземного пожара/ Г.А. Янченко, Л.С. Кузяев, Л.Х. Сера–Суарес // Изв. вузов. Горный журнал. – 1988. – №2. – С. 36 – 40.

51. Пат. UA 73387 Україна, МПК (2007) E21B43 / 295. Шахтний спосіб підземного спалювання вугільного пласта / Г.І. Гайко – U20030514478, заявл. 19.05.2003; опубл. 15.07.2005, Бюл. № 7, 2005. – 5с.: іл. 2.

52. Gayko G. A Fuel–Energy System Based on Mining Preparation und Underground Burning of Coal Layers// Proceedings of the Fifth International Mining Forum 2004. – Leiden/ London/ New York/ Philadelphia: A.A. Balkema Publishers, 2004. – P. 65–69.

53. Gayko G., Kasyanov V. Utilizing Thermal Power Potential of Coal by Underground Burning (Gasification) of Thin Coal Layers// Proceedings of the International Mining Forum 2007. – Leiden/ London/ New York/ Philadelphia: Taylor&Francis /A.A. Balkema Publishers, 2007. – P. 97–101.

54. Gayko G., Kasyanov V. The Concept of Mine–Power–Station Involving the Underground Burning of Coal Strata/ 21st World Mining Congress: New technologies jn Mining. – Krakow: AGH, 2008. – P. 199 – 204.

55. Гайко Г.И. Использование тепло–энергетического потенциала вмещающих пород при подземном сжигании (газификации) угольных пластов/ Г.И. Гайко, В.А. Касьянов // Матеріали міжнародної конференції «Форум гірників–2006». – Дніпропетровськ: НГУ, 2006. – С. 61 – 65.

56. Автоматизированный электрогенерирующий комплекс с гидропаровой турбиной/ www.inventors.ru.

57. Гайко Г.И. Обоснование параметров коллекторной топливно–энергетической системы, основанной на термохимической переработке угольных пластов/ Г.И. Гайко, В.А. Касьянов// Сборник научных трудов Донбасского государственного технического университета. Вып. 24. – Алчевск: ДонГТУ, 2007. – С. 71 – 80.

58. Фальштинський В.С. Обґрунтування технологічних схем експериментального шахтного газогенератора/ В.С. Фальштинський, Р.О. Дичковський, К. Станьчик, Е. Свядровскі, В.Г. Лозинський// Науковий вісник Національного гірничого університету, 2010. – №3 – С. 34 – 38.

59. Поваров О.А. Современные российские геотермальные энергетические технологии/ О.А. Поваров, А.И. Никольский // Новое в российской энергетике. – 2004. – №5.

60. Пат. на корисну модель 51745 Україна, МПК(2009) E21B 43/00. Спосіб отримання електричної енергії при безшахтній газифікації та / або спаленні вугільних пластів / Г.І. Гайко, В.В. Заєв; заявник і патентовласник Гайко Геннадій Іванович, Заєв Віктор Вікторович – U201002174, заявл. 26.02.2010; опубл. 26.07.2010, Бюл. № 14, 2010. – 4 с.: іл. 3.

61. Гайко Г.І. Новий спосіб отримання електроенергії при підземній газифікації (спаленні) вугільних пластів / Г.І. Гайко, В.В. Заєв // Донецький вісник Наукового товариства ім. Шевченка. – Т. 29. – Донецьк: Український культурологічний центр, Східний видавничий дім. – 2010. – С. 64 – 67.

62. Морозов Ю.Т. Методика и техника направленного бурения скважин. – Л.: Недра, 1987. – 216 с.

63. Пат. на корисну модель 54138 Україна, МПК(2009) E21B 43/00. Спосіб отримання електроенергії при безшахтному спаленні вугільних пластів похилого залягання / Г.І. Гайко, І.Г. Гайко, В.В. Заєв; заявник і патентовласник Г.І. Гайко, І.Г. Гайко, В.В. Заєв – U201005561, заявл. 07.05.2010; опубл. 25.10.2010, Бюл. № 20, 2010. – 4 с.

64. Гайко Г.И. Разработка способов утилизации тепловой энергии при подземной газификации угольных пластов/ Г.И. Гайко, В.В. Заев// Сборник научных трудов ДонГТУ. Вып. 32. – Алчевск: ДонГТУ, 2010. – С. 49 – 54.

65. Пат. на корисну модель UA 64669 Україна, МПК (2011) E21B 43/295 (2006.01). Спосіб газифікації вугільного пласта / В.А. Касьянов, Г.І. Гайко, В.В. Заєв, П.М. Шульгін – U201105630, заявл. 04.05.11; опубл. 10.11.2011, Бюл. № 21, 2011. – 4 с.

66. Gayko G. Development of methods for utilization of thermal energy in the underground gasification of coal mining / G. Gayko, V. Zayev // School of underground mining. Technical and Geoinformational Systems in Mining. – London, New York, Leiden: CRC Press Taylor & Francis Group Boca Raton, 2011. – P. 33 – 36.

67. Глузберг Е.И. Влияние высокотемпературного нагрева на упругие и прочностные свойства горных пород / Е.И. Глузберг, С.Т. Исагулов, М.Д. Константиниди // Известия вузов. Горный журнал. – 1989. – №8. – С. 205.

68. Турчанинов И.А. О некоторых физикомеханических свойствах зольного остатка при подземной газификации подмосковных углей // Подземная газификация углей. – М.: Углетехиздат, 1956. – С. 55 – 58.

69. Гайко Г.И. Стендовые испытания трубного коллектора подземного газогенератора / Г.И. Гайко, В.В. Заев, П.Н. Шульгин // Матеріали міжнародної конференції „Форум гірників–2011”. Секція „Технологія підземного видобутку корисних копалин”. – Дніпропетровськ: НГУ, 2011. – С. 62 – 67.

70. Ренский А.Б. Тензометрирование строительных конструкций и материалов / А.Б. Ренский, Д.С. Баранов, Р.А. Макаров. – М.: Стройиздат, 1977.– 240 с.

71. Гайко Г.И. Влияние защитного слоя золы на надежность трубного коллектора подземного газогенератора / Г.И. Гайко, А.П. Иванов, В.В. Заев // Сборник научных трудов Донбасского государственного технического университета. Вып. 34. – Алчевск: ДонГТУ, 2011. – С. 49 – 54.

72. Насонов И.Д. Моделирование физических процессов в горном деле/ И.Д. Насонов, В.И. Ресин. – М.: Изд–во Академии горных наук, 1999. – 343 с.

73. Гайко Г.И. Моделирование процесса теплообмена трубного става и высокотемпературной зоны подземного газогенератора / Г.И. Гайко, В.В. Заев // Матеріали міжнародної конференції „Форум гірників–2012”. Секція „Технологія підземного видобутку корисних копалин”. – Дніпропетровськ: НГУ, 2012.– Т.1. – С. 66 – 71.

74. Заев В.В. Физическое моделирование процесса теплообмена в подземном газогенераторе/ В.В. Заев // Сборник научных трудов Донбасского государственного технического университета. Вып. 37.– Алчевск: ДонГТУ, 2012. – С. 94 – 100.

75. Адлер Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский. – М.: Наука, 1976. – 279 с.

76. Протасов Ю.И. Физические свойства горных пород при высоких температурах / Ю.И Протасов, В.С. Ямщиков // – М.: Недра, 1969. – 159 с.

77. Желтов Ю.В. Оценка степени прогрева подошвы угольного пласта при подземной газификации / Ю.В. Желтов, Г.Е. Малофеев, А.Я. Хавкин // Физико –технические проблемы разработки полезных ископаемых. – М.: Недра, 1986. – №2. – С. 96 – 98.

78. Фильчаков П. Ф. Интеграторы ЭГДА. Моделирование потенциальных полей на электропроводной бумаге / П. Ф. Фильчаков, В. И. Панчишин. – Киев: Изд–во АН УССР, 1961. – 96 с.

79. Тетельбаум И.М. Электрическое моделирование / И.М. Тетельбаум. – Физматиздат, 1959. – 216 с.

80. Шульгин П.Н. Лабораторные исследования зоны горения пласта методом электрогидродинамических аналогий / П.Н. Шульгин, В.В. Заев, В.В. Распопина // Сборник научных трудов Донбасского государственного технического университета. Вып. 35. – Алчевск: ДонГТУ, 2011. – С. 70 – 76.

81. Заев В.В Лабораторные исследования зоны горения угольного пласта при подземной газификации/ В.В. Заев, В.В. Распопина // Материалы международного форума–конкурса молодых ученых «Проблемы недропользования». – Санкт–Петербург: СПГГИ, 2012. – С. 78 – 80.

82. Гайко Г.И. Моделирование тепловых процессов в подземном газогенераторе методом конечных элементов / Г.И. Гайко, П.Н. Шульгин, В.В. Заев // Сборник научных трудов Донбасского государственного технического университета. Вып. 36. – Алчевск: ДонГТУ, 2012. – С. 52 – 61.

83. Бате К. Численные методы анализа и метод конечных элементов: Пер. с англ./ К. Бате, Е. Вилсон. – М.: Стройиздат, 1982. – 448 с.

84. Ши Д. Численные методы в задачах теплообмена: Пер. с англ. – М.: Мир, 1988. – 544 с.

85. ELCUT® 5.8 Моделирование двумерных полей методом конечных элементов. Руководство пользователя. – Санкт–Петербург: ООО «Тор», 2011.

86. Ржевский В.В. Основы физики горных пород/ В.В. Ржевский, Г.Я. Новик. – М.: Недра, 1978. – 390 с.

87. Казак В.Н. Деформация горных пород над выгазованным пространством угольного пласта / В.Н. Казак, Г.В. Орлов, В.И. Попов // Труды ВНИИ Промгаз. – М.: Недра, – 1960. – Вып. 4. – С. 162 – 165.

88. Исаченко В.П. Теплопередача: учебн. для вузов / В.П. Исаченко, В.А. Осипова, А.С. Сукомел. – М.: Энергия, 1975. – 488 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ..... 3

1 ИСТОРИЧЕСКАЯ РЕТРОСПЕКТИВА И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДЗЕМНОЙ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

1.1 Основные этапы развития ПГУ.....6
1.2 Современные проекты ПГУ 14
1.3 Основные приемы интенсификации процесса ПГУ 23
1.3.1 Повышение температуры 23
1.3.2 Реверсирование.....26
1.3.3 Повышение давления в подземном газогенераторе.....27
1.3.4 Применение пульсирующего дутья.....28
1.3.5 Управление притоком воды в подземный газогенератор 28
1.3.6 Закладка выработанного пространства 29
1.4 Проблема утилизации тепловой энергии подземного газогенератора.....30

2 МЕХАНИЗМ И КИНЕТИКА ПРОЦЕССОВ, СОПУТСТВУЮЩИХ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ

2.1 Механизм процессов ПГУ 38
2.2 Кинетика химических реакций, протекающих при ПГУ 41

3 СПОСОБЫ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПОДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА ПРИ ПОМОЩИ ЖИДКОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

3.1 Шахтный способ утилизации тепловой энергии ПГУ.....49
3.2 Способ получения электрической энергии при скважинной газификации пологих пластов.....54
3.3 Скважинная утилизация тепловой энергии в условиях наклонных пластов.....58
3.4 Способ газификации весьма тонких угольных пластов с одновременной утилизацией выделяемой тепловой энергии.....61

4 СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТРУБНОГО КОЛЛЕКТОРА ПОДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА

4.1 Разработка конструкции испытательного стенда.....65
4.2 Методика и приборное обеспечение стендовых испытаний 68
4.3 Результаты стендовых испытаний трубного става 74

5 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ПОДЗЕМНОМ ГАЗОГЕНЕРАТОРЕ

5.1 Моделирование процесса теплообмена трубного става и высокотемпературной среды подземного газогенератора 79
5.1.1 Схема испытательного стенда и методика исследований.....79
5.1.2 Результаты лабораторных исследований и их обработка 81
5.2 Исследования распределения температурного поля методом электрогидродинамических аналогий (ЭГДА).....86
5.2.1 Постановка задачи и методика моделирования 86
5.2.2 Обработка экспериментальных данных и анализ результатов.95
5.3 Моделирование высокотемпературной зоны на ЭВМ методом конечных элементов 96
5.3.1 Методика численного моделирования 96
5.3.2 Закономерности распределения температурного поля в зависимости от влияющих факторов.....101
5.3.2.1 Влияние мощности угольного пласта 101
5.3.2.2 Влияния температуры огневого забоя 105
5.3.2.3 Влияния стадии подземной газификации угля 107
5.3.2.4 Влияния ширины выгазованного пространства.....110
5.3.2.5 Выводы 112

6 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТАННЫХ СПОСОБОВ

6.1 Расчет параметров трубного става и расхода теплоносителя.....115
6.2 Расчет допустимого расстояния между трубными ставами.....123
6.3 Технико–экономическая эффективность 126

ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 128

Литература 132

НАУКОВЕ ВИДАННЯ

Гайко Г.І.,
Заєв В.В.,
Шульгин П.М.

УТИЛІЗАЦІЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ПРИ ПІДЗЕМНІЙ ТЕРМОХІМІЧНІЙ ПЕПЕРОБЦІ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ

Монографія
(російською мовою)

В авторській редакції

Дизайн обкладинки Косик І.М.

Підп. до друку 28.12.2012. Формат 60×841/16. Папір офс.
Друк RISO. Ум.друк.арк. 8,3 Зам. № 368. Наклад 300 пр.
Видавництво не несе відповідальність за зміст матеріалу, наданого автором до друку.

Видавець та виготівник:
Донбаський державний технічний університет
пр. Леніна, 16, м. Алчевськ, Луганська обл., 94204.
Web-site: http//www.dmmi.edu.ua E-mail: info@dmmi.edu.ua
(Творче виробниче об’єднання «ЛАДО», каб. 113-а, ІІ корпус, т./факс (06442)2-02-59
Свідоцтво Держкомтелерадіо серія ДК, №2010 від 12.11.2004