

Алматинский университет энергетики и связи

УДК 621.182:662.76(043.3)

На правах рукописи

МЕРГАЛИМОВА АЛМАГУЛЬ КАИРБЕРГЕНОВНА

**Исследование и разработка технологии замены резервного мазута на
газообразное топливо**

6D071700 - Теплоэнергетика

Диссертация на соискание степени
доктора философии (PhD)

Научные консультанты
Алияров Бирлесбек Каниевич
доктор технических наук, профессор.
Зарубежный консультант
Парамонов Александр Михайлович
доктор технических наук, профессор.

Республика Казахстан
Алматы 2018

СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	5
1	АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ РАСТОПКИ ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ, НЕДОСТАТКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПОЧНОГО МАЗУТА.	10
1.1	Мазутное хозяйство ТЭС. Описание технологии мазутной растопки на пылеугольной ТЭС	10
1.2	Технико-экономический анализ технологии растопки мазутом	16
1.3	Безмазутные технологии растопки котлов с использованием систем плазменного воспламенения аэросмеси	25
1.4	Постановка задачи исследования и основные принципы безмазутной технологии растопки котлов с использованием летучих горючих веществ.	31
2	АНАЛИЗ СПОСОБОВ РАСТОПКИ КОТЛОАГРЕГАТОВ СЖАТЫМ ИЛИ СЖИЖЕННЫМ ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ.	33
2.1	Природный газ, как энергетическое топливо.	33
2.2	Сжиженный природный газ (СПГ)	37
2.2.1	Получение СПГ в промышленных условиях.	39
2.2.2	Транспорт и хранение СПГ.	44
2.2.3	Хранение СПГ	48
2.6	Компримированный природный газ (КПГ).	50
2.7	Сравнительный анализ экономичности использования СПГ и КПГ, в качестве растопочного топлива и стабилизации горения факела.	51
2.8	Способ растопки котлоагрегатов и обеспечения устойчивого воспламенения пылеугольного факела с использованием сжатого природного газа.	58
3	ТЕХНОЛОГИЯ РАСТОПКИ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОГО ВОСПЛАМЕНЕНИЯ ПЫЛЕУГОЛЬНОГО ФАКЕЛА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЛЕТУЧИХ ГОРЮЧИХ ВЕЩЕСТВ, ПОЛУЧАЕМЫХ ПРИ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ УГЛЯ.	61
3.1	Существующие технологии переработки угля	61
3.1.1	Ожижение угля.	62
3.1.2	Газификация угля	64
3.2	Технология безмазутной растопки и поддержания горения факела при сниженных нагрузках котлоагрегатов горючими летучими веществами.	65
4	ИССЛЕДОВАНИЕ КАЗАХСТАНСКИХ УГЛЕЙ НА ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТЕХНОЛОГИИ РАСТОПКИ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ ЛЕТУЧИМИ ГОРЮЧИМИ ВЕЩЕСТВАМИ.	69

4.1	Первый этап экспериментального исследования	72
4.2	Второй этап экспериментального исследования	75
4.3	Третий этап экспериментального исследования	78
4.4	Технико-экономическая оценка эффективности растопки котлов без мазута из холодного состояния.	82
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	86
	ПРИЛОЖЕНИЕ А - Акт о возможном использовании	91

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В диссертации применяются следующие термины с соответствующими обозначениями и сокращениями:

- ТЭС – тепловая электрическая станция;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- ТЭК – теплоэнергетический комплекс;
- ЭТХПТ - электротермохимическая подготовка топлив;
- СПВ – система плазменного воспламенения;
- КВГМ – котёл водогрейный газо-мазутный;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- КПГ – компремированный природный газ;
- СПГ – сжиженный природный газ;
- ПМ - подогреватель мазута;
- ФГО – фильтр грубой очистки;
- ФТО –фильтр тонкой очистки;
- МБ – мазутный бак;
- ГПЗ – газоперерабатывающий завод;
- ЦКС – циркулирующий кипящий слой.

ВВЕДЕНИЕ

Угольная промышленность – одна из ведущих отраслей ТЭК многих стран. Уголь используют как технологическое сырье (в виде кокса) в черной металлургии и химической промышленности (коксовые газы) для производства минеральных удобрений и пластмасс, а также уголь является энергетическим сырьем для производства электроэнергии на ТЭС и для отопления жилищ. С использованием угля производится примерно 44% всей мировой электроэнергии. В Казахстане этот показатель равен примерно 72%.

Как известно, уголь значительно уступает природному газу и нефти по затратам на собственные нужды и особенно, по экологическим показателям. Однако, по оценкам Международного энергетического агентства, при существующих темпах потребления разведанные запасы нефти будут исчерпаны уже через 30 лет, а газа - в ближайшие 50 (однако Казахстан имеет более благоприятную перспективу), в то время как запасов угля, при самом интенсивном использовании, хватает на 200 лет. Необходимость развития угольных технологий сегодня уже ни у кого не вызывает сомнений. Остальных топливных ресурсов хватит на значительно меньший срок, и при этом их стоимость гораздо выше.

По данным Мирового угольного института на долю угля приходится около 90% энергетического потенциала всех пригодных для разработки полезных ископаемых органического происхождения. Перспективы развития мировой энергетики значительно зависят от ее ресурсной обеспеченности. В данном отношении угольная промышленность находится в гораздо лучшем положении, чем нефтяная и газовая промышленность, а следовательно, в долгосрочной перспективе является более перспективной отраслью ТЭК. На сегодняшний день для Казахстана главным топливным ресурсом является уголь. Угольная промышленность Казахстана является одной из наиболее крупных отраслей экономики страны. По запасам углей Казахстан уступает лишь Китаю, США, России, Австралии, ЮАР и Украине. В настоящее время Казахстан входит в состав десяти крупнейших производителей угля на мировом рынке, так же как и в десятку крупнейших экспортеров. Республика дает около 3% общемирового экспорта угля. Среди стран СНГ Казахстан занимает второе место по запасам и добыче угля и первое место - по добыче угля на душу населения. Общие геологические запасы и прогнозные ресурсы углей РК оцениваются в 150 млрд. тонн. балансовые запасы углей категорий А+В+С1+С2, по состоянию на 1 января 2007 года, составляют 33,6 млрд. тонн, в том числе каменных углей 21,3 млрд. тонн, бурых углей 12,3 млрд. тонн. Забалансовые запасы угля по бассейнам и месторождениям РК составляют 28,6 млрд. тонн, в том числе каменных углей 3,2 млрд. тонн, бурых углей 25,4 млрд. тонн.

Нужно отметить, что потребность в энергетическом угле с каждым годом будет возрастать не только в Казахстане но и в мире в целом. По некоторым данным в ряде развивающихся стран потребность в угле ежегодно будет

возрастать на 6%. Рост потребления энергетического угля обуславливается потребностью в нем многочисленных тепловых электростанций, которые вырабатывают все больше электрической и тепловой энергии.

На данный момент в теплоэнергетике при растопке пылеугольных котлов и для стабилизации горения (подсветки) пылеугольного факела используют топочный мазут или природный газ. В мире на эти цели расходуют более 50 млн. т мазута в год. Повсеместное снижение качества энергетических углей требует увеличение расхода мазута на тепловых электростанциях, в то время как из-за углубления переработки нефти производство мазута сокращается.

Мазут, как топливо, обладает рядом несомненных качеств: высокая теплотворность - 9500 ккал/кг, малое содержание золы - 0,3- 0,5%, возможность получения светящегося пламени, (обеспечивающий высокий радиационный теплообмен в топочном пространстве), возможность организации (при определенных условиях) сжигания в малых (по габаритам) топках. Однако, он имеет и ряд серьезных недостатков. Мазут является дорогим топливом. В настоящее время его стоимость превышает стоимость угля более, чем в два раза, и приблизилась к соотношению мировых цен мазут/уголь: мировые цены на мазут составляют 80 – 90 долл/тут, на энергетический уголь — 40 – 50 долл/тут. Кроме того, с переходом на более глубокую переработку нефти с высокой долей выхода светлых нефтепродуктов мазут станет дефицитным топливом, что уже наблюдается. Кроме того, совместное сжигание угля и, обладающего более высокой реакционной способностью мазута, приводит к возрастанию мехнедожога топлива на 10-15%, снижению КПД-брутто котлов на 2-5%, повышению выбросов оксидов азота, серы и пятиоксида ванадия. При этом мехнедожог может возрасти в 2–3 раза по сравнению с безмазутным сжиганием, выбросы оксидов азота — в 1,5 раза, оксидов серы на 20–30% и оксидов ванадия на 95–100%, если ванадий содержится только в мазуте. Совместное сжигание твердого и жидкого топлива приводит к ускорению высокотемпературной коррозии поверхностей нагрева и сокращению срока службы стационарного оборудования. Также существенным недостатком мазута, как резервного и растопочного топлива, заключается в неудобствах, связанных с его эксплуатацией, вызванных многоступенчатостью в его подготовке к сжиганию в котлоагрегатах.

Для улучшения воспламенения и стабилизации горения низкосортных углей и снижения расхода мазута в теплоэнергетике осуществляют дополнительные мероприятия: реконструкция горелочных устройств, раздельное и смешанное сжигание угля и подсветочного топлива, повышение тонины помола (до остатка на сите с ячейками 90 мкм $K_{до} = 6-8 \%$), высокий подогрев аэросмеси (до 410 К) и вторичного воздуха (до 673 К), подача угольной пыли высокой концентрации (до 50 кг/кг). Однако, эти меры обладают существенными недостатками, снижающими эффективность топливоиспользования и надежность работы котлоагрегата с одновременным ухудшением экологических показателей, и не решают проблему сокращения

расхода жидкого топлива, особенно на стадии растопки. В частности, повышение тонины помола приводит к значительному перерасходу энергозатрат на помол и усложнению разделения пыли, что уменьшает КПД (нетто) котла. Возрастание температуры аэросмеси и вторичного воздуха выше названных пределов невозможно из-за взрывоопасности.

Еще более остро указанные проблемы в использовании мазута стоят в малой энергетике, на станциях и котельных где используются котлы меньшей мощности, производительностью 35-75 т/ч, с турбулентными, вихревыми пылеугольными горелками. Большинство теплофикационных котлов работают в режиме с переменной тепловой нагрузкой, даже в течении суток нагрузка может меняться от 50 до 100% полной мощности котла. в этом случае практически все время требуется мазутная подсветка пылеугольных горелок. мазут становится не дополнительным, а вторым основным топливом. При таких больших потреблении мазута, отмеченное ухудшение эколого-экономических показателей котлов от сжигания двух видов топлива проявляется в еще большей мере.

Высокая цена на мазут, его дефицитность, ряд негативных последствий технико-экономического и экологического характера, эксплуатационные трудности, связанные с его использованием, делает снижение доли мазута в топливном балансе пылеугольных котлоагрегатов весьма актуальной задачей теплоэнергетики, как в Казахстане, так и в мировом масштабе.

Цель работы. Рационализация процесса растопки пылеугольных котлоагрегатов, путем разработки технологии замены растопочного мазута на газообразное топливо.

Актуальность работы. На данный момент, все тепловые электрические станции (ТЭС) и крупные котельные, использующие в качестве основного топлива природный газ или уголь, предусматривают резервное, аварийное и растопочное топливо. Как правило, этим топливом является мазут.

Мазут, как топливо обладает рядом несомненных качеств, но также имеет и ряд серьезных недостатков. Основной это цена, мазут является дорогостоящим топливом. Но, помимо этого, он неудобен в эксплуатации, из-за многоступенчатой подготовке мазута к использованию. Кроме того, при совместном сжигании угля с мазутом ухудшаются эколого-экономические показатели котлов. Вышеперечисленные факторы делают весьма актуальной задачей современной теплоэнергетики разработку технологий воспламенения углей без мазута, позволяющих снизить его потребление на пылеугольных ТЭС.

Новизна научных исследований заключается в следующем:

- разработан и защищен патентом способ растопки котлоагрегатов без мазута, летучими горючими веществами, получаемыми при термообработке угля;
- разработан способ растопки котлоагрегатов сжатым природным газом, подана заявка на патент;

- экспериментально исследованы три вида Казахстанских углей на возможность использования в технологии растопки без мазута;
- получены экспериментальные данные о зависимости выхода летучих горючих веществ из углей от температуры, времени и скорости нагрева;
- определен оптимальный, энергетически и экономически наиболее приемлемый диапазон температур нагрева углей, для получения летучих горючих веществ с необходимой теплотой сгорания.

Задачи исследования:

- провести анализ существующих методов мазутной безмазутной растопки пылеугольных котлоагрегатов.
- провести сравнительный анализ растопки сжатым и сжиженным природным газом.
- разработать технологию растопки сжатым природным газом, с учетом имеющихся у него преимуществ.
- разработать технологию безмазутной растопки летучими горючими веществами, получаемыми из угля.
- провести экспериментальные исследования трех видов Казахстанских углей на возможность получения летучих горючих веществ, используемых в технологии растопки без мазута:
 - получить зависимости выхода летучих горючих веществ от температуры, скорости и времени нагрева углей.
 - определить состав и теплоту сгорания полученного в результате нагрева угля горючего газа.
 - на основании полученных зависимостей определить энергетически и экономически наиболее приемлемую температуру нагрева угля.

Значение научных результатов для теории и практики. Технология растопки котельных агрегатов газообразным топливом может быть использована на всех пылеугольных ТЭС и котельных, результаты экспериментальных исследований могут быть использованы при получении летучих горючих веществ для растопки котельных агрегатов. Имеется акт о возможности использования способа растопки котлов горючими газообразными веществами, получаемыми из угля (Приложение А).

Апробация результатов диссертации

Основные результаты работы были представлены и обсуждены на международных научно-практических конференциях и форумах:

- международная научно-практическая конференция, посвященная 20-летию ЕНУ (Астана, 2016)
- I международная научно-практическая конференция «Современные тенденции котлостроения» (Россия г. Барнаул, 2017);
- II международная научно-практическая конференция «Современные тенденции котлостроения» (Россия г. Барнаул, 2018);
- научно-практическая конференция «Современные проблемы возобновляемой энергетики» (Узбекистан, г.Карши, 2018);

- 7th International Conference on Thermal Equipment, Renewable Energy and Rural Development. (TE-RE-RD 2018).

Научные публикации. По результатам научных исследований по теме диссертации было опубликовано: 1 с ненулевым импакт-фактором по базе данных Scopus, 2 в журналах рекомендуемых ККСОН; 5 статей в сборниках материалов международных конференций, из них 4 в международных конференциях, проведенных за границей; получен 1 патент на полезную модель.

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ РАСТОПКИ ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ, НЕДОСТАТКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПОЧНОГО МАЗУТА

1.1 Мазутное хозяйство ТЭС. Описание технологии мазутной растопки на пылеугольной ТЭС

Угольная промышленность – одна из ведущих отраслей ТЭК многих стран. Уголь используют как технологическое сырье (в виде кокса) в черной металлургии и химической промышленности (коксовые газы) для производства минеральных удобрений и пластмасс, а также уголь является энергетическим сырьем для производства электроэнергии на ТЭС и для отопления жилищ. С использованием угля производится примерно 44% всей мировой электроэнергии. В Казахстане этот показатель равен примерно 72% [1, 2].

Как известно, уголь значительно уступает природному газу и нефти по затратам на собственные нужды и особенно, по экологическим показателям. Однако, по оценкам Международного энергетического агентства [3], при существующих темпах потребления разведанные запасы нефти будут исчерпаны уже через 30 лет, а газа - в ближайшие 50 (однако Казахстан имеет более благоприятную перспективу [4]), в то время как запасов угля, при самом интенсивном использовании, хватает на 200 лет [5]. Необходимость развития угольных технологий сегодня уже ни у кого не вызывает сомнений. Остальных топливных ресурсов хватит на значительно меньший срок, и при этом их стоимость гораздо выше.

По данным Мирового угольного института [6] на долю угля приходится около 90% энергетического потенциала всех пригодных для разработки полезных ископаемых органического происхождения. Перспективы развития мировой энергетики значительно зависят от ее ресурсной обеспеченности. В данном отношении угольная промышленность находится в гораздо лучшем положении, чем нефтяная и газовая промышленность, а следовательно, в долгосрочной перспективе является более перспективной отраслью ТЭК. На сегодняшний день для Казахстана главным топливным ресурсом является уголь. Угольная промышленность Казахстана является одной из наиболее крупных отраслей экономики страны. По запасам углей Казахстан уступает лишь Китаю, США, России, Австралии, ЮАР и Украине. В настоящее время Казахстан входит в состав десяти крупнейших производителей угля на мировом рынке, так же как и в десятку крупнейших экспортеров. Республика дает около 3% общемирового экспорта угля. Среди стран СНГ Казахстан занимает второе место по запасам и добыче угля и первое место - по добыче угля на душу населения. Общие геологические запасы и прогнозные ресурсы углей РК оцениваются в 150 млрд. тонн. балансовые запасы углей категорий А+В+С1+С2, по состоянию на 1 января 2007 года, составляют 33,6 млрд. тонн, в том числе каменных углей 21,3 млрд. тонн, бурых углей 12,3 млрд. тонн. Забалансовые запасы угля по бассейнам и месторождениям РК составляют 28,6

млрд. тонн, в том числе каменных углей 3,2 млрд. тонн, бурых углей 25,4 млрд. тонн.

Казахстанские угли характеризуются широким диапазоном стадий метаморфизма, от газовых жирных (ГЖ) до отощенно-спекаемых (ОС). Большая часть подсчитанных запасов (63%) представлена каменными углями Карагандинского, Экибастузского, Тениз-Коржанкольского бассейнов, Кушокинского, Борлинского, Шубаркольского, Каражыринского и ряда других месторождений. Остальная часть (37%) представлена бурыми углями, сосредоточенными, в основном, в Тургайском, Нижне-Илийском, Майкубенском бассейнах и других месторождениях.

Распределение запасов угля и прогнозных ресурсов углей по областям РК приведены в таблице 1.1.1 [7].

Таблица 1.1.1 – Распределение запасов угля и прогнозные ресурсы по областям Республики Казахстан

Наименование	Геологические запасы, млрд. тонн	Балансовые запасы, млрд. тонн
Восточный Казахстан	4,5	3,04
Западный Казахстан	2,9	1,79
Северный Казахстан	81,8	18,52
Центральный Казахстан	54,5	14,8
Южный Казахстан	33,0	0,48
Всего по Республике	176,7	38,63

Анализ показывает, что большая часть балансовых запасов сосредоточена в Центральном Казахстане, в Карагандинской, Павлодарской и Костанайской областях [8].

Нужно отметить, что потребность в энергетическом угле с каждым годом будет возрастать не только в Казахстане но и в мире в целом. По некоторым данным в ряде развивающихся стран потребность в угле ежегодно будет возрастать на 6%. Рост потребления энергетического угля обуславливается потребностью в нем многочисленных тепловых электростанций, которые вырабатывают все больше электрической и тепловой энергии.

На данный момент в теплоэнергетике при растопке пылеугольных котлов и для стабилизации горения (подсветки) пылеугольного факела используют топочный мазут или природный газ. В мире на эти цели расходуют более 50 млн. т мазута в год. Повсеместное снижение качества энергетических углей требует увеличение расхода мазута на тепловых электростанциях, в то время как из-за углубления переработки нефти производство мазута сокращается.

На данный момент все тепловые электрические станции (ТЭС) и крупные котельные, использующие в качестве основного топлива природный газ и/ или уголь, предусматривают резервное, аварийное и растопочное топливо. Как правило, этим топливом является мазут.

Мазут это остаток первичной перегонки нефти. Как техническая характеристика, вязкость является важнейшим показателем качества мазута и положена в основу маркировки мазута. В соответствии с ГОСТ мазуты разделяются на легкие, средние и тяжелые топлива. К легким относятся флотские мазуты (Ф5 и Ф12), а средние и тяжелые мазуты являются топочными. Топочные мазуты в зависимости от их вязкости и других характеристик разделяются на марки: с государственным Знаком качества 40 В и 100 В и топочные 40 и 100. Мазуты марок 100 В и 100 являются тяжелыми. [9,10].

Вязкость мазутов выражают в единицах кинематической вязкости (в сантистоксах – сСт) или в градусах условной вязкости (°ВУ), которая определяется как отношение времени истечения из вискозиметра Энглера типа ВУ 200 мл испытуемого нефтяного топлива (мазута) при стандартной температуре (для тяжелых мазутов – 80 °С) ко времени истечения 200 мл дистиллированной воды при температуре 20 °С. Значение этого отношения выражают числом условных градусов. Для нормального транспорта по трубопроводам и тонкого распыливания мазута в механических форсунках необходимо поддерживать его вязкость на уровне 2-3,5 °ВУ. Вязкость мазута сильно зависит от температуры. Изменение вязкости мазутов с температурой определяется присутствием в них углеводородов парафинового ряда. Для транспорта мазута по трубопроводам и нормальной работы мазутных насосов его температура должна поддерживаться около 60-70 °С. При невысокой температуре (10 – 25 °С) сильно вязкий мазут обладает свойством налипать на стенки емкостей, труб, аппаратуры и прочно удерживаться на них тем большим слоем, чем ниже температура. Это явление определяется реологическим свойством мазута, т.е. способностью перестройки структуры углеводородных молекул с температурой. При нагреве мазута до 70 °С и выше он не налипает на стенки [11].

При переработке нефти содержащиеся в ней минеральные примеси концентрируются в основном в тяжелых фракциях, главным образом в мазуте. Золовой остаток после сжигания мазута невелик и составляет на сухую массу не более 0,1 %. Особенностью золы мазута является наличие в ней ванадия, содержание которого может достигать 50 % и более. В процессе сжигания он приводит к вредным выбросам пятиоксида ванадия.

Содержание воды в мазуте не превосходит норм, предусмотренных ГОСТ, и обычно составляет 1 – 3 %. Значительное его обводнение (до 10 – 15 %) может происходить в процессе разогрева мазута перед сливом из цистерн за счет конденсации пара низкого давления. Влага в небольшом количестве способствует распылу мазута и улучшает характеристики воспламенения. При повышенном содержании влаги растет опасность коррозионных процессов в конвективных поверхностях нагрева и увеличиваются потери теплоты с продуктами сгорания.

Нефть и твердое топливо содержат серу в виде сложных серосодержащих соединений. При переработке нефти подавляющая часть сернистых соединений

(70 – 90 %) концентрируется в высококипящих фракциях, составляющих основную часть мазута. В процессе сжигания мазута и твердого топлива сера окисляется до SO_2 и небольшая ее часть при избытке кислорода в зоне горения образует полный окисел SO_3 , создающий коррозионную среду для низкотемпературных поверхностей нагрева. Количество серы в мазуте ($SP = 0,5 \div 3,5$ %) находится на уровне твердого топлива, но коррозионная опасность газовой среды после сжигания мазута в несколько раз выше. Это определяется тем, что твердое топливо содержит в золе компоненты, обладающие способностью нейтрализации кислых сред. Мазут всех марок по содержанию серы делят: на малосернистый – содержание серы не более 0,5 %; сернистый – $0,6 \div 1,0$ %; высокосернистый – $1,1 \div 3,5$ % [12-15].

Согласно ГОСТ за температуру застывания принимают температуру нефтепродукта, при которой он загустевает настолько, что в пробирке при ее наклоне под углом $45^\circ C$ остается неподвижным в течение 1 мин. Высокой температурой застывания ($25-35^\circ C$) характеризуются высокосернистые мазуты с большим содержанием парафинов (марок М-100 и М-100 В). Температура застывания оказывает непосредственное влияние на выбор технологической схемы хранения мазута и его транспорта.

За температуру вспышки принимают температуру, при которой пары мазута в смеси с воздухом вспыхивают при контакте с открытым пламенем. Мазут, сжигаемый на электрических станциях, имеет температуру вспышки $90 - 140^\circ C$, у парафинистых мазутов она может снизиться до $60^\circ C$, у сырой нефти составляет $20-40^\circ C$. Во избежание пожара температура подогрева мазута в открытых системах должна быть ниже температуры вспышки и не выше $95^\circ C$ во избежание вскипания влаги, находящейся в толще мазута.

Энергетическим топливом для большинства станций Казахстана является уголь. В качестве вспомогательного (для растопки котлов и поддержания горения факела) топлива используется мазут.

Рассмотрим мазутное хозяйство пылеугольной станции, с наиболее распространенным котлоагрегатом БКЗ - 420. Паропроизводительность котла 420 т/ч. Котел БКЗ-420 оснащен 12 прямоточными щелевыми пылеугольными горелками, расположенными в три яруса на отметках 13, 16 и 19 м. Их производительность 6,25 т/ч при общем расходе угля на котле 75 т/ч. Для растопки котла и подхвата факела предусмотрены 4 мазутные форсунки, которые установлены в нижнем ярусе. Производительность одной мазутной форсунки 2,5 т/ч. Расход мазута на одну растопку 33 т, время растопки котла из холодного состояния 3,5-5 ч. Котел оборудован двумя индивидуальными замкнутыми системами пылеприготовления с промбункером. В качестве сушильного агента принята смесь дымовых газов, забираемых из верхней части топки с температурой $140^\circ C$. 4 мазутные форсунки обеспечивают 30 % тепловой нагрузки котла. После подготовки котла к растопке из холодного состояния в соответствии с «Инструкцией по эксплуатации котлоагрегата БКЗ-420-140-10С» поочередно включают 4 мазутные форсунки. Через 3,5-4 часа растопки котла температура уходящих газов за поворотной камерой котла

достигает 350 °С, температура металла барабана в нижней части составляет 230 °С, а в верхней 260 °С. После чего осуществлялось подключение котла к главной паровой магистрали и перевод его на работу основных пылеугольных горелок.

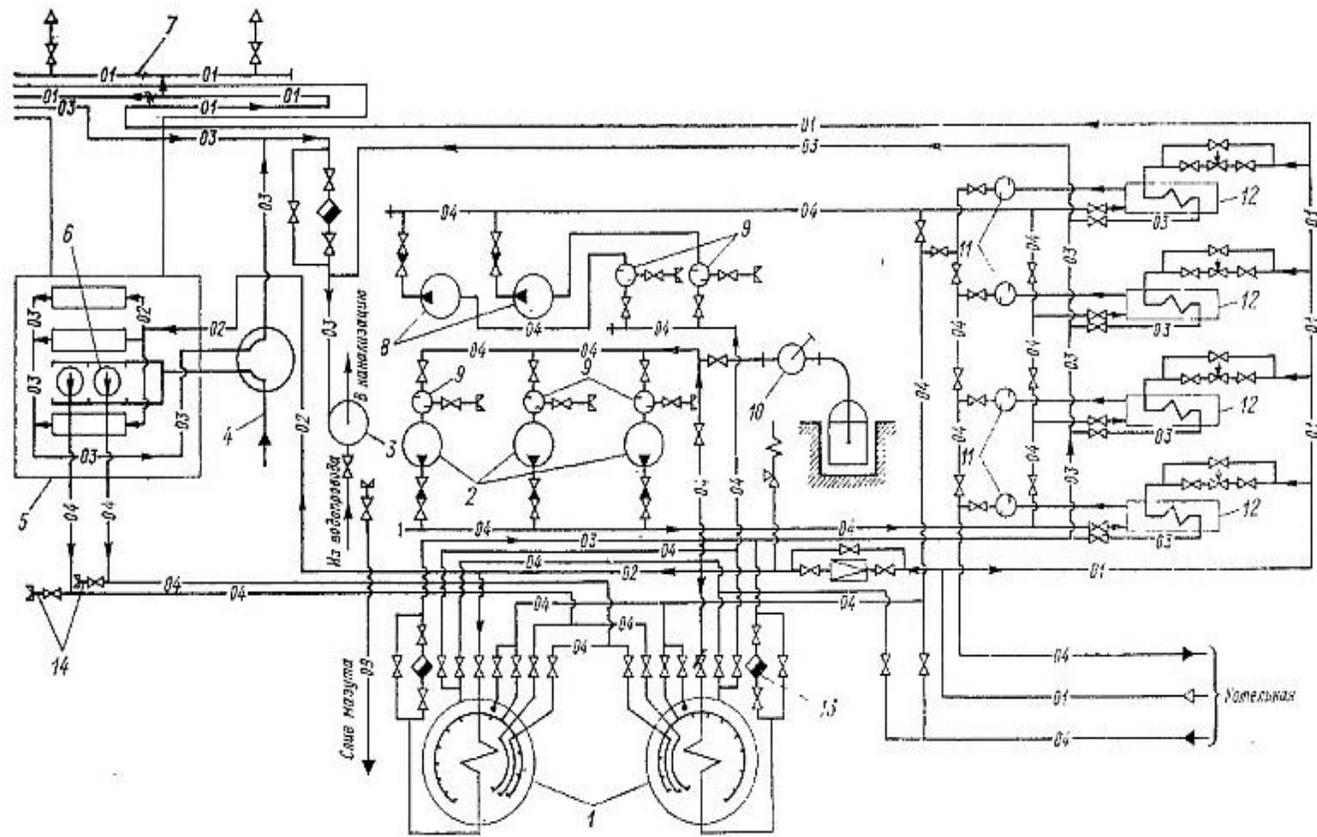
По данным общий расход мазута колеблется в пределах 25-27 тыс. т в год, из него на растопку котлов из разных тепловых состояний приходится почти 50 %.

Мазут доставляется на ТЭС главным образом по железной дороге (в отдельных случаях — водным путем и по трубопроводам).

Мазутное хозяйство предназначено для приема и слива мазута, подготовки мазута к сжиганию, бесперебойного снабжения котлов подогретым и профильтрованным мазутом в количестве, требуемом нагрузкой, с давлением и температурой (вязкостью), необходимой для нормальной работы форсунок котлоагрегата.

Мазутное хозяйство тепловых электростанций обычно состоит из следующих технологических комплексов: приемно-сливное устройство, мазутохранилище, мазутонасосная, эстакада трубопроводов от мазутонасосной до главного корпуса ТЭЦ. Приемно-сливное устройство предназначено для приема, слива и перекачки в резервуары мазутохранилища мазута, прибывшего в железнодорожных цистернах и включает в себя следующее оборудование и сооружения, такие как: эстакада для обслуживания цистерн сверху, железнодорожный путь для установки 4-х цистерн, сливной лоток, гидрозатвор с фильтросеткой, и приемная емкость объемом 250 м³, на которой установлены погружные центробежные насосы. Мазутохранилище предназначено для хранения и подготовки мазута к сжиганию (подогрев, перемешивание с водой, откачка воды из резервуара) и состоит из 3-х резервуаров (мазутных баков - МБ) вместимостью 1000 м³ каждый, одного дополнительного 3000 м³ (на рисунке не показан) и трубопроводов разного Назначения (всасывающий, напорный, заполнения, рециркуляции и т.д.) Мазутонасосная предназначена для подачи мазута в главный корпус и циркуляционный разогрев и перемешивание мазута в резервуарах и приемной емкости и состоит из мазутных насосов (МП) первого подъема типа 2НК-5х1, второго подъема типа 5Н-5х4, фильтров грубой (ФГО) и тонкой (ФТО) очистки мазута, подогревателя мазута (ПМ) типа ПМ-10-60 и различных насосов для откачки конденсатов, замазученных потоков и т.д. Кроме того на мазутохозяйстве сооружаются баки, расширители разного назначения, система вентиляции, система пенного и пароводяного пожаротушения и электрокиповское оборудование всего мазутохозяйства.

На рисунке 1.1 показана типовая принципиальная схема мазутного хозяйства ТЭС.



1—резервуар для мазута, 2- насос для подачи мазута, 3-охладитель дренажей, 4-турбопривод жидкой присадки, 5-нулевая емкость, 6-погружной перекачивающий насос, 7-линии разогрева мазута в цистернах, 8- насос циркуляционный, 9-фильтр грубой очистки, 10-ручной перекачивающий насос, 11-фильтр тонкой очистки, 12-подогреватель мазута, 13-конденсатоотводчик, 14-гибкий шланг, 01-паропровод с $p=1$ МПа, 02- тоже с $p=0,6$ Мпа, 03-конденсатопровод, 04-мазутопровод, 09-продувочный трубопровод.

Рисунок 1.1.1 – Принципиальная схема мазутного хозяйства ТЭС с наземными резервуарами

Давление мазута при подаче в главный корпус равно 31-32 атм., а температура в зависимости от марки мазута 80-115 °С. Расход пара на одну цистерну при разогреве мазута и пропарке цистерн составляет - 800-850 кг/ч. Содержание воды в мазуте, подаваемом на сжигание не должно превышать 8 %. Нагрев мазута внутрирезервуарными подогревателями происходит медленно (примерно 0,5-1 °С в сутки) в зависимости от температуры окружающего воздуха (для полностью залитого резервуара). При этом разогрев мазута производится циркуляционным способом при температуре мазута в резервуаре, превышающей на 10 °С температуру застывания мазута. Разогрев мазута производится путем подачи в резервуар горячего мазута с температурой 80-100°С. Максимальная температура мазута в резервуаре должна быть на 10 °С ниже его температуры вспышки, но не более 90 °С. В соответствии с правилами пожаровзрывобезопасности прием и слив мазута с температурой вспышки ниже 45 °С запрещается

Мазутное хозяйство обслуживает специально обученный оперативный персонал круглосуточно и ремонтный персонал периодически. В следующем разделе представлены основные технико-экономические и экологические показатели мазутной технологии растопки, включая характеристики транспортировки и хранения мазута [16, 17].

1.2 Технико-экономический анализ технологии растопки мазутом

Определим технико-экономические характеристики транспортировки и хранения мазута на ТЭС с учетом затрат на эксплуатацию мазутного хозяйства при растопке котлов и подсветке пылеугольного факела в них. Топочный мазут на ТЭС доставляется в основном по железной дороге цистернами объемом 50 и 61 м³. Мазут в пути в связи со снижением подвижности образующих его коллоидов - загустевает. Потеря подвижности мазута происходит так же вследствие выделения и кристаллизации растворенных в нем твердых углеводородов: парафинов и церезинов [18]. В связи с этим парафинистый мазут перестает быть текучим даже при плюсовых температурах. Температура застывания мазута, например, марки М-100 $T_z=25^{\circ}\text{C}$, с ростом содержания парафина температура застывания доходит до $T_z=52^{\circ}\text{C}$ [9,10]. Так как цистерны не оборудованы устройствами для подогрева мазута в пути, мазут имевший при заливке цистерн температуру 60-75°С, в пути охлаждается и при значительных расстояниях транспортировки, его температура становится ниже температуры застывания. На рис. 1.2.1 приведены графики понижения температуры мазутов марок М-40 и М-80 в цистернах объемом 50 м³ в зависимости от времени пробега при температуре воздуха -15°С [19].

Тепловые электростанции, в связи со сложными климатическими условиями, сталкиваются с трудностями слива мазута из цистерн. На слив затрачивается определенное количество дорогой тепловой энергии на собственные нужды, которое снижает долю отпуска тепловой энергии

потребителям и повышает себестоимость вырабатываемой тепловой и электрической энергии.

Из рисунка 1.2.1 следует, что через 75 и 90 часов температура мазута в цистернах становится равной 0 °С, через 150 ч становится равной температуре наружного воздуха.

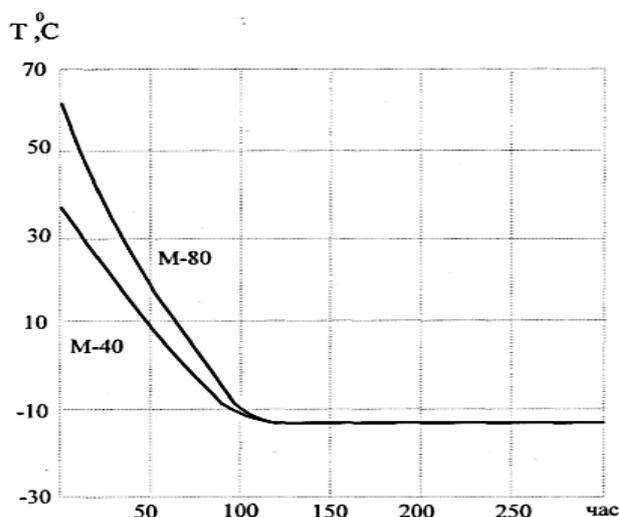


Рисунок 1.2.1 – График понижения температуры мазутов марок М-40 и М-80 при их перевозке в обычных цистернах и цистернах термосах

В таблице 1.2.1 приведены статистические данные по температуре мазута в цистернах, доставленных потребителю в холодное время года для различных климатических поясов СНГ и Казахстана.

Таблица 1.2.1 - Осредненные данные по температуре мазута в цистернах в холодное время года

Территория СНГ	Климатический пояс	Температура мазута в цистерне, °С		
		Маловязкого	Парафинистого	Высоковязкого
Европейская часть	Северный	-10	-2	-7
	Средний	-5	+2	-3
	Южный	0	+5	-2
Сибирь	Северный	-16	-5	-10
	Южный	-12	-3	-7
Казахстан	Северный	-15	-6	-9

Наибольшее распространение на практике для ТЭС получил слив с разогревом мазута открытым (острым) паром. Подогреватели для открытого пара обычно состоят из трех перфорированных штанг, одной центральной и двух боковых, изготовленных из стальных цельнотянутых труб диаметром 32 мм. Подогрев мазута открытым паром осуществляется путем теплообмена пара с мазутом в условиях вынужденной и естественной конвекции. Вытекающие из

отверстий струи пара создают перемешивание разогреваемого мазута в зоне подогрева. Скорость подогрева мазута зависит от расходов пара в единицу времени и его параметров. Для подогревателей открытого пара применяется сухой насыщенный или перегретый пар, с температурой 200-250 °С и давлением 10-15 кгс/см [20].

В конце слива прогрев мазута, расположенного под паровыми штангами и в торцевых частях цистерны, происходит весьма медленно, энтальпия пара используется неэффективно, а потери велики. Вследствие большой поверхности охлаждения цистерны большая часть тепла (особенно в зимнее время) в конце слива теряется в окружающую среду. Так же технология обработки цистерн предусматривает удаление остатков мазута, промывку или пропарку и сушку. По действующим нормативам слив мазута из цистерн, оборудованных нижним сливным прибором, необходимо производить полностью с удалением остатков. В действительности остатки мазута в цистернах после слива составляют в среднем 500-700 кг. Наличие остатков мазута и других темных нефтепродуктов в цистернах не позволяет использовать их без зачистки для перевозки светлых нефтепродуктов, что приводит к значительному порожнему пробегу цистерн. При зачистке цистерн на промывочно-пропарочных станциях обесценивается и теряется большое количество мазута. Кроме того, сброс сточных вод промывочно-пропарочных станций загрязняет водоемы, а сама зачистка цистерн сопряжена со значительными затратами ручного труда и средств. Таким образом, наличие остатков мазута в цистернах приносит большой эколого-экономический ущерб.

Исходя из практики, потери тепла в окружающую среду, возникающие: из-за трудности управления паровыми штангами, особенно в торцевых частях цистерны и затрат на обработку цистерны; на разогрев «холодного» корпуса цистерны и т.д. достигают 40 % от расхода тепла на подогрев и слив мазутной цистерны.

Исходя из физико-химических свойств, особенностей транспортировки и слива, хранения топочного мазута, а также описания технологической схемы работы оборудования мазутного хозяйства, видно, что на подготовку мазута к сжиганию затрачивается значительное количество тепловой энергии. Энергозатраты при растопке котлов и постоянной подсветке факела на мазутное хозяйство могут достигать 3-4 % от общих затрат на собственные нужды ТЭС, составляющих, как правило, 8-10 %.

Оценим все составляющие затрат, обеспечивающих функционирование мазутного хозяйства в режимах обеспечения мазутной растопки котлов и стабилизации горения пылеугольного факела на ТЭС. Из схемы мазутохозяйства ТЭС (рисунок 1.1.1) известно, что эксплуатационные затраты на мазутное хозяйство ТЭС начинаются с прибытием мазутной цистерны на станцию, где потребуется технологический пар на разогрев и слив мазутной

цистерны; затем содержание жидкого топлива в мазутном баке (МБ), циркуляция его по контуру, подогрев до 90-95 °С, транспортировка в котельный цех и возврат.

Поэтому, сначала оценим расходы тепла на подогрев и слив мазутной цистерны, а затем на циркуляцию и подогрев в контуре мазутохозяйства, затем вывести их удельные значения.

Так как подогрев и слив мазута осуществляется паром $T = 200-250$ °С, $P = 10-15$ кгс/см определим тепловую мощность подогревателя. Тепловая мощность подогревателя, определяется по формуле (1.2.1):

$$Q = 1,4 \cdot k_{ц} \cdot F_{ц} \frac{(t_2 - t_0) \cdot e^{\beta} - (t_1 - t_0)}{e^{\beta} - 1}, \text{ Вт} \quad (1.2.1)$$

где

t_1, t_2 - начальная и конечная температура мазута, °С;

$k_{ц}$ - средний коэффициент теплопередачи от мазута в окружающую среду, Вт/м²·град;

$F_{ц}$ - поверхность охлаждения цистерны, м²;

t_0 - температура окружающей среды, °С;

β - коэффициент, определяющий интенсивность нагрева и равный, формула (1.2.2):

$$\beta = \frac{k_{ц} \cdot F_{ц} \cdot \tau_{п}}{V_{ц} \cdot C_{\text{ЭКВ}}} \quad (1.2.2)$$

где

$V_{ц}$ - количество мазута в цистерне, кг;

$\tau_{п}$ - заданное время прогрева, с;

$C_{\text{ЭКВ}}$ - эквивалентная теплоемкость, учитывающая содержание парафинов, Дж/ (кг · град) и равная, формула (1.2.3)

$$C_{\text{ЭКВ}} = \frac{c \cdot (t_1 - t_2) - \varepsilon \cdot r}{t_1 - t_2}, \quad (1.2.3)$$

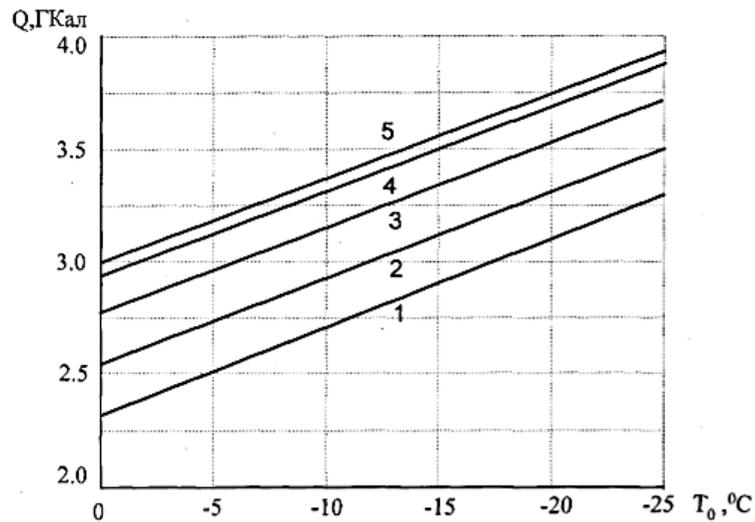
где

ε - относительное содержание парафинов в мазуте;

r - скрытая теплота кристаллизации парафинов, равная 225 кДж/кг.

Используя вышеприведенные формулы (1.2.1 - 1.2.3), а также данные рисунка 1.2 и таблицы 1.2, в качестве примера, были рассчитаны затраты тепловой энергии, необходимые для подогрева и слива цистерны мазута марки М100 с содержанием парафина 10 % с учетом температуры окружающей среды

и времени пребывания цистерны в пути. Эти зависимости приведены на рисунке 1.3.



1- 3 суток; 2- 4 суток; 3-5 суток; 5 - 7 суток; 2- 4 суток; 4-5 суток.

Рисунок 1.2.2 - Зависимость общего расхода тепла (Q , Гкал) для подогрева и слива мазутной цистерны от температуры окружающей среды (T_0 , °C), с учетом времени пребывания цистерны в пути

Основными поставщиками мазута для Казахстанских тепловых электрических станций являются нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), откуда по железной дороге, в среднем за 3 суток, цистернами доставляется мазут. Средняя зимняя температура в этих регионах минус 25 °C. Количество тепла $Q_{пс}$ - необходимое для подогрева и слива мазута из цистерны, в этом случае (см. рис. 1.3) доходит до 3,3 Гкал.

По данным рис. 1.1 тепло также затрачивается на разогрев приемного резервуара - $Q_{пр}$ и для очистки цистерны после слива - $Q_{оц}$. Таким образом, общий расход тепла - Q_T составит, формула (1.2.4):

$$Q_T = Q_{пс} + Q_{пр} + Q_{оц} \quad (1.2.4)$$

$$Q_T = 3,3 + 0,5 + 0,5 = 4,3 \text{ Гкал}$$

С целью возможности обобщения полученных данных на другие страны, стоимостные показатели будут приведены к мировым ценам (в долларах США).

Удельный расход тепла на подогрев и слив 1 тонны мазута из цистерны составит: $q_T = 0,086$ Гкал/т

Использование ручного труда для обслуживания цистерны для подогрева, затем зачистки его после слива (Цэкс) составляют:

$$4 \text{ чел/час} - 26,5 \text{ доллара США.}$$

Отпускная стоимость 1 Гкал тепла, в среднем по Казахстану - C_T , на 01.01.2018 г. составляет – 3500 тенге, 10,8 долларов США. В итоге затраты на подогрев и слив одной мазутной цистерны - $Z_{\text{пц}}$ составят, формула (1.2.5):

$$Z_{\text{пц}} = Q_T \cdot C_T + C_{\text{экс}} \quad (1.2.5)$$

$$Z_{\text{пц}} = 4,3 \cdot 10,8 + 26,5 = 72,94 \text{ долл./цистерна}$$

или примерно 73 доллара США.

Таким образом, удельные затраты на подогрев и слив 1 тонны мазута из цистерны составят: $z_{\text{пц}} = 1,46 \text{ долл./тонна}$.

Кроме подогрева цистерны, пар, забираемый из собственных нужд котельного цеха ($P = 8-13 \text{ атм.}$, $T = 200-250 \text{ }^\circ\text{C}$), расходуется также на подогрев мазута в мазутных баках в подогревателях мазута до $90-95 \text{ }^\circ\text{C}$ (рис. 1.1).

Регулирование температуры мазута производится изменением подачи пара в обогревающие змеевики мазутных баков (МБ) и подогревателей мазута (ПМ).

В МБ установлены 12 змеевиков диаметром 38 мм каждый. Общий расход пара на один МБ составляет - $G = 7,26 \text{ кг/с}$. Пар, поступающий в МБ при 75 % заполненности, а это около 750 тонн мазута, имеет следующие характеристики:

на входе:

температура $T_1 = 200 \text{ }^\circ\text{C}$;

давление $P_1 = 13 \text{ атм.}$;

энтальпия $i'' = 2809 \text{ кДж/кг}$;

на выходе:

температура $T_2 = 80 \text{ }^\circ\text{C}$;

давление $P_2 = 10 \text{ атм.}$;

энтальпия $i_k = 335 \text{ кДж/кг}$.

Исходя из этих данных, расход тепла на один МБ (750 т мазута) составит:

$$Q_{\text{МБ}} = G \cdot (i'' - i_k) \quad (1.2.6)$$

$$Q_{\text{МБ}} = 17,96 \cdot 10^9 \text{ Вт или } 15,2 \text{ Гкал/ч}$$

Удельный расход тепла на 1 тонну мазута в МБ составит:

$$q_{\text{МБ}} = 0,021 \text{ Гкал/т}$$

Удельные затраты тепловой энергии на циркуляцию и подогрев 1 тонны мазута до 90 °С в МБ составят:

$$z_{\text{мб}} = q_{\text{мб}} \cdot \text{Ц}_{\text{т}} \quad (1.2.7)$$

$$z_{\text{мб}} = 0,021 \cdot 10,8 = 0,223 \text{ долл/т}$$

Таким образом, суммарные удельные затраты тепловой энергии на подогрев, слив из цистерны, циркуляцию и подогрев 1 тонны мазута до 90°С в МБ, учитывая выражения (1.2.4) и (1.2.6), составят:

$$Q_{\text{т}}^{\Sigma} = q_{\text{т}} + q_{\text{мб}} \quad (1.2.8)$$

$$Q_{\text{т}}^{\Sigma} = 0,086 + 0,021 = 0,107 \text{ Гкал/т}$$

Соотношение (1.2.8) можно использовать для оценки технико-экономической эффективности безмазутной технологии воспламенения углей на ТЭС. Таким образом, помимо обеспечения ТЭС импортируемым, дефицитным и дорогим мазутом необходимы затраты на эксплуатацию мазутного хозяйства, оцениваемые по формулам (1.2.5) и (1.2.7) следующим образом:

$$z_{\text{м}}^{\Sigma} = z_{\text{пц}} + q_{\text{мб}} \quad (1.2.9)$$

$$z_{\text{м}}^{\Sigma} = 1,46 + 0,021 = 1,48 \text{ долл/т}$$

При среднем годовом расходе мазута на станциях примерно 25000-27000 т эксплуатационные затраты составят 37000-40000 долларов/год.

Как отмечалось во введении, совместное сжигание угля с мазутом приводит к возрастанию выбросов оксидов азота (NO_x), оксидов серы (SO_x), оксида углерода (СО) и пятиоксида ванадия (V_2O_5). Кроме того, частое сжигание мазута может самым нежелательным образом повлиять на надежность энергоснабжения. Это объясняется не только опасностью низкотемпературной коррозии, укорачивающей межремонтный срок в основном хвостовых поверхностей нагрева котлов, но и образованием сажистых отложений, затрудняющих эксплуатацию котлов и забивающих трубчатые воздухоподогреватели и приводящих к взрыву электрофильтров.

Оценим негативные экологические аспекты эксплуатации мазутного хозяйства для растопки котлов и подсветки пылеугольного факела на ТЭС. Опыт эксплуатации плазменных систем безмазутного воспламенения пылеугольного факела на ТЭС России позволил определить удельные показатели снижения вредных выбросов (Z_i) при переводе котлов на

безмазутную растопку и подсветку [14,21,22]. В частности, по данным для Гусиноозерской ГРЭС, где СПВ находятся в эксплуатации с 1994 года, эти показатели равны [14,21]:

$$Z_{SO_x} = 0.072 \frac{\text{кг}SO_x}{\text{кг мазута}} \quad (1.2.10)$$

$$Z_{NO_x} = 0.076 \frac{\text{кг}NO_x}{\text{кг мазута}} \quad (1.2.11)$$

$$Z_{CO} = 0.021 \frac{\text{кг}CO}{\text{кг мазута}} \quad (1.2.12)$$

$$Z_{V_2O_5} = 0.0009 \frac{\text{кг}V_2O_5}{\text{кг мазута}} \quad (1.2.13)$$

Из формул (1.2.10-1.2.13) видно, что при известном расходе мазута на ТЭС можно определить снижение выбросов на единицу массы замещаемого углем мазута.

В таблице 1.2.2 представлены результаты расчета снижения вредных выбросов для ТЭС, со средним расходом мазута - 27000 т/год

Таблица 1.2.2 - Изменение экологических показатели ТЭС при переводе на безмазутную растопку котлов и подсветку пылеугольного факела

Вредные выбросы	Снижение выбросов т/год
Оксиды серы (SO_x)	1944
Оксиды азота (NO_x)	2052
Монооксид углерода (CO)	567
Пентаоксид ванадия (V_2O_5)	24,3
Суммарные выбросы	4587,3

Таким образом, из таблицы 1.3 следует, что суммарное уменьшение вредных выбросов при внедрении безмазутных технологий на ТЭС составляет 4587,3 т/год.

Мазут, как топливо, обладает рядом несомненных качеств: высокая теплотворность - 9500 ккал/кг, малое содержание золы - 0,3- 0,5%, возможность получения светящегося пламени, (обеспечивающий высокий радиационный теплообмен в топочном пространстве), возможность организации (при определенных условиях) сжигания в малых (по габаритам) топках. Однако, он имеет и ряд серьезных недостатков. Мазут является дорогим топливом. В настоящее время его стоимость превышает стоимость угля более, чем в два раза, и приблизилась к соотношению мировых цен мазут/уголь: мировые цены на мазут составляют 80 – 90 долл/тут, на энергетический уголь — 40 – 50 долл/тут. Кроме того, с переходом на более глубокую переработку нефти с высокой долей выхода светлых

нефтепродуктов мазут станет дефицитным топливом, что уже наблюдается. Кроме того, совместное сжигание угля и, обладающего более высокой реакционной способностью мазута, приводит к возрастанию мехнедожога топлива на 10-15%, снижению КПД-брутто котлов на 2-5%, повышению выбросов оксидов азота, серы и пятиоксида ванадия. При этом мехнедожог может возрасти в 2–3 раза по сравнению с безмазутным сжиганием, выбросы оксидов азота — в 1,5 раза, оксидов серы на 20–30% и оксидов ванадия на 95–100%, если ванадий содержится только в мазуте. Совместное сжигание твердого и жидкого топлива приводит к ускорению высокотемпературной коррозии поверхностей нагрева и сокращению срока службы стационарного оборудования. Также существенным недостатком мазута, как резервного и растопочного топлива, заключается в неудобствах, связанных с его эксплуатацией, вызванных многоступенчатостью в его подготовке к сжиганию в котлоагрегатах.

Для улучшения воспламенения и стабилизации горения низкосортных углей и снижения расхода мазута в теплоэнергетике осуществляют дополнительные мероприятия: реконструкция горелочных устройств, раздельное и смешанное сжигание угля и подсветочного топлива, повышение тонины помола (до остатка на сите с ячейками 90 мкм $K_{до} = 6-8\%$), высокий подогрев аэросмеси (до 410 К) и вторичного воздуха (до 673 К), подача угольной пыли высокой концентрации (до 50 кг/кг). Однако, эти меры обладают существенными недостатками, снижающими эффективность топливоиспользования и надежность работы котлоагрегата с одновременным ухудшением экологических показателей, и не решают проблему сокращения расхода жидкого топлива, особенно на стадии растопки. В частности, повышение тонины помола приводит к значительному перерасходу энергозатрат на помол и усложнению разделения пыли, что уменьшает КПД (нетто) котла. Возрастание температуры аэросмеси и вторичного воздуха выше названных пределов невозможно из-за взрывоопасности.

Еще более остро указанные проблемы в использовании мазута стоят в малой энергетике, на станциях и котельных где используются котлы меньшей мощности, производительностью 35-75 т/ч, с турбулентными, вихревыми пылеугольными горелками. Большинство теплофикационных котлов работают в режиме с переменной тепловой нагрузкой, даже в течении суток нагрузка может меняться от 50 до 100% полной мощности котла. в этом случае практически все время требуется мазутная подсветка пылеугольных горелок. мазут становится не дополнительным, а вторым основным топливом. При таких больших потреблении мазута, отмеченное ухудшение эколого-экономических показателей котлов от сжигания двух видов топлива проявляется в еще большей мере.

Высокая цена на мазут, его дефицитность, ряд негативных последствий технико-экономического и экологического характера, эксплуатационные трудности, связанные с его использованием, делает снижение доли мазута в

топливном балансе пылеугольных котлоагрегатов весьма актуальной задачей теплоэнергетики, как в Казахстане, так и в мировом масштабе.

1.3 Безмазутные технологии растопки котлов с использованием систем плазменного воспламенения аэросмеси

Широкое развитие в Казахстане и за рубежом получили работы, связанные с воспламенением топлив посредством низкотемпературной плазмы. Объяснение этому можно найти в том, что плазма обладает рядом важных в процессе воспламенения углей свойств. Использование электродуговой плазмы с высокой концентрацией энергии ($200-300 \text{ МВт/м}^3$), химических активных атомов (O, H, C), радикалов (OH, SP, CM), ионов (O^+ , H^+ , OH^+ , C^+ , H_2) и электронного газа способствует многократному ускорению термохимических превращений топлива и окислителя, а следовательно и более полному и быстрому выгоранию факела [22-23].

В этой связи применение плазменных методов переработки, воспламенения и стабилизации горения твердых топлив во многих случаях энергетически более эффективно, чем использование традиционных огневых методов (автотермическая газификация и высокий подогрев воздуха и аэросмеси, раздельное сжигание угля и мазута, применение зажигательных поясов, муфельных горелок и др.).

Но применение электродуговой плазмы для плазменной активации горения топлив вместо традиционных методов, как следует из работ [24-28], автоматически не обеспечивает энергетической и термохимической эффективности из-за введения высококонцентрированной энергии плазмы непосредственно в пылеугольный поток, что приводит к быстрой диссипации энергии в обширном топочном пространстве.

Особенности применения электродуговых плазмотронов на ТЭС обуславливаются тем, что электрическая дуга воздействует не прямо на уголь, а в целом на аэросмесь (угольные частицы + воздух). Начальная температура аэросмеси при пуске котла из «холодного» состояния в зимнее время составляет $25-30 \text{ }^\circ\text{C}$, летом $35-45 \text{ }^\circ\text{C}$. Температура электродуговой плазмы на выходе из плазмотрона составляет $3000-4000 \text{ K}$ и из-за большой разницы температур плазмы и аэросмеси возможны значительные градиенты температуры при их смешении. При средней скорости истечения плазмы из сопла плазмотронов, используемых на ТЭС, порядка 200 м/с и диаметре сопла $0,04-0,05 \text{ м}$ эффективное число Рейнольдса в зоне смешения составляет около 10^4 , т.е. характеристики смешения потока плазмы с аэросмесью могут быть турбулентными.

Другой особенностью использования электродуговых плазмотронов для плазменного воспламенения углей является термодинамическое равновесие плазмы, достигаемое на выходе из плазмотрона, при протекании реакций превращения твердых топлив в равновесной низкотемпературной плазме.

Также особенностью электродуговой плазмы является ее электропроводность, вследствие чего она, как и всякий проводник при наличии

разности электрических потенциалов, может проводить электрический ток. При прохождении тока через низкотемпературную плазму в ней, в соответствии с законом Джоуля-Ленца, выделяется тепло, количество которого пропорционально квадрату тока дуги и ее сопротивлению, т.е. $Q_{\text{дуги}} = I^2 R$ [29].

Эта энергия дуги в соответствии с новой концепцией плазменноэнергетических технологий расходуется:

а) на нагрев окислителя и угольных частиц до температуры начала термохимических превращений (термическая составляющая);

б) на гетерогенные термохимические превращения топлива и окислителя (при дальнейшем повышении температуры) с участием возбужденных молекул и атомов, радикалов и продуктов диссоциации молекул компонентов аэросмеси (термохимическая составляющая);

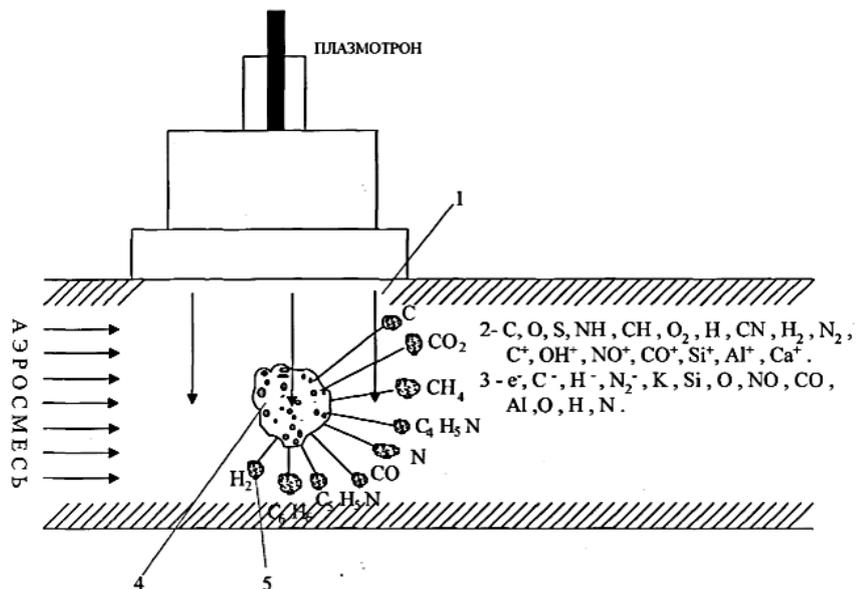
в) на газофазные реакции продуктов термохимических превращений с участием ионов и электронов (термоэлектрическая составляющая).

Таким образом, в электродуговой плазме существует три составляющие, которые по-разному взаимодействуют с двухфазной средой. Физико-химические превращения в гетерогенных системах (угольная пыль + окислитель) с плазменным источником чрезвычайно сложны и включают процессы различных типов: нагрев газа и угольной пыли до температуры деструкции, деструкция топлив с выделением летучих продуктов, газофазные реакции летучих и окислителя, нагрев коксового остатка до температуры газификации и реакции коксового остатка с образовавшейся газовой фазой. Нагрев газа-окислителя, угольной пыли и коксового остатка носит физический характер, а остальные стадии являются химическими.

При контакте потока холодной аэросмеси с электродуговой плазмой, истекающей из сопла плазмотрона, одновременно нагреваются окислитель воздух и угольные частицы. Если воздух аэросмеси только нагревается от плазменного источника в соответствии с его тепловой мощностью и разностью температур плазмы и воздуха, то угольные частицы при темпах нагрева 10^3 - 10^4 град, сек⁻¹ претерпевают тепловой удар. Экспериментально было установлено [30], что частицы энергетических углей размером до 250 мкм (пыль промышленного помола) из-за возникающих термических напряжений в объеме частицы расщепляются на несколько осколков за время 0,010,05 с. Это явление приводит к резкому возрастанию площади поверхности раздела газовой и твердой фаз, а, следовательно, к фактическому увеличению реакционной способности топлив.

Из рисунка 1.3.1 видно, что в зоне взаимодействия плазменного факела 1 с «холодной» аэросмесью ($T_a = 75$ °С) угольные частицы 2 со средним размером 100 мкм подвергаются тепловому удару и раскалываются на несколько осколков 5 размером 5-10 мкм. Из этих осколков исходных частиц выходят летучие угля (CO, CO₂, CH₄, C₂H₆, N₂, H₂O) и азотосодержащие компоненты пиридин (C₅H₅N) и пиррол (C₄H₅N). Затем в газовой фазе образуются атомарные формы (O, H, M, C, S), включая элементы минеральной массы угля (Si, Al, Ca), радикалы (NH, CH, CN, OH и др.). Кроме того, в

газовой фазе присутствуют электронный газ (e^-), положительные (C^+ , H^+ , K^+ , CO^+ и др.) и отрицательные ионы (O^- , H^- , N_2^-)



1-термическая составляющая; 2-термохимическая составляющая; 3-термоэлектрическая составляющая; 4-частица со средним размером 100 мкм; 5-осколок размером 5-10 мкм.

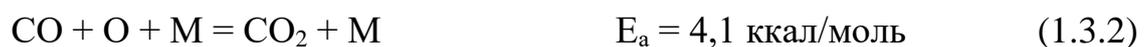
Рисунок 1.3.1 - Взаимодействие плазменного факела с аэросмесью в камере ЭТХПТ

В первую очередь тепловой взрыв пылеугольных частиц многократно убыстряет выход летучих за счет более развитой поверхности реагирования и появления очень мелких частиц, которые нагреваются до температуры выделения летучих гораздо быстрее, чем крупные.

С переходом летучих угля (CO , H_2 , CO_2 , CH_4 , C_6H_6 , H_2O и др.) в газовую фазу начинается их химическое взаимодействие с воздухом и между собой. Именно, на стадии газофазных реакций может быть заметно интенсифицирующее воздействие термоэлектрической составляющей низкотемпературной плазмы, проявляющееся в ускорении химических превращений за счет перехода к реакциям с химически активными центрами и более низкими значениями энергии активации.

Оценки показали, что энергия активации в реакциях окисления летучих существенно снижается уже при переходе от молекулярных к атомарным формам реагентов, образующимся в плазменных процессах возбуждения и диссоциации:





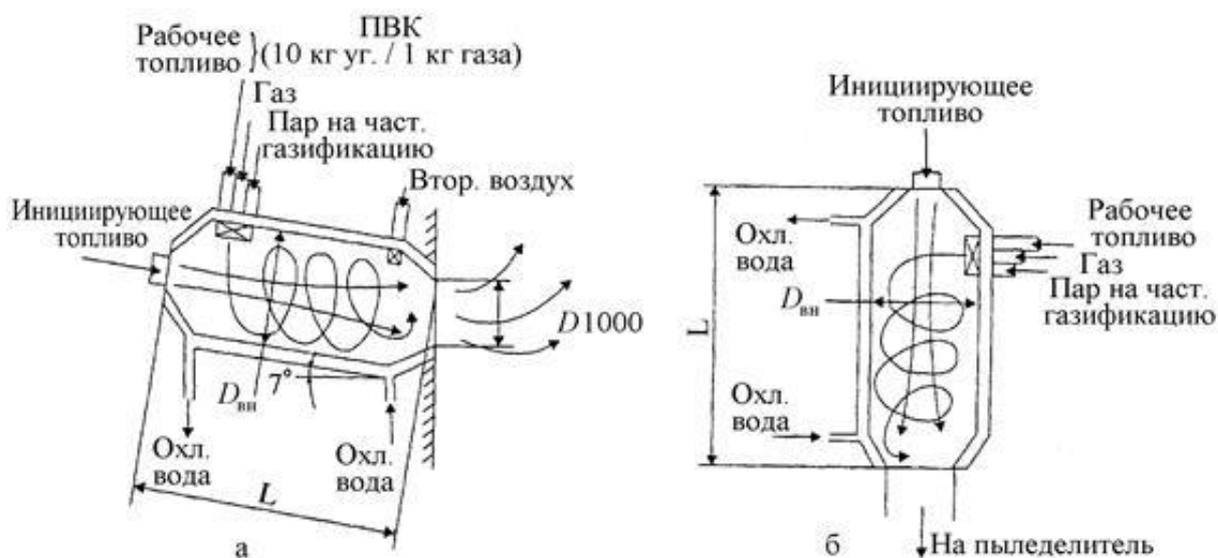
где E_a - энергия активации реакции; M - нейтральная молекула.

Из попарного сравнения реакций (1.3.3)-(1.3.8) видно, что энергия активации при переходе от молекулярного к атомарному кислороду уменьшается в среднем на порядок (от 4 до 14,5 раз). Таким образом, реакции с атомарным кислородом (при одной и той же температуре) будут идти гораздо быстрее, чем с O_2 . Многократное ускорение реакций окисления летучих приводит к более быстрому выделению тепла, что в свою очередь, интенсифицирует нагрев коксового остатка, убыстряет перевод углерода в газовую фазу, в которой происходит дальнейшая активация его превращений, но уже за счет термохимической составляющей электродуговой плазмы. Можно констатировать, что термическая составляющая низкотемпературной плазмы ответственна за перевод органической массы угля в газовую фазу, включая тепловой взрыв угольных частиц и выделение летучих, а термохимическая и электронно-ионная составляющие интенсифицируют преимущественно газофазные реакции термохимических превращений твердых топлив. Таким образом, плазма обладает всеми качествами, которые практически полностью включают в себя известные положительные эффекты других способов активации топлив, а кроме того, обладает и уникальными свойствами, присущими только плазме. Тем более, достаточно хорошо разработанные конструкции плазмотронов, их малые массогабаритные показатели на единицу полезной мощности, возможность использования широкой гаммы плазмообразующих сред (окислительных и восстановительных), простота автоматизации управления процессом, благодаря малой инерционности дуги- все это делает весьма перспективным применение плазмы для безмазутного воспламенения углей на ТЭС. Плазменное воспламенение углей носит алло-автотермический характер, проявляющийся в многоступенчатости преобразования энергии (электрическая энергия преобразуется в энергию плазмы, воспламеняющей уголь; от воспламенения топлива выделяется энергия окисления, нагревающая свежую аэросмесь и т.д.). Отсюда следует основной принцип ЭТХПТ, лежащей в основе плазменного

воспламенения углей, который заключается в ступенчатом характере воздействия плазменного источника на пылеугольное топливо: первоначально электродуговая плазма взаимодействует с небольшой частью аэросмеси с образованием высокорекреационного двухкомпонентного топлива (горючий газ + коксовый остаток). Затем уже само двухкомпонентное топливо, окисляясь в первичном воздухе аэросмеси, нагревает остальную аэросмесь, не прошедшую через электродуговую зону. Тем самым компактный плазменный факел активирует сначала 3-5 % топлива, которые в дальнейшем ступенчато активируют остальную часть аэросмеси. Таким образом, реализуется аллотермический характер превращения твердых топлив, когда аллотермический источник (электродуговая плазма) выполняет роль инициатора или активатора, который при определенных условиях переводит процесс ЭТХПТ в автотермический самоподдерживающийся режим. В результате электротермохимической подготовки подвергается все топливо, воспламеняющееся при выходе в топку котла и смешении с вторичным воздухом. Эффективность ЭТХПТ обеспечивается нагревом электродуговой плазмой меньшей части аэросмеси до температуры практически полного выделения летучих угля и частичной газификации коксового остатка с тем, чтобы обеспечить суммарный выход горючих газов на уровне содержания летучих в высокорекреационных углях, способных воспламеняться и устойчиво гореть без подсветки мазутом. Тем самым из меньшей части аэросмеси (уголь + воздух), прошедшей электродуговую зону, получают (независимо от качества исходного угля) высокорекреационное двухкомпонентное топливо (горючий газ + коксовый остаток), способное воспламеняться при смешении с основным потоком аэросмеси и стабилизировать процесс горения. При этом весьма важно для сохранения эффективности метода, чтобы ЭТХПТ и смешение ее продуктов, т.е. двухкомпонентного топлива, с основным потоком аэросмеси осуществлялось до выхода в топочное пространство и начала смешения с вторичным воздухом. Тем самым обеспечивается повышение реакционной способности всего пылеугольного потока за счет плазменной активации его меньшей части в объеме горелочного устройства при обеспечении необходимого пребывания в нем топлива. При этом, в отличие от рассмотренных в работах методов плазменной активации горения углей в корне факела или топочном пространстве, повышается вероятность сохранения коротко живущих химически активных центров и ускорения ими термохимических превращений угля и окислителя. Такой подход с теплофизической и экономической точки зрения при использовании плазменных источников может быть использован в качестве перспективы повышения эффективности топливоиспользования и улучшения экологической обстановки на ТЭС [31-32].

По нашему мнению, применение плазмотронов наиболее перспективным будет при сжигании углей с малым выходом летучих веществ. Сотрудниками Новосибирского государственного технического университета (НГТУ) разработана, защищена патентами на изобретение и внедрена оригинальная технология предварительной термической подготовки углей в термоциклонных предтопках (ТЦП), которые также могут быть использованы для организации безмазутной растопки котлов и стабилизации факела в топочных камерах котлов ТЭС [33].

На рисунке 1.3.2 приведена конструктивно-компоновочная схема ТЦП.



1 – плазмотрон; 2, 5 – завихритель; 3 – канал подачи угольной аэросмеси; 4 – канал подачи вторичного воздуха для розжига горелки; 6 – основная горелка; 7 – термopара зонда; 8 – камера воспламенения; 9 – водоохлаждаемый канал термозонда; 10 – камера смешения.

Рисунок 1.3.2 - Розжиговая горелка

В работах достаточно подробно рассмотрено применение технологии термopодготовки углей в ТПЦ для некоторых ТЭС г. Новосибирска. По мнению авторов этой работы, основными недостатками технологии с ТЦП являются:

- усложнение системы подготовки топлива к сжиганию;
- необходимость создания двух потоков топлива (рабочего и иницирующего);
- организация дополнительного паровоздушного дутья.

Согласно проведенным расчетам затраты на термopодготовку с ТЦП сопоставимы с затратами в системе серо - и азотоочистки для традиционных энергоблоков [34] которые, как известно, являются дорогостоящими.

1.4 Постановка задачи исследования и основные принципы безмазутной технологии растопки котлов с использованием летучих горючих веществ

Технология плазменного розжига достаточно широко опробована в промышленных условиях и для широкого ассортимента топлив, однако она имеет целый ряд недостатков, которые тормозят ее промышленное внедрение. К ним следует отнести:

- ограниченный ресурс работы плазмотронов, при очень высокой их стоимости;
- недостаточная надежность электроснабжения плазмотронов.

В связи с этим требуется структурное резервирование для обеспечения надежной работы котельного агрегата. Структурное резервирование обуславливает рост капиталовложений в плазменную технологию безмазутной растопки в два раза. Значит, увеличиваются на 15 % и более затраты на собственные нужды и возрастают капиталовложения в электрическую часть тепловой электростанции в 1,1 раза.

Из всего вышеизложенного можно сделать следующие выводы

1. Системы газификации твердого топлива отличаются низким уровнем освоенности промышленностью, невысокой интенсивностью процесса газификации, дороговизной, конструктивной и эксплуатационной сложностью, что требует проведения дальнейшей научно-исследовательской работы и отодвигает возможность их широкого применения в “большой” энергетике на более поздний срок.

2. Перспективность котлов с ЦКС не вызывает сомнений, однако их внедрение требует больших капитальных затрат и, в этой связи, не решает проблемы снижения вредных выбросов на действующих ТЭС.

В связи с этим становится очевидным актуальность замены мазута при растопке и подсветке факела котельных агрегатов сжатым или сжиженным газом, цена которого более чем на порядок ниже жидкого топлива – мазута, либо на газообразные горючие летучие вещества, получаемые при нагреве угля.

Термическая обработка угля перед сжиганием позволяет получить газообразный горючий продукт, который легко воспламеняется, а полученный факел может прогреть топку. Например, на центральной электростанции Магнитогорского металлургического комбината десятилетиями котлы растапливаются на доменном газе с удельной теплотой сгорания менее 1000 ккал/м³.

Учитывая вышесказанное, основной целью диссертации является научно-техническое и технико-экономическое обоснование и разработка безмазутной технологии растопки котлов, используя системы предварительной термической обработки углей с целью получения горючих летучих веществ. Для достижения поставленной цели необходимо разработать технологию безмазутной растопки,

а также провести экспериментальные исследования трех видов Казахстанских углей: Шубаркульского, Майкубенского и Сарыадырского месторождений:

1) Определить массовый выход летучих горючих веществ при нагреве углей в определенном диапазоне температур.

2) Определить состав и теплоту сгорания полученного в результате нагрева угля горючего газа.

3) Определить энергетически и экономически наиболее приемлимую температуру нагрева угля.

4) Исследовать влияние времени и скорости нагрева на количественный и качественный состав горючих газов.

2 АНАЛИЗ СПОСОБОВ РАСТОПКИ КОТЛОАГРЕГАТОВ СЖАТЫМ ИЛИ СЖИЖЕННЫМ ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ

2.1 Природный газ, как энергетическое топливо

Природный газ, как топливо, имеет важные преимущества перед мазутом: у него высокая теплотворная способность, более простая технология подготовки к сжиганию и подачи в топку, что существенно снижает затраты. А также, природный газ является более чистым топливом по сравнению с мазутом.

Природный газ - смесь газов, образовавшихся в недрах Земли при анаэробном разложении органических веществ. Природный газ относится к полезным ископаемым. Природный газ в пластовых условиях (условиях залегания в земных недрах) находится в газообразном состоянии - в виде отдельных скоплений (газовые залежи) или в виде газовой шапки нефтегазовых месторождений, либо в растворённом состоянии в нефти или воде. При стандартных условиях (101,325 кПа и 20 °С) природный газ находится только в газообразном состоянии. Также природный газ может находиться в кристаллическом состоянии в виде естественных газогидратов.

Основную часть природного газа составляет метан (CH_4) - от 92 до 98 %. В состав природного газа могут также входить более тяжёлые углеводороды - гомологи метана: этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}). а также другие неуглеводородные вещества: водород (H_2), сероводород (H_2S), диоксид углерода (CO_2), азот (N_2), гелий (He). Чистый природный газ не имеет цвета и запаха. Чтобы можно было определить утечку по запаху, в газ добавляют небольшое количество веществ, имеющих сильный неприятный запах (гнилой капусты, прелого сена, тухлых яиц) (т. н. одорантов). Чаще всего в качестве одоранта применяется этилмеркаптан (16г на 1000 куб.м.природного газа).

Для облегчения транспортировки и хранения природного газа его сжижают, охлаждая при повышенном давлении. Ориентировочные физические характеристики (зависят от состава; при нормальных условиях, если не указано другое): Плотность: от 0,68 до 0,85 кг/м³ относительно воздуха (сухой газообразный); 400 кг/м³ (жидкий). Температура самовозгорания: 650 °С; Взрывоопасные концентрации смеси газа с воздухом от 5 % до 15 % объёмных; Удельная теплота сгорания: 28-46 МДж/м³ (6,7-11,0 Мкал/м³); Легче воздуха в 1,8 раз, поэтому при утечке не собирается в низинах, а поднимается вверх. В осадочной оболочке земной коры сосредоточены огромные залежи природного газа. Согласно теории биогенного (органического) происхождения нефти, они образуются в результате разложения останков живых организмов. Считается, что природный газ образуется в осадочной оболочке при больших температурах и давлениях, чем нефть. С этим согласуется тот факт, что месторождения газа часто расположены глубже, чем месторождения нефти.

Огромными запасами природного газа обладают Россия (Уренгойское месторождение), Иран, большинство стран Персидского залива, США, Канада. Из европейских стран стоит отметить Норвегию, Нидерланды. Среди бывших республик Советского Союза большими запасами газа владеет Туркмения, Азербайджан, Узбекистан а также Казахстан (Карачаганакское месторождение) [36].

Природный газ в определенных термодинамических условиях может переходить в земной коре в твердое состояние и образовывать газогидратные залежи. Газ переходит в твердое состояние в земной коре, соединяясь с пластовой водой при гидростатических давлениях (до 250 атм) и сравнительно низких температурах (до 295°К). Газогидратные залежи обладают более высокой концентрацией газа в единице объема пористой среды, чем в обычных газовых месторождениях, так как один объем воды при переходе ее в гидратное состояние связывает до 220 объемов газа.

Природный газ находится в земле на глубине от 1000 метров до нескольких километров. Сверхглубокой скважиной недалеко от города Новый Уренгой получен приток газа с глубины более 6000 метров. В недрах газ находится в микроскопических пустотах (порах). Поры соединены между собой микроскопическими каналами - трещинами, по этим каналам газ поступает из пор с высоким давлением в поры с более низким давлением до тех пор, пока не окажется в скважине. Движение газа в пласте подчиняется определенным законам. Газ добывают из недр земли с помощью скважин. Скважины стараются разместить равномерно по всей территории месторождения. Это делается для равномерного падения пластового давления в залежи. Иначе возможны перетоки газа между областями месторождения, а также преждевременное обводнение залежи. Газ выходит из недр вследствие того, что в пласте находится под давлением, многократно превышающем атмосферное. В зависимости от содержания метана выделяются две основные группы: Природный газ группы Н (высококалорийный газ) - с высоким содержанием метана (от 87% до 99%), самый высококачественный. Природный газ группы L (низкокалорийный газ) - характеризуется менее высоким содержанием метана - от 80% до 87% [36].

Доля Республики Казахстан в общемировых запасах газа, по статистическим данным, составляет порядка 1,1%, в мировом рейтинге по запасам газа республика занимает 15 место.

Разведанные запасы природного газа, с учетом новых открытых месторождений на Каспийском шельфе, и утвержденные Государственной комиссией по запасам, составляют 3,7 трлн. куб.м, в том числе: растворенного газа - 2,4 трлн. куб. м, и свободного газа - 1,3 трлн. куб.м., потенциальные и прогнозные ресурсы по газу достигают 6-8 трлн. куб.м, что связано с активным освоением казахстанского шельфа Каспия.

Тем не менее, в общемировом объеме добычи природного газа доля Казахстана составляет всего 0,9%. Кроме того, значительный объем добываемого газа в республике приходится на нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак, доля которого составляет более 45%.

Следует отметить, что практически все наиболее крупные нефтегазовые месторождения республики имеют в составе добываемой нефти растворенный газ с повышенным содержанием сероводорода и других сернистых соединений. Поэтому одной из основных проблем развития газовой промышленности является необходимость очистки добываемой нефти и газа от сернистых соединений с последующей утилизацией получаемой серы и доведения ее до товарного состояния.

Доля попутного нефтяного газа достигает 50% и продолжает увеличиваться, поэтому компании предпринимают меры по обратной закачке газа в продуктивные пласты месторождений для поддержания давления и повышения эффективности извлечения жидких компонентов углеводородного сырья.

Особенностью разведанных запасов газа в республике является то, что практически на всех месторождениях добыча газа ведется попутно с добычей нефти и газового конденсата.

Запасы свободного газа промышленных категорий разведаны на более чем 70 газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождениях. В разработке находится около 30 месторождений, с которыми связано 86% начальных запасов газа промышленных категорий.

При этом следует отметить, что добыча газа составляет всего 5% от начальных извлекаемых запасов газа по разрабатываемым месторождениям.

Доля природного газа в топливно-энергетическом балансе Казахстана составляет свыше 16%. В качестве исходного топлива природный газ обеспечивает выработку около 30% электроэнергии.

Основная часть газовых ресурсов в Казахстане сосредоточена на крупных разрабатываемых или подготовленных к разработке месторождениях, в том числе нефтяных - Тенгизское, Кашаган, Королевское (Атырауская область), газоконденсатных - Карачаганак (Западно-Казахстанская область), Жанажол, Урихтау (Актюбинская область) и других.

Отличительная особенность прогнозируемых ресурсов газа заключается в том, что они в основном располагаются в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины, и характеризуются сложностью извлечения, прежде всего, из-за больших глубин (более 5 тысяч метров), многокомпонентностью состава и повышенным содержанием сероводородных соединений.

В то же время месторождения, расположенные на небольших глубинах и не содержащие сернистые соединения, имеют сравнительно небольшие запасы газа, что особенно важно для локальной газификации местных территорий.

Если сравнивать запасы газа в региональном разрезе, то значительная часть ресурсов природного газа сосредоточена в Атырауской области - примерно 43%, затем в Мангистауской - 29%, далее в Западно-Казахстанской- 19% и в Актюбинской области – 5%.

В таблице 2.1.1 приведены основные углеводородные месторождения природного газа, запасы в которых превышают 0,5% от государственных запасов.

Таблица 2.1.1 - Запасы природного газа по основным месторождениям

Месторождение	Доказанные запасы, млрд. куб. м	В % от запасов Казахстана
Карачаганак	1370	45,5%
Тенгизское	569	18,9%
Кашаган	227	7,5%
Жанажол	133	4,4%
Имашевское	129	4,3%
Жетыбай	99	3,3%
Тенге	45	1,5%
Узень	43	1,4%
Урихтау	40	1,3%
Прорва	28	0,9%
Каламкас	27	0,9%
Амангельды	25	0,8%
Тепловско- Токаревское	25	0,8%
Жетыбай Южный	23	0,8%
Шагырлы- Шомышты	20	0,7%
Чинаревское	17	0,6%
Королевское	16	0,5%

Вместе с тем, основная доля запасов природного газа около 65% приходится на месторождения Тенгизское и Карачаганак.

Как показывает анализ, объем производства газа в Казахстане ежегодно растет.

Так, если в 2001 году нефтегазодобывающими предприятиями было добыто 5,46 млрд. куб. м газа (в том числе свободного - 4,95 млрд. куб.м, нефтяного попутного газа – 0,51 млрд. куб. м), то в 2009 году производство природного газа (валовой выпуск) достигло 35,94 млрд. куб.м (109,3% к 2008 году).

По предварительной оценке Национальной компании «КазМунайГаз» объем добычи природного газа к 2020 году увеличится до 114 млрд. куб.м, товарного газа - до 30 млрд.куб.м. Вместе с тем согласно прогнозным данным ожидается, что потребление газа в Казахстане возрастет до 18,7 млрд.куб.м. к 2020 году.

Наиболее крупными предприятиями по добыче природного газа являются: Karachaganak Petroleum Operating B.V., КРО (48%), СП ТОО «Тенгизшевройл» (24,4%), АО «СНПС-Актобемунайгаз» (9,8%), Толкыннефтегаз (4,2%), АО «Разведка Добыча «КазмунайГаз» (3,7%), СП «Казгермунай» (1,9%), АО «Мангистаумунайгаз» (1,3%) и АО «Амангельды Газ» (1,1%), в скобках указана доля компании в добыче природного газа.

В республике действуют три газоперерабатывающих завода (ГПЗ): Казахский ГПЗ, Тенгизский ГПЗ и Жанажольский ГПЗ с общей проектной мощностью по переработке 6,85 млрд.куб.м газа в год. Однако производственные мощности действующих заводов не обеспечивают полной переработки добываемого в стране газа.

Потребление газа в стране непрерывно возрастает, однако оно остается неравномерным по регионам РК, причем северные, центральные и восточные районы обеспечены газом в наименьшей степени. Доставлять газ на станции и котельные, расположенные в районах удаленных от централизованного газоснабжения, для использования в качестве резервного и растопочного топлива удобнее в компремированном (сжатом) или сжиженном состоянии.

2.2 Сжиженный природный газ (СПГ)

Если охлаждать природный газ при нормальном атмосферном давлении, то при температуре около -161°C он сжижается. При сжижении природного газа объем его уменьшается в 600 раз. Природный газ и сжиженный природный газ являются разными физическими состояниями многокомпонентной смеси углеводородов и примесей, основным компонентом которой является метан. Природный газ при нормальных условиях — это легкий бесцветный горючий газ без запаха. Концентрационные пределы взрываемости смесей природного газа с воздухом 5...15 % об. (по метану). Состояние природного газа в виде СПГ обеспечивает возможность его транспортировки, а также использования в качестве горючего с минимальным объемом. Физико-химические свойства СПГ определяются его компонентным составом. Поскольку в СПГ содержится до 98 % метана (CH_4), его термодинамические свойства близки к показателям чистого метана. Свойства

метана при давлении 0,1013 МПа и температуре 0°С: Молекулярная масса, кг/моль.....	16,03
Температура фазовых переходов, К:	
кипения.....	111,7
плавления.....	90,7
Критическая температура, К.....	191,06
Критическое давление, МПа (при T = 20 °С).....	4,3
Плотность, кг/м ³ :	
жидкости.....	424,5
газа (при T = 20°С).....	0,667
Теплота испарения, Дж/г.....	509,54
Теплота плавления, Дж/г.....	58,6
Теплоемкость, Дж/г:	
жидкости.....	3,45
газа.....	2,22
Динамическая вязкость насыщенной жидкости, мкПа·с.....	102,8
Скорость звука в жидкости, м/с.....	1430
Калориметрическая температура горения, К.....	2316
Пределы горения в воздухе, % об.....	5—15
Температура самовоспламенения, К.....	815
Пределы взрываемости, % об.....	4,5-16

По физико-химическим показателям СПГ как ракетное горючее должен соответствовать следующим нормам по ТУ 021 00480689-96 «Газ горючий, природный сжиженный. Топливо для ракетной техники»: Объемная доля, %:

метана.....	96,0±2,0
этана, пропана.....	2,820±2,0
бутан-гексана.....	не более 0,036
гептан-декана.....	не более 0,001
непредельных и циклических углеводородов.....	не более 0,001
азота.....	не более 1,130
диоксида углерода.....	не более 0,011

сероводорода и серосодержащих (меркаптаны).....не более 0,001

Массовая концентрация водяных паров при температуре - 60 °С (точка росы по влаге) и давлении 0,1 МПа, г/м³.....не более 0,0079

Содержание твердых примесей, г/м³.....не более 0,001

Основные показатели СПГ для применения в двигателях внутреннего сгорания отличаются от требований к составу СПГ как ракетному топливу, что должно учитываться при его производстве.

СПГ — низкотемпературная жидкость, которая при попадании на незащищенные участки тела человека испаряется и вызывает обморожение кожи.

2.2.1 Получение СПГ в промышленных условиях

Основным компонентом природного газа является метан, имеющий низкую температуру кипения при атмосферном давлении (-162°С), поэтому перевод его в сжиженное состояние возможен только с использованием криогенной техники. Выбор холодильного цикла и технологической схемы установки зависит от назначения установки и ее производительности, от давления и состава сжижаемого газа, от требований, предъявляемых к продукту (состав, давление и температура СПГ). Существенное влияние на выбор холодильного цикла сжижения оказывают наличие и возможности применения того или иного типа оборудования. Принятая технологическая схема во многом определяет экономические показатели процесса сжижения, так как непосредственно влияет на общие капитальные вложения в основное технологическое оборудование и на эксплуатационные расходы.

Наибольшее применение в мировой практике нашли следующие холодильные циклы:

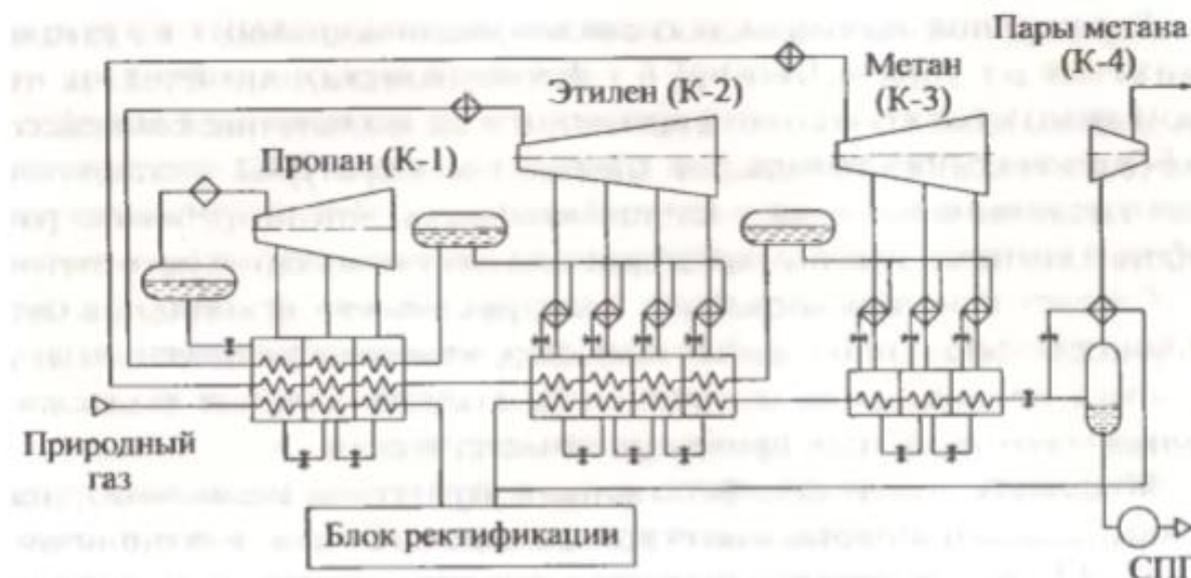
а) для крупных установок — классические каскадные циклы на однокомпонентных хладагентах и однопоточные каскадные циклы с холодильным агентом, являющимся многокомпонентной смесью;

б) для установок небольшой производительности — простые дроссельные холодильные циклы; детандерные дроссельные холодильные циклы и циклы с использованием многокомпонентных холодильных агентов.

Общий сравнительный анализ наиболее распространенных схем сжижения показывает, что классические каскадные установки, наиболее оптимальные с точки зрения затрат энергии, объединяют в единую систему отдельные циркуляционные контуры (как замкнутые, так и разомкнутые), в которых вырабатывается холод на ступенчато понижающихся температурных уровнях.

Классический каскадный цикл на чистых холодильных агентах был применен на первом заводе сжижения газа, построенном в Алжире в 1964-1965 гг. Выбор цикла был продиктован его сравнительной простотой и хорошей изученностью, позволяющей рассчитать все элементы холодильной установки с высокой степенью точности. Цикл представляет собой совокупность трех индивидуальных циркуляционных контуров, вырабатывающих холод на различных ступенчато понижающихся температурных уровнях. В каждом контуре используется чистый однокомпонентный холодильный агент с хорошо известными термодинамическими свойствами, что облегчает выполнение технологических расчетов оборудования контура [37].

Принципиальная схема установки сжижения с классическим каскадным циклом представлена на рисунке 2.2.1.1.



К-1 — К-4 — контуры каскада

Рисунок 2.2.1.1 - Принципиальная схема установки сжижения природного газа с классическим каскадным циклом

Из рисунка видно, в верхнем пропановом каскаде имеются три ступени дросселирования хладагента, обеспечивающие выработку холода на трех температурных уровнях в интервале $+(10...15)...-37$ °С. Холод пропанового контура используется для охлаждения природного газа и конденсации содержащихся в нем тяжелых углеводородов, охлаждения и конденсации холодильных агентов контуров К-1 и К-2. Во втором контуре обычно используется этилен, обеспечивающий возможность выработки холода в температурном интервале $-(35...100)$ °С. Кипение холодильного агента в контуре К-2 реализуется на трех-четырёх температурных уровнях. Холод

этиленового контура используется для охлаждения и сжижения компонентов природного газа и охлаждения холодильного агента контура К-3.

В контуре К-3, как правило, используется как хладагент природный газ после отделения тяжелых углеводородов в газофракционирующем блоке установки сжижения. Этот газ состоит в основном из метана с небольшой примесью этана и азота. Холодильный агент контура К-3 обеспечивает выработку холода на трех температурных уровнях — (100...160) °С и используется для полного сжижения и охлаждения СПГ высокого давления до температуры — (150...160) °С. СПГ с указанной температурой и давлением около 5 МПа выводится из последнего теплообменника, дросселируется до давления, близкого к атмосферному, и направляется в хранилище.

Пары низконапорного газа, образующиеся при дросселировании СПГ, отводятся и используются в качестве топлива в энергетических установках завода сжижения.

Характерной особенностью циклов, использованных на заводах сжижения в г. Арзеве (Алжир) и г. Кенае (Аляска), является то, что пары холодильного агента направляются на всасывание компрессора без рекуперации холода, т.е. с низкой температурой, соответствующей условиям кипения в теплообменниках. Это потребовало разработки специальных компрессоров для сжатия холодильного агента.

В целом установки сжижения с классическим каскадным циклом характеризуются достаточно хорошими термодинамическими показателями, однако реализация указанного цикла сопряжена с необходимостью разработки большого числа многопоточных теплообменных аппаратов, разнотипных компрессоров и приготовления холодильных агентов высокой чистоты — пропана и этилена (составная часть хладагента).

Анализ технологических схем каскадных установок сжижения природного газа показывает, что снижение энергетических затрат такого цикла достигается увеличением числа каскадов и ступеней сжатия, а также дросселирования хладагентов в каждом каскаде. Это, в свою очередь, приводит к усложнению установки, увеличению числа компрессоров и теплообменников. Такие каскадные установки сжижения природного газа имеют удельное энергопотребление 0,6...0,7 кВт·ч/кг. В установке в г. Арзеве доля сжижения природного газа составляет 0,93.

В силу изложенных причин применение классического каскадного цикла было ограничено использованием его только на первых двух заводах сжижения газа в Арзеве и Кенае и на нескольких установках в США для покрытия «пиковых» нагрузок газопотребления средней производительности. Дальнейшие усилия исследователей и проектантов заводов по производству СПГ были направлены на разработку технологий, позволяющих уменьшить типаж компрессорного оборудования, сократить число теплообменных

аппаратов, а также протяженность и металлоемкость технологических трубопроводов.

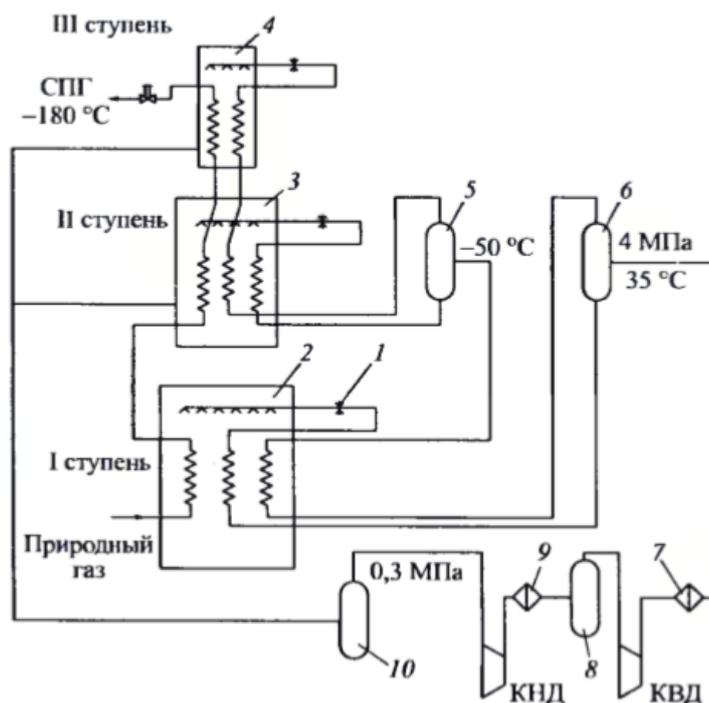
Выполнение указанных требований было сопряжено с заменой трех типов холодильных агентов на один, состоящий из соответствующей смеси газов и способный обеспечить выработку холода в широком диапазоне температур от $+(20..30)$ °С до $-(160..170)$ °С. В этом случае представилось возможным заменить три типа компрессоров на один при соответствующем уменьшении числа теплообменных аппаратов, что облегчило их выбор, обслуживание, ремонт и протяженность межцеховых коммуникаций.

Решение, удовлетворяющее перечисленным требованиям, впервые было найдено советским ученым профессором А.П. Клименко, который задолго до строительства завода сжижения газа в Алжире разработал технологию сжижения газа на основе однопоточной схемы холодильного цикла на смесях хладагентов (1956). Эта схема нашла широкое применение за рубежом. Цикл совмещает термодинамические преимущества многоступенчатого каскадного цикла и простоту регенеративного дроссельного цикла.

Сущность холодильных циклов на смеси заключается в том, что многокомпонентное рабочее тело — МРТ (от бутанов до метана с азотом) холодильной установки кипит в широком интервале температур — от T_0 (нижней температуры за дросселем) до температуры окружающей среды. Такой интервал кипения рабочего тела в теплообменных аппаратах может обеспечить оптимальное охлаждение технологического потока (природного газа) с минимальными потерями. Вследствие большого числа степеней свободы (отличающиеся качественный и количественный составы МРТ, различные давления в прямом и обратном потоках цикла) практически для любых начальных условий (начального давления сжижаемого газа и его состава) можно подобрать оптимальный режим работы дроссельной регенеративной системы (ДРС), обеспечивающий высокую эффективность процесса сжижения.

Однако при высокой энергетической эффективности установки, выполненной по такой схеме, возникает необходимость в увеличении поверхности теплообменных аппаратов. Значительное снижение поверхности теплообмена может быть достигнуто путем последовательного охлаждения, сепарации и двухступенчатого дросселирования потока смеси. В этом случае величины энергопотребления можно довести до $0,45...0,5$ кВт·ч/кг СПГ.

Принципиальная схема однопоточного цикла на смешанном холодильном агенте представлена на рисунке 2.2.1.2. Она предполагает циркуляцию многокомпонентного холодильного агента, состоящего из бутанов, пропана, этана и азота, в замкнутом контуре с помощью одного компрессора.



КНД — ступень компрессора низкого давления; КВД — ступень компрессора высокого давления; 1 — дроссель; 2,3,4— теплообменники; 5, 6, 8, 10 — сепараторы; 7,9 —теплообменники водяные

Рисунок 2.2.1.2 – Принципиальная схема однопоточного цикла сжижения на смешанном холодильном агенте

Холодильный агент после сжатия в компрессоре до некоторого оптимального давления (около 4 МПа), определяемого составом холодильного агента и температурой воды, охлаждается и частично конденсируется в водяных холодильниках. Образовавшаяся газожидкостная смесь подается в сепаратор, из которого жидкая фаза, состоящая в основном из бутана, пропана, этана и азота, направляется для выработки холода, обеспечивающего охлаждение и частичную конденсацию паровой части холодильного агента (из сепаратора ступени I) и природного газа. Образовавшаяся в трубах теплообменника двухфазная смесь холодильного агента направляется в сепаратор ступени II для последующего разделения на паровую и жидкую фазы.

Жидкость из сепаратора второй ступени, состоящая в основном из этана, метана и азота, используется для выработки холода на более низком холодильном уровне с целью конденсации паровой части холодильного агента (из сепаратора ступени II) и сжижения природного газа. Паровая фаза холодильного агента из сепаратора ступени II представляет собой азотометановую смесь, которая после конденсации и охлаждения используется для выработки холода на температурном уровне - (120...130)...-170 °С (ступень

III). Разделение холодильного агента в сепараторах ступеней I и II производится при рабочем давлении (около 4 МПа), а кипение холодильного агента в межтрубном пространстве теплообменника осуществляется при низком давлении (около 0,3 МПа). Количество ступеней разделения холодильного агента определяется рядом причин, важнейшей из которых является степень совершенства термодинамического цикла. Для природного газа с относительно небольшим содержанием тяжелых углеводородов при хорошем подборе состава холодильного агента представляется возможным ограничиться даже одной или двумя ступенями разделения холодильного агента. На схеме цикла видно, что теплота испарения холодильного агента низкого давления используется как для конденсации паровой части холодильного агента высокого давления, так и для сжижения природного газа. При такой схеме исключаются затраты на доставку и хранение хладагентов, так как они получаются здесь же прямо из природного газа. Преимущества технологии, основанной на использовании однопоточных холодильных циклов, оказались столь значительными, что все последующие заводы сжижения природного газа были реализованы на различных модификациях этого цикла.

2.2.2 Транспорт и хранение СПГ

Перевозка СПГ может осуществляться автомобильными транспортировщиками, железнодорожными цистернами, морским и речным транспортом, а в будущем - авиацией и новыми видами транспорта.

Автомобильные перевозки. Рост потребителей СПГ потребовал создания автомобильных цистерн для перевозок продукта. При проектировании емкостей для автомобильных перевозчиков должен быть учтен ряд условия, в том числе предельных габаритов для тягача с прицепом и ограничения автопоезда по весу (ограничение нагрузок на оси).

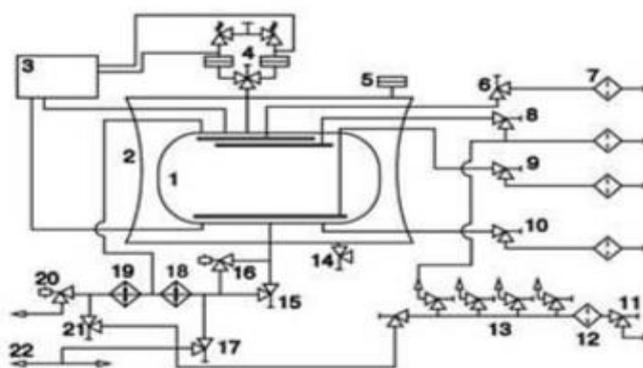
При автомобильных перевозках сжиженного газа большое внимание необходимо уделять обеспечению взрывобезопасности перевозок и системам контроля при сливе, наливе и транспортировке газа. За рубежом (в США) созданы цистерны для автомобилей емкостью до 66 м³. Из условий безопасности они выполнены с двойными стенками, причем внутренняя - из нержавеющей стали, а наружная - из углеродистой стали или алюминия.

Автоцистерны для перевозки 5...10 м³ СПГ монтируются на автомобильном шасси, а для перевозки 18,66 м³ - на автомобильных полуприцепах или прицепах. Широкое распространение в развитых зарубежных странах получила транспортировка СПГ в автоцистернах-полуприцепах несущего типа.

Для выгрузки СПГ автоцистерны, как правило, оборудованы центробежными одноступенчатыми высокоскоростными насосами. В

настоящее время имеются автомобильные перевозчики для транспортировки различных криогенных жидкостей - кислорода, азота, водорода. Они созданы в основном для удовлетворения потребностей ракетно-космической техники. Серийно автоперевозчики СПГ не выпускаются, однако определенный опыт создания подобных агрегатов, выполненных на базе имеющихся автоперевозчиков криогенных продуктов, имеется. Так, для заправки СПГ экспериментального самолета Ту-155 была дооборудована автотранспортная цистерна, смонтированная на шасси автомобиля КамАЗ 53202 — заправщик ЦТП-8/0,25 объемом 8 м³.

Разработана автомобильная цистерна для хранения и транспортирования СПГ объемом 30 м³ и рабочим давлением 0,7 МПа, которая представлена на рисунке 2.2.2.1. [38].



1 - сосуд; 2 - кожух; 3 - щит приборов; 4 - предохранительное устройство сосуда; 5 - мембранный предохранитель кожуха; 6 - вентиль "наддув-газосброс"; 7 - фильтр; 8 - вентиль "байпас"; 9 - вентиль "наполнение-слив"; 10 - вентиль "выдача в сторонний насос"; 11 - вентиль "наддув азотом"; 12 - фильтрация азотом; 13 - вентили "продувка-сброс"; 14 - вентиль "вакуумирование"; 15 - вентиль "СПГ в испаритель"; 16 - электроклапан "СНГ в испаритель"; 17 - вентиль "газосброс в испаритель"; 18 - испаритель; 19 - подогреватель; 20 - электроклапан "газ в двигатель"; 21 - вентиль "газосброс через БДУ"; 22 - безопасное дренажное устройство (БДУ).

Рисунок 2.2.2.1 – Автомобильная цистерна для хранения и транспортирования СПГ (а) и схема ее обвязки (б)

Вместимость сосуда, м³ - 30
Масса цистерны с продуктом, кг - 28000
Масса заливаемого продукта, кг - 11340
Рабочее давление в сосуде, МПа - 0,7
Минимальная и максимальная температура стенок сосуда, оС минус 196...плюс 120 Температура окружающей среды, °С - минус 50...плюс 50
Коэффициент заполнения сосуда, не более 0,9
Тип изоляции сосуда - слоистовакуумная
Давление в теплоизоляционной полости в теплом состоянии, Па - 13,3
Нагрузка на седельно-цепное устройство тягача, кН - 115
Время бездренажного хранения и транспортирования при давлении 0,1...0,65 МПа, суток, - не более 7
Масса полуприцепа, кг - 4440
Габаритные размеры, мм:
длина - 12460
ширина - 2500
высота - 3965
Скорость передвижения, км/ч – 40.

Цистерна состоит из криогенной емкости из стали 12Х18Н10Т со слоистовакуумной изоляцией, обеспечивающей минимальные потери сжиженного газа при его перевозке и хранении, и полуприцепа-контейнеровоза ЧМЗАП 99859. Сосуд снабжен люком, системой коммуникаций, трубопроводами слива-налива, арматурным шкафом с запорно-предохранительной арматурой и контрольно-измерительными приборами.

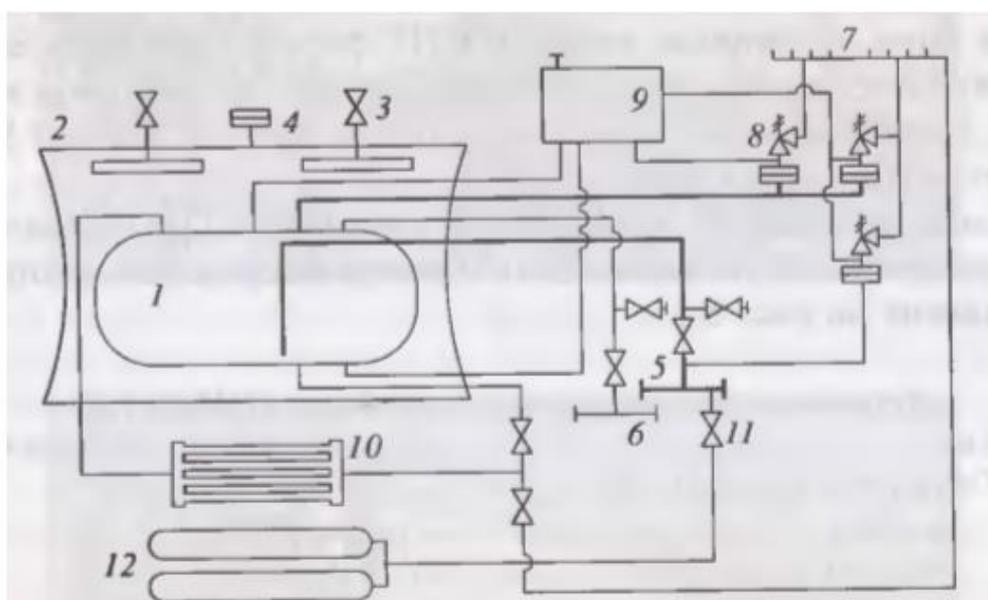
Однако экранно-вакуумная и порошково-вакуумная изоляции ввиду их сложности и дороговизны для специализированной перевозки СПГ не являются оптимальными. Учитывая большую теплоемкость СПГ, целесообразно предусмотреть создание как передвижных, так и стационарных резервуаров с пенополиуретановой изоляцией или другой невакуумной изоляцией. Выбор изоляции должен диктоваться технико-экономическим анализом (существенно меньшая стоимость резервуаров при больших потерях продукта на испарение, ухудшение кондиции продукта при испарении и др.).

Железнодорожные перевозки. Исследования и имеющийся опыт показали, что перевозка СПГ в железнодорожных цистернах весьма выгодна. За рубежом, особенно в США, железнодорожные перевозки СПГ используются довольно широко, освоено производство железнодорожных цистерн для перевозки СПГ объемом 129м³. Вакуумная теплоизоляция цистерн удовлетворяет требованиям железных дорог, срок бездренажного хранения доведен до 40 сут. Имеющийся в нашей стране опыт транспортировки криогенных компонентов по железным дорогам позволил в середине 1990-х гг. создать железнодорожную цистерну для перевозки СПГ. Опытная

железнодорожная цистерна (модель 15147У), предназначенная для транспортировки и хранения сжиженного газа, представлена на рисунке 2.2.2.2. Ее также можно использовать для перевозки жидкого этилена.



а)



б)

1 — сосуд; 2 — кожух; 3 — вентиль вакуумный; 4 — предохранитель мембранный; 5 — наполнение — слив; 6 — наддув со стороны; 7 — газосброс; 8 — клапан предохранительный; 9 — щит приборов; 10 — испаритель; 11 — продувка азотом концевых элементов; 12 — баллоны для азота.

Рисунок 2.2.2.2 – Железнодорожная цистерна 15147У (а) и схема ее обвязки (б)

Внутренний сосуд выполнен из алюминиевого сплава АМГ-5, наружный кожух — из углеродистой стали 09Г2. Пространство между кожухом и сосудом заполнено тонкодисперсным порошком и откакумировано. Эксплуатационные показатели вакуума сохраняются в течение 2—5 лет без дополнительного вакуумирования. Цистерна имеет приборы замера уровня жидкости и давления в сосуде, предохранительные устройства (клапаны и мембраны) от превышения давления, а также дренажное устройство для безопасного сброса паров в атмосферу и систему пожаротушения. Запорная арматура ручная, с сильфонным уплотнением по штоку. Заправка и выдача продукта производится по обе стороны цистерны.

Цистерна эксплуатируется в железнодорожных составах общественного назначения, в том числе электротягой, и может находиться в пути следования без сброса паров в атмосферу до 15 сут. Эта цистерна при необходимости может быть запущена в серийное производство; она удовлетворяет всем требованиям перевозки по железным дорогам страны, в том числе экологическим и требованиям техники безопасности.

2.2.3 Хранение СПГ

Вопросы, связанные со средствами хранения СПГ, имеют важное значение для его внедрения в энергетику, поэтому часть затрат на создание комплексов СПГ приходится на создание резервуаров. Хранение СПГ возможно в двух типах резервуаров — криогенных и изотермических.

Криогенные резервуары.

Криогенные резервуары были разработаны для хранения жидких кислорода, водорода, азота главным образом для ракетно-космических систем. Это цилиндрические резервуары (вертикальные или горизонтальные) объемом до 250 м³ и сферические — объемом 1440 м³; разработан проект сферического резервуара объемом 4200 м³. Конструкции выполнены двухстенными (резервуар в резервуаре) с экранно-вакуумной или порошковакуумной изоляцией и рассчитаны на различное рабочее давление. Эти резервуары изготавливаются из качественных сталей (внутренний сосуд выполняется из нержавеющей стали) или алюминия. Вертикальный резервуар состоит из внутреннего сосуда, изготовленного из нержавеющей стали 12Х18Н10Т, размещенного в кожухе из углеродистой стали 09Г2С. Пространство между внутренним сосудом и кожухом откакумировано до достаточного давления 10-3 Па. В межстенном пространстве расположены встроенные адсорбционные насосы, в которых в качестве адсорбента используют цеолит. Для регенерации адсорбента в насос встроены специальные змеевики. Регенерацию производят горячим газом, при этом внутренний сосуд отогревают, а теплоизоляционную полость вакуумируют. Резервуар снабжен предохранительной мембраной, которая защищает его от разрушения. Для подсоединения к трубопроводам системы хранения он снабжен патрубками для заправки и выдачи криогенных продуктов, а также для подачи криопродуктов в испаритель.

Изотермические резервуары. Хранение СПГ в изотермических резервуарах получило широкое распространение за рубежом как наиболее экономичное в сравнении с резервуарами вакуумного исполнения. Первоначально они были созданы для крупномасштабных хранилищ сжиженных углеводородных газов (аммиака, пропилена, этилена, пропана) с давлением, несколько превышающим атмосферное. В зарубежных странах для хранения больших объемов СПГ построены крупные изотермические резервуары разных типов и объемов, созданные на базе резервуаров для хранения нефтепродуктов. Изоляция резервуаров здесь невакуумная, порошковая, с поддувом азота для исключения попадания влаги. Такое решение позволяет создавать резервуары объемом до сотен тысяч кубических метров более дешевыми, чем резервуары с экранно-вакуумной изоляцией. Увеличение объема резервуара влечет за собой увеличение затрат, однако удельная относительная стоимость резервуара с увеличением объема уменьшается.

По зарубежным данным, все современные изотермические хранилища СПГ можно разделить на три основных типа. Наиболее распространенным является свободно стоящий цилиндрический металлический двухстенный резервуар, вокруг которого возведена невысокая земляная или железобетонная дамба. Наружная оболочка резервуара выполняется из углеродистой стали, внутренняя — из хладостойкой (никелевой) стали или алюминия. Ко второму типу изотермических хранилищ относятся резервуары, представляющие собой наземные двухстенные резервуары с внутренней металлической и наружной бетонной оболочкой. Для изотермического хранения СПГ применяются также резервуары с железобетонными внутренней и наружной стенками.

В сжиженном виде метан можно перевозить по морю на большие расстояния, что способствует созданию глобального рынка газа, позволяя производителю газа диверсифицировать сбыт, а покупателю — расширить географию закупок газа. Производитель СПГ имеет большую свободу в географии поставок. Ведь создать инфраструктуру перевозок на большие расстояния более выгодно, чем тянуть газопровод на тысячи километров. Не случайно СПГ еще называют «гибкой трубой», показывая его главное преимущество перед традиционным способом доставки газа: обычный трубопровод предельно жестко связывает месторождения с конкретным регионом потребления.

После доставки в пункт назначения СПГ снова обращается в газообразное состояние — на установке регазификации его температуру доводят до температуры окружающей среды, после чего газ становится пригоден для транспортировки по обычным трубопроводным сетям.

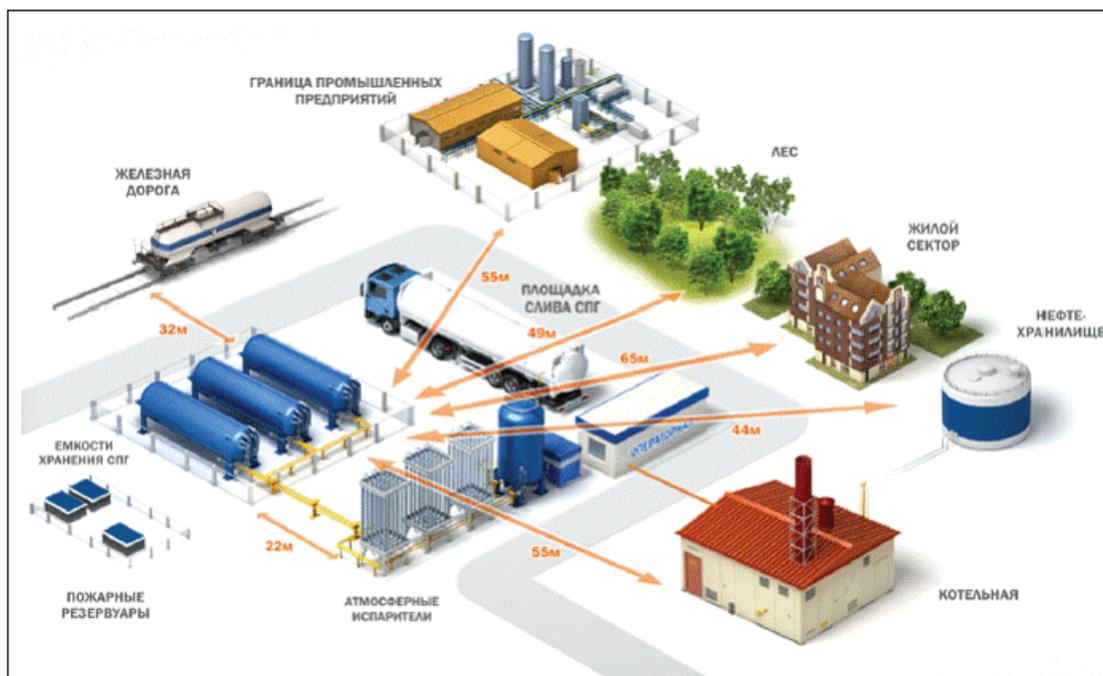


Рисунок 2.2.3.1 – Общий вид котельной на СПГ

На рисунке 2.2.3.1 представлен общий вид отопительно-производственной котельной, топливом которой является СПГ.

2.6 Компримированный природный газ (КПГ)

Для использования в качестве растопочного и резервного топлива на ТЭС вместо мазута можно также использовать сжатый (компримированный) природный газ.

Природный газ, как и любой другой, может быть сжат при помощи компрессора. При этом занимаемый им объем значительно уменьшается. Природный газ традиционно сжимается до давления 200–250 бар, что приводит к сокращению объема в 200-250 раз. Газ компримируют (сжимают) для транспортировки по магистральным газопроводам, для поддержания правильного давления внутри пласта (пластового давления) во время закачки под землю, а еще получение компримированного природного газа является промежуточной ступенью при производстве сжиженного природного газа. Компримированный природный газ дешевле традиционного нефтяного топлива, а вызываемый продуктами его сгорания парниковый эффект меньше, поэтому он безопаснее для окружающей среды. Хранение и транспортировка компримированного природного газа происходит в специальных накопителях газа.

Сжатый природный газ как топливо имеет все преимущества природного газа:

- 1) метан (основной компонент природного газа) легче воздуха и в случае аварийного разлива он быстро испаряется, например в отличие от более тяжёлого пропана, накапливающегося в естественных и искусственных углублениях и создающего опасность взрыва;
- 2) не токсичен в малых концентрациях;
- 3) не вызывает коррозии металлов;
- 4) сжатый природный газ дешевле, чем любое нефтяное топливо, в том числе мазут и дизельное, но по калорийности их превосходит;
- 5) низкая температура кипения гарантирует полное испарение природного газа при самых низких температурах окружающего воздуха;
- 6) природный газ сгорает практически полностью и не оставляет копоти, ухудшающей экологию и снижающей КПД. Отводимые дымовые газы не имеют примесей серы и не разрушают металл дымовой трубы;
- 7) эксплуатационные затраты на обслуживание топливного хозяйства станций и котельных также ниже, чем на жидком топливе.

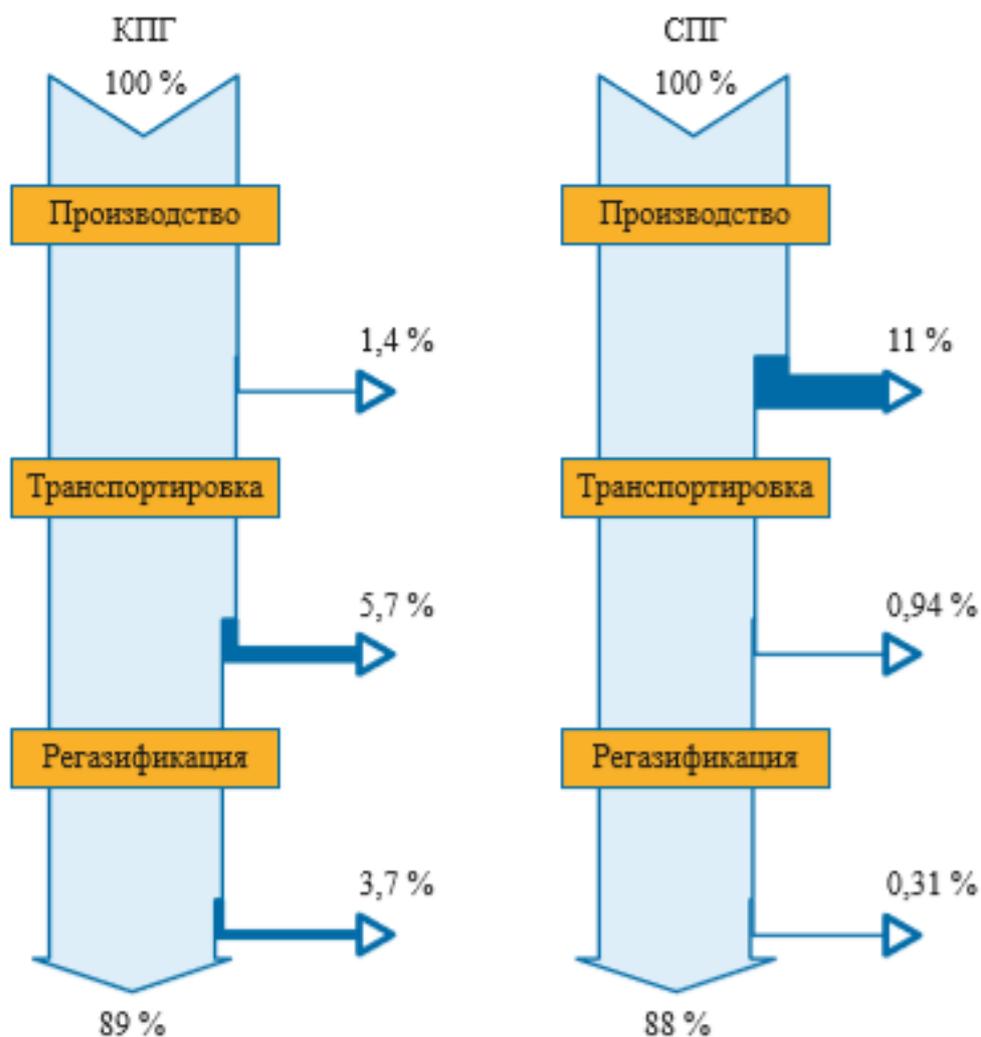
Сжатый природный газ в настоящее время широко используется в качестве моторного топлива. Производят сжатый газ путём компримирования (оно же – сжатие) в специальных компрессорных установках. При этом объём, занимаемый газом, после сжатия, как и у любого иного вещества, значительно снизится, что упростит его транспортировку, которая происходит в специальных газовых накопителях, давление внутри которых равно 200-220 бар [40-42].

2.7 Сравнительный анализ экономичности использования СПГ и КПГ, в качестве растопочного топлива и стабилизации горения факела

Если сравнивать сжатый природный газ и сжиженный, для использования на ТЭС и котельных в качестве растопочного топлива, то они практически равноценны. На рисунке 2.7.1 представлены технологические этапы производства и транспортировки до потребителя сжатого и сжиженного природного газа.



Рисунок 2.7.1 – Технологические этапы СПГ и КПГ транспортировки



Энергозатраты на этапах реализации технологий КПГ, СПГ.

Рисунок 2.7.2 – Диаграмма Сэнки

При рассмотрении количества топлива в единице объема сжиженный газ обладает некоторым преимуществом, в одинаковом объеме содержится сжиженного природного газа (СПГ) в 3 раза больше, чем компримированного природного газа (КПГ) при давлении 20 МПа. Но при этом технология ожижения природного газа более дорогостоящая и использование сжиженного газа технологически сложнее. На рисунке 2.7.2 представлена диаграмма Сэнки, на ней показаны энергозатраты на технологических этапах производства и транспортировки потребителю компримированного и сжиженного природного газа. [43,44].

На диаграмме мы видим, что несмотря на различие энергозатрат при производстве и транспортировке КПГ и СПГ, в итоге энергозатраты не сильно различаются: 89% и 88%.

Но у компримированного природного газа есть одно существенное преимущество - возможность регенерации части энергии, израсходованной при компримировании.

Применение сжатого природного газа технологически практически совпадает с получением газа из магистральной сети, для ТЭС на природном газе. В дополнение к этому, при установке воздушных турбин на выходе сжатого газа из объемов хранения, есть возможность «вернуть» часть электрической энергии, затраченной на сжатие газа.

Уменьшение давления газа обычно производится в дросселирующих устройствах различных типов, в которых энергия избыточного давления газа расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений и, таким образом, безвозвратно теряется. Правда, при этом в ряде случаев возможно получение достаточного количества холода.

В целом ряде государств сейчас уделяется значительное внимание полезному использованию (утилизации) энергии избыточного давления природного газа, разработке и внедрению соответствующих установок. Последнее подтверждается многочисленными примерами действующих утилизационных установок на газораспределительных станциях и на газораспределительных пунктах. Единичная мощность некоторых из них достигает 10-12 МВт.

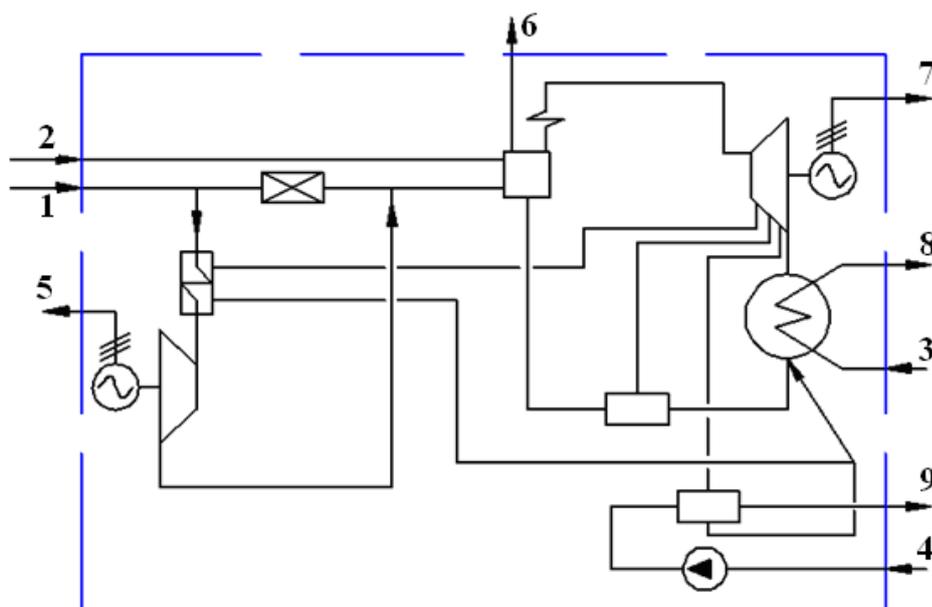
Сжатый газ подают в специальную машину, так называемый детандер. Это трехступенчатая турбина, в принципе по конструкции мало чем отличающаяся от обычных газовых и паровых турбин. Газ входит в нее под высоким давлением, расширяется там и выходит с низким давлением. Когда газ расширяется, его температура понижается, так как он отдает при этом тепловую энергию. Согласно первому закону термодинамики. За счет изменения энергии газа совершается работа: воздействуя при расширении на сопловые лопатки турбины, газ заставляет вращаться ее вал. Новая конструкция лопаток позволяет при изменении давления газа поддерживать стабильным его расход в турбине и тем самым стабилизировать ее выходную мощность. [40].

Вал турбины связан с валом электрогенератора, чем и образуется детандер-генераторный агрегат (ДГА).

Таким образом, энергия сжатого газа, прежде выбрасываемая в атмосферу, теперь преобразуется в электрическую энергию. Газ же низкого давления из турбины направляется потребителю.

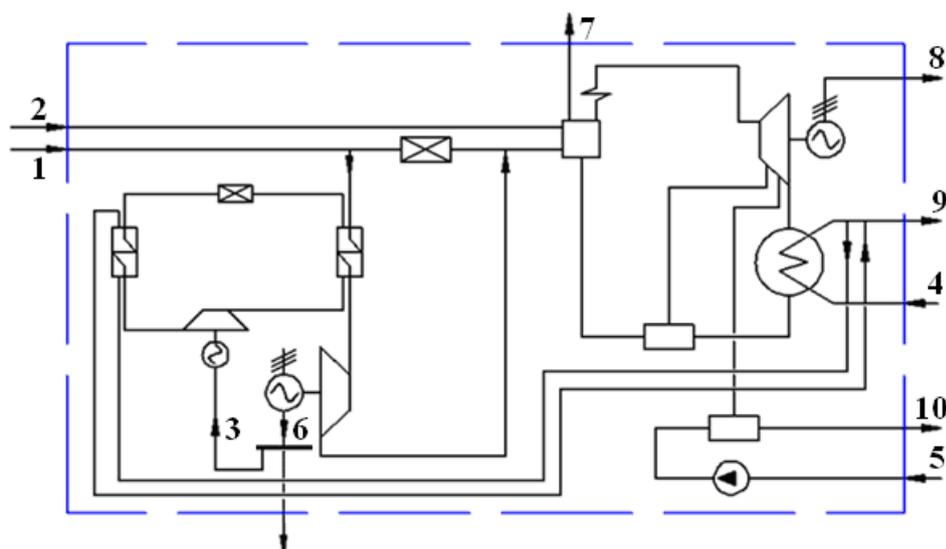
Известные сейчас турбодетандерные утилизационные установки применяются на газораспределительных станциях, на газораспределительных пунктах различных энергетических объектах, например на газотурбинных компрессорных станциях магистральных газопроводов и тепловых электрических станциях. На рисунке 2.7.3 представлена простейшая схема детандер – генераторной установки с подогревом газа.

К теплообменнику 2 подводится теплоноситель для подогрева газа перед детандером. В детандере 5 происходит преобразование энергии движущегося потока в механическую энергию, а затем в генераторе 6 – в электрическую. Также предусмотрено дросселирующее устройство 3 на случай выхода из строя детандера или других составляющих, которое продолжит подавать в котельную газ с необходимыми параметрами. [41].



1-сжатый природный газ, 2- воздух, 3,8 – циркуляционная вода, 4,9 – сетевая вода, 5- электроэнергия от ДГА, 6 - уходящие газы, 7 – электроэнергия от ТЭЦ.

Рисунок 2.7.4 – Схема ТЭЦ с ДГА при подогреве газа отбором пара из турбины



1-природный газ, 2 - воздух, вход; 3 – электроэнергия на ТНУ; 4 – циркуляционная вода, вход; 5 – сетевая вода, вход; 6 – электроэнергия от ДГА, выход; 7 – уходящие газы, выход; 8 – электроэнергия от ТЭЦ, выход; 9 - циркуляционная вода, выход; 10- сетевая вода, выход.

Рисунок 2.7.5– Схема ТЭС с ДГА при подогреве газа с использованием ТНУ

Для выполнения технологического расчёта детандера необходимо знать основные свойства транспортируемого газа, а именно молярную массу, газовую постоянную, объёмный показатель адиабаты, давление, температуру на входе в установку. Элементарный состав газа, поступающего на газораспределительную станцию (в процентах по объёму), и свойства компонентов природных газов приведены в таблице 2.7.1.

Таблица 2.7.1- Состав газа

Компонент	Объёмная доля, %	Молярная масса, кг/кмоль	Объёмный показатель адиабаты
Метан	92,4	16,04	1,3144
Этан	3,12	30,07	1,1405
Пропан	3,12	44,09	1,2181
Азот	1,28	28,02	1,4192
Углекислый газ	0,101	44,01	1,2232
Кислород	0,01	32	1,4085
Сероводород	0,0005	34,02	1,4083

Молярная масса M , кг/кмоль

$$M = \sum a_i M_i \quad (2.7.1)$$

$$M=17,552.$$

где a_i , M_i – объёмные доли и молярные массы компонентов газа, соответственно, кг/кмоль.

Индивидуальная газовая постоянная R , Дж/(кг·К)

$$R = \frac{R^*}{M} \quad (2.7.2)$$

где $R^*=8314,4$ – универсальная газовая постоянная, Дж/(кмоль·К).

$$R = \frac{8314,4}{17,552} = 473$$

Объёмный показатель адиабаты k_v

$$k_v = \sum a_i k_{vi} \quad (2.7.3)$$

$$k_v = 1,309$$

где a_i , k_{vi} – объёмные доли и объёмные показатели адиабаты компонентов газа.

Коэффициент сжимаемости газа k

$$k = \frac{z}{z_c} \quad (2.7.4)$$
$$k = 0,963$$

где z , z_c – фактор сжимаемости соответственно при рабочих и стандартных условиях.

Данные, необходимые для расчёта детандер-генераторного агрегата:

- температура на входе в ДГА: 30 °С;
- давление газа на входе в ДГА: 6,11 кг/см²;
- давление газа на выходе из ДГА: 1,02 кг/см².

Расчёт мощности турбодетандера производится при определённых допущениях, принимаемых для упрощения расчёта без существенного снижения его достоверности.

Перепад энтальпий при адиабатическом процессе расширения газа в турбодетандере H_a , кДж/кг

$$H_a = (k_v / k_v - 1) \times k \times R \times T_1 \times (1 - (P_2 / P_1)^{k / k_v - 1}) \quad (2.7.5)$$

где k_v – объёмный показатель адиабаты;

k – коэффициент сжимаемости газа;

R – индивидуальная газовая постоянная;

T – температура газа на входе в детандер;

P_1, P_2 – давление газа на входе и на выходе из детандера, соответственно.

$$H_a = 201,502 \text{ кДж/кг}$$

В результате можно сделать вывод, что использование сжатого природного газа для растопки пылеугольных котлоагрегатов технологически проще и экономически более выгодно, так как есть возможность возврата части энергии затраченной на сжатие газа.

Условная скорость газа при изоэнтропном расширении C_s , м/с

$$C_s = \sqrt{2 \cdot H_a} \quad (2.7.6)$$

$$C_s = 635 \text{ м/с}$$

Мощность, которую можно получить при использовании на станциях технологического понижения давления газа детандерных установок N , кВт

$$N = G \cdot H_a \cdot \eta_{ДГА} \cdot \eta_M \quad (2.7.7)$$

где G – расход газа через детандер, кг/с;

$\eta_{ДГА} = 0,85$ – КПД детандера;

$\eta_M = 0,95$ – КПД передачи.

$$N = 4,16 \cdot 201,502 \cdot 0,85 \cdot 0,95 = 676 \text{ кВт.}$$

При использовании детандерных установок есть возможность помимо возврата части энергии, затраченной на сжатие газа, снять холод. Применение расширительных машин – детандеров, где происходит адиабатное расширение газа с отдачей внешней работы на вал машины, позволяет получить значительно большее охлаждение, чем при дросселировании газов.

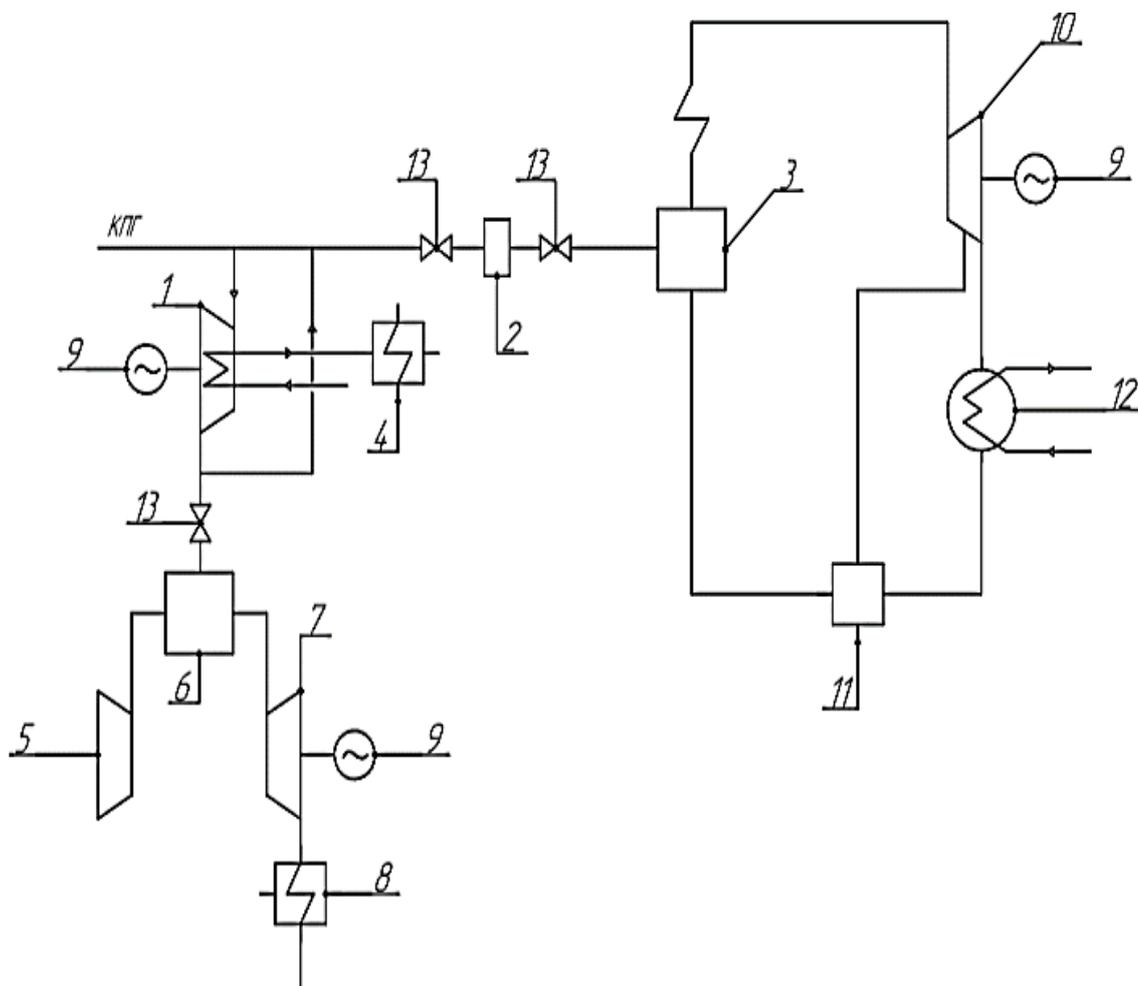
2.8 Способ растопки котлоагрегатов и обеспечения устойчивого воспламенения пылеугольного факела с использованием сжатого природного газа

Нами предложен способ растопки котлоагрегатов и обеспечения устойчивого воспламенения пылеугольного факела с использованием сжатого природного газа. Он осуществляется путем растопки и стабилизации горения факела, растопочным топливом являются компримированный природный газ. Сжатие газа происходит на специализированных предприятиях, сжимают газ до давления 200-250 бар, что приводит к сокращению объема в 200-250 раз. Транспортировка и хранение компримированного газа на ТЭС осуществляется в емкостях – накопителях газа. Газ из этих емкостей подается в общий газопровод, на котором устанавливаются детандеры для возврата части энергии, затраченной на сжатие природного газа. Детандеры оборудованы кожухами с антифризом для снятия холода. После детандеров газ поступает в горелки котельных агрегатов, а антифриз в теплообменник, для передачи холода воздуху.

Есть также возможность в качестве резервного растопочного топлива использовать сжиженный газ (пропан -бутан). Но сравнительный анализ эффективности использования компримированного и сжиженного газа показывает, что сжатый природный газ при меньшей теплоте сгорания (на единицу объема) по сравнению с сжиженным газом (пропан – бутан) и при меньшем весовом содержании в единице объема имеет более высокую энергетическую и эксплуатационную эффективность. Это обусловлено несколькими обстоятельствами:

- возможностью извлечения части энергии, затраченной на сжатие газа, например при установке детандеров
- возможностью извлечения холода, возникающего при расширении сжатого газа от исходного давления до давления, используемого при поступлении в котел.
- меньшими энергетическими затратами на технологию компримирования газа чем на ожижение.

На рисунке 2.8.1 представлена схема ТЭС, с растопкой на сжатом газе и детандером.



1 – детандер, 2- ГРП, 3-котел, 4- теплообменник, 5,6,7 – ГТУ, 8 - котел-утилизатор, 9 – электрогенератор, 10 – паровая турбина, 11 – регенеративный подогреватель, 12 - конденсатор

Рисунок 2.8.1 – Технологическая схема растопки сжатым природным газом с детандером

Предлагаемый способ работает следующим образом. Доставленный на ТЭС в специальных емкостях сжатый природный газ, подается в общий газопровод, а оттуда в детандер 1, оборудованный кожухом с системой снятия холода антифризом. После детандера, через газорегуляторный пункт 2 газ поступает в горелочные устройства котлоагрегата 3, а антифриз в теплообменник 4, для передачи холода воздуху. Есть также возможность после детандера отправлять газ в ГТУ 5,6,7. Для этого на выходе из детандера газ должен быть более высокого давления, необходимого для ГТУ. После ГТУ продукты сгорания поступают в котел-утилизатор 8. Котел – утилизатор может быть как водогрейным так и паровым. Температура продуктов сгорания достаточна для того, чтобы довести пар до состояния, необходимого для использования в паровой турбине.

Таким образом, компримированный природный газ более эффективен чем сжиженный для растопки котлоагрегатов и обеспечения устойчивого

воспламенения пылеугольного факела. Он позволяет исключить использование мазута для растопки котла и при работе котла с пониженными нагрузками. Это дает значительное снижение финансовых затрат, связанных с дороговизной мазута. Также снижаются расходы энергии на собственные нужды станции, повышается экономичность и эффективность растопки котлоагрегатов. Есть возможность вернуть часть энергии, затраченной на сжатие газа, а также снять холод, образующийся при расширении газа в детандере. И один из очень значимых результатов – это снижение выбросов оксидов серы и азота, пятиоксида ванадия, выделяемых при сжигании мазута.

3 ТЕХНОЛОГИЯ РАСТОПКИ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОГО ВОСПЛАМЕНЕНИЯ ПЫЛЕУГОЛЬНОГО ФАКЕЛА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЛЕТУЧИХ ГОРЮЧИХ ВЕЩЕСТВ, ПОЛУЧАЕМЫХ ПРИ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ УГЛЯ

3.1 Существующие технологии переработки угля

На сегодняшний день для Казахстана главным топливным ресурсом является уголь. Добываемый в настоящее время уголь в основном сжигается на тепловых электростанциях. На основе углей вырабатывается свыше 20% электрической энергии, производится 100% металлургического кокса и удовлетворяется 50% спроса коммунально-бытового хозяйства и населения.

Анализ мировых технологических трендов показывает, что угольные производства находятся на пороге перехода от индустриального к постиндустриальному развитию, которое предусматривает внедрение технологий глубокой переработки и комплексного использования углей.

Наличие в Казахстане большого количества угольных месторождений со значительными запасами, рассредоточенных практически на всей территории страны, актуализирует развитие технологий переработки угля с получением заменителя природного газа, электроэнергии, а также жидкого топлива и химических продуктов. При этом возможен ввод в топливно-энергетический баланс страны продуктов глубокой переработки угля, значительное расширение сырьевой базы энергоресурсов, обеспечение экспорта углеводородов и продуктов их глубокой переработки без ущерба экономической безопасности страны.

Повышение качества и конкурентоспособности углей, расширение сфер их использования и снижение загрязнения окружающей среды отходами и вредными выбросами могут быть достигнуты на основе реализации 3-х видов технологий.

Первая группа (ее также называют «адаптивной») – технологии, обеспечивающие максимальное удовлетворение возрастающих требований традиционных потребителей (тепловые электростанции, металлургия, коммунально-бытовое хозяйство и т.д.) путем улучшения качественных параметров угольной продукции. Они позволяют повысить качество угольной продукции, сжигание которой сопровождается ростом КПД энергетических установок и экономией топлива.

В перечень таких технологий входят: обогащение углей, брикетирование, использование водо-угольных суспензий, пылеугольное топливо.

Вторая группа (так называемые «диверсификационные» технологии) – технологии, обеспечивающие производство продукции с новыми потребительскими свойствами. К ним следует отнести: термическую обработку (полукококсование), газификацию и гидрогенизацию углей. Эти технологии способствуют расширению существующих и формированию новых рынков угольной отрасли.

Третья группа (или «трансформирующие» технологии) – технологии, обеспечивающие переработку углей (и угольных отходов) в продукцию нетопливного назначения, пользующуюся определенным спросом со стороны разных отраслей промышленности.

В перечень таких видов продукции следует включить: адсорбенты, гуминовые удобрения, горный воск, углещелочные реагенты, микросферы и др. Использование технологий этой группы может способствовать улучшению экологической составляющей угольного производства за счет частичной утилизации отходов.

Твердотопливная энергетика на новых технологиях не будет продуцировать отходы, а способна их утилизировать с получением энергии и продуктов угольной химии с высокой добавленной стоимостью.

В настоящее время в Казахстане и за рубежом ведутся научные работы по глубокой переработке угля как с целью производства энергетических продуктов для получения электроэнергии, так и с целью получения ценных химических продуктов. Особенно актуальным в настоящий момент является второе направление использования угля, предполагающее получение синтез-газа, метанола, жидкого топлива и других дефицитных продуктов. Это дает возможность рассматривать уголь как надежный альтернативный источник получения углеводородного сырья, особенно на фоне истощающихся запасов нефти и газа, связанных с ростом объемов их потребления и низкими темпами дополнительной разведки.

3.1.1 Ожижение угля

К настоящему времени накоплен значительный экспериментальный материал в области каталитической деполимеризации угля в жидкие углеводородные смеси. На примере изучения реакций гидрирования органических соединений, моделирующих фрагменты структуры угля, установлено, что кислотные катализаторы ускоряют преимущественно разрыв С-С-связей, а гидрирующие катализаторы - разрыв С-О-связей. Осуществлен подбор катализаторов, обеспечивающих снижение давления водорода в процессе гидрирования угля до 10-15 МПа. Наибольший практический интерес представляют дешевые катализаторы на основе железа (например, соли железа, железосодержащие руды и концентраты). Их применение позволяет отказаться от дорогостоящей стадии извлечения катализатора из твердого шлама процесса гидрирования угля.

В качестве примера представлен разработанный в Японии процесс гидрогенизации угля, основанный на применении сульфата железа в качестве катализатора. Процесс включает стадии пропитки угля водным раствором FeSO_4 , последующей сушки, перевода сульфата железа в сульфиды железа обработкой Na_2S , подготовки пасты, ее гидрогенизации и разделения продуктов.

Каталитическая активность железорудных катализаторов в процессе гидрогенизации угля существенно возрастает после их механохимической

активации в специальных мельницах. Конверсия бурого угля возрастает в 2-4 раза в присутствии активированных руд, содержащих в качестве основных кристаллических фаз гематит, магнетит, пирит, пирротин.

Для интенсификации процессов ожижения угля используются следующие приемы:

- подбор дешевых и эффективных катализаторов гидрогенизации угля;
- активирующая обработка угля (например, их алкилирование или модификация другими реагентами);
- переработка совместно с другими видами органического сырья (уголь-нефтяные остатки, уголь - лигнин и т.п.);
- подбор органических растворителей, способных донировать углю водород;
- оптимизация режимов процесса: температурных и временных параметров достижения стационарного режима, гидродинамических условий, стадии ввода катализатора в реакционную среду;
- использование двухстадийных процессов и различных катализаторов на каждой стадии.

Для получения из продуктов ожижения угля моторных топлив необходимо применять различные процессы гидропереработки (гидроочистка, гидрокрекинг), которые позволяют удалить гетероатомные соединения и достичь требуемого качества топлива.

Рассмотренные процессы прямого ожижения твердого органического сырья дают сложные углеводородные смеси, получение из которых высококачественных моторных топлив требует дополнительных процессов их облагораживания.

Альтернативные технологии получения качественных моторных топлив включают стадии газификации твердого сырья в смесь CO и H₂ и последующего синтеза углеводородных смесей, используемых в качестве бензина, дизельного топлива или компонентов моторных топлив по.

На основе использования высококремнеземистых цеолитных катализаторов разработаны эффективные процессы получения высокооктанового бензина из метанола. Схема разработанного фирмой "Мобил ойл" процесса включает превращение метанола в первом реакторе в диметиловый эфир на обычном кислотном катализаторе. Диметиловый эфир превращается во втором реакторе на цеолитном катализаторе ZSM-5 в высокооктановый бензин - углеводородную смесь, содержащую много ароматических соединений и разветвленных парафинов. Максимальное число атомов углерода в образующихся углеводородах не превышает десяти. Отсутствие углеводородов с высоким молекулярным весом объясняется малой величиной пор цеолита ZSM-5.

3.1.2 Газификация угля

Процесс газификации угля является многоцелевым относительно состава продуцируемого газа. При получении газообразных топлив выделяются три основные направления, связанные с производством топливного газа, заменителя природного газа и синтез-газа. [45].

Применение топливного газа позволяет решать экологические и технологические проблемы, что позволяет широко применять этот газ в бытовых целях. Синтез-газ используется для химической переработки в метанол, моторные топлива или для получения водорода.

Перспективным направлением глубокой переработки угля является скважинная технология подземной газификации угля (ПГУ), обеспечивающая осуществление реакций неполного окисления угля в подземных условиях непосредственно на месте залегания угольных пластов – в подземном газогенераторе, с получением после соответствующей обработки на поверхности газа, сходного по своим характеристикам с природным. При этом газ ПГУ может являться сырьем для получения синтез-газа, метанола, аммиака, карбамида и других ценных химических продуктов.

Предприятия в комплексе со станцией ПГУ, энергоустановкой и блоком синтеза можно характеризовать как горный энергохимический комплекс.

В качестве источника сырья рассматривался газ, получаемый при использовании дутья, обогащенного кислородом до уровня 45%.

Среди перспективных процессов переработки угля – процессов третьего поколения, технологии которых сейчас совершенствуются, определенное место занимают плазмохимические. Высокая селективность плазмохимических процессов, возможность переработки различных видов сырья, небольшие габариты основного оборудования, возможность полной автоматизации, отсутствие выбросов золы, оксидов серы и азота и других вредных веществ в окружающую среду делают весьма перспективным этот метод переработки твердых топлив (каменных и бурых углей, сланцев, торфа).

Высокотемпературный процесс плазменной газификации угля с получением синтез-газа (синтез газ, в том числе как энергетического газа) – это сложный гетерогенный физико-химический процесс, при котором осуществляется ряд химических взаимодействий углерода и его соединений с газифицирующими реагентами (кислородом, водяным паром и др.). Плазменная газификация характеризуется образованием радикалов и ионов при диссоциации плазмообразующего газа, что обуславливает высокую скорость протекания физико-химических процессов при высокой концентрации энергии в единице объема. [46].

Химические превращения в двухфазных системах плазмообразующего газа с твердыми частицами топлива чрезвычайно сложны и включают реакции различных типов: деструкцию твердого топлива с выделением летучих продуктов, газофазные реакции выделившихся продуктов, реакции типа газ – твердое тело.

Плазмохимическая газификация угля целесообразна для промышленного применения, она позволяет получать экологически чистое топливо и сырье для производства метанола.

Экономическая эффективность плазменной газификации может быть существенно повышена при условии рационального использования не только газообразных продуктов переработки угля, но и твердого остатка. Например, возможность его применения в качестве наполнителя для резинотехнических изделий, адсорбента для очистки питьевой воды или получения на его основе таких ценных материалов, как ферросилиций, карбосилиций, технический кремний и др.

В настоящее время существует несколько десятков технологий газификации угля. Они различаются по температурному режиму процесса (от 1000 до 2000 градусов), давлению, окислению (воздух, кислород, водяной пар), конструкционным решениям реакторов, подготовке сырья (кусковой уголь, водоугольная эмульсия, пылевидный уголь и т.д.) [47, 48].

В результате может получаться различный по составу газ, в котором будет большее или меньшее содержание угарного газа (СО), водорода, азота, метана, углекислого газа. Соответственно, эти продукты могут использоваться в химической промышленности или для получения тепла и электроэнергии.

Для газификации может использоваться низкокачественный уголь с высоким содержанием серы, который невыгодно использовать в обычных котельных установках.

Тем не менее, у данной технологии есть и ряд серьезных недостатков, которые, собственно, и привели к прекращению ее использования в 60-80-х годах. Во-первых, по своей теплотворной способности синтез-газ, как минимум, вдвое уступает природному газу. Во-вторых, чтобы получить из угля больше ценных продуктов, надо использовать достаточно сложные и дорогостоящие технологии.

3.2 Технология безмазутной растопки и поддержания горения факела при сниженных нагрузках котлоагрегатов горючими летучими веществами

На данный момент все тепловые электрические станции (ТЭС) и крупные котельные, использующие в качестве основного топлива природный газ или уголь, предусматривают резервное, аварийное и растопочное топливо. Как правило, этим топливом является мазут. Мазут, как топливо, обладает рядом несомненных качеств: высокая теплотворность - 9500 ккал/кг, малое содержание золы - 0,3- 0,5%, возможность получения светящегося пламени, (обеспечивающий высокий радиационный теплообмен в топочном пространстве), возможность организации (при определенных условиях) сжигания в малых (по габаритам) топках. Однако, мазут, как топливо, имеет и ряд серьезных недостатков. При совместном сжигании угля с мазутом ухудшаются эколого-экономические показатели котлов: повышается механический недожог топлива и снижается КПД брутто (из – за возрастания

затрат на собственные нужды), возрастает удельный расход условного топлива на отпускаемую электрическую энергию, возрастает высокотемпературная коррозия конвективных поверхностей нагрева, увеличивается выход оксидов азота и серы (в случае более высокого содержания серы в мазуте), появляются выбросы канцерогенной пятиоксида ванадия. Наиболее существенный недостаток мазута, как резервного и растопочного топлива, заключается в неудобствах, связанных с его эксплуатацией, вызванных многоступенчатостью в подготовке мазута к использованию. Загрузка в цистерны и последующая выгрузка из цистерн требует его разогрева до состояния с приемлемой текучестью, что, как правило, достигается за счет использования водяного пара. Это означает, что на пунктах загрузки и выгрузки мазута необходимо иметь источник пара с требуемой температурой. Помимо подогрева и перемешивания в резервуарах, также необходимо поддерживать циркуляцию мазута по всему тракту его движения, от хранилища до форсунки, для обеспечения, при необходимости, возможности подачи мазута в топку. Следовательно, подготовка мазута к сжиганию - сложный и трудоемкий процесс, при котором необходимо обеспечить: невысокое (до 3%) содержание воды в мазуте, глубокое перемешивание воды с мазутом, необходимые температуры подогрева мазута. Еще одним важным аспектом является цена, мазут - дорогостоящее энергетическое топливо.

Все вышеперечисленные факторы делают весьма актуальной задачей современной теплоэнергетики разработку новых технологий безмазутной растопки котлов на угольных ТЭС.

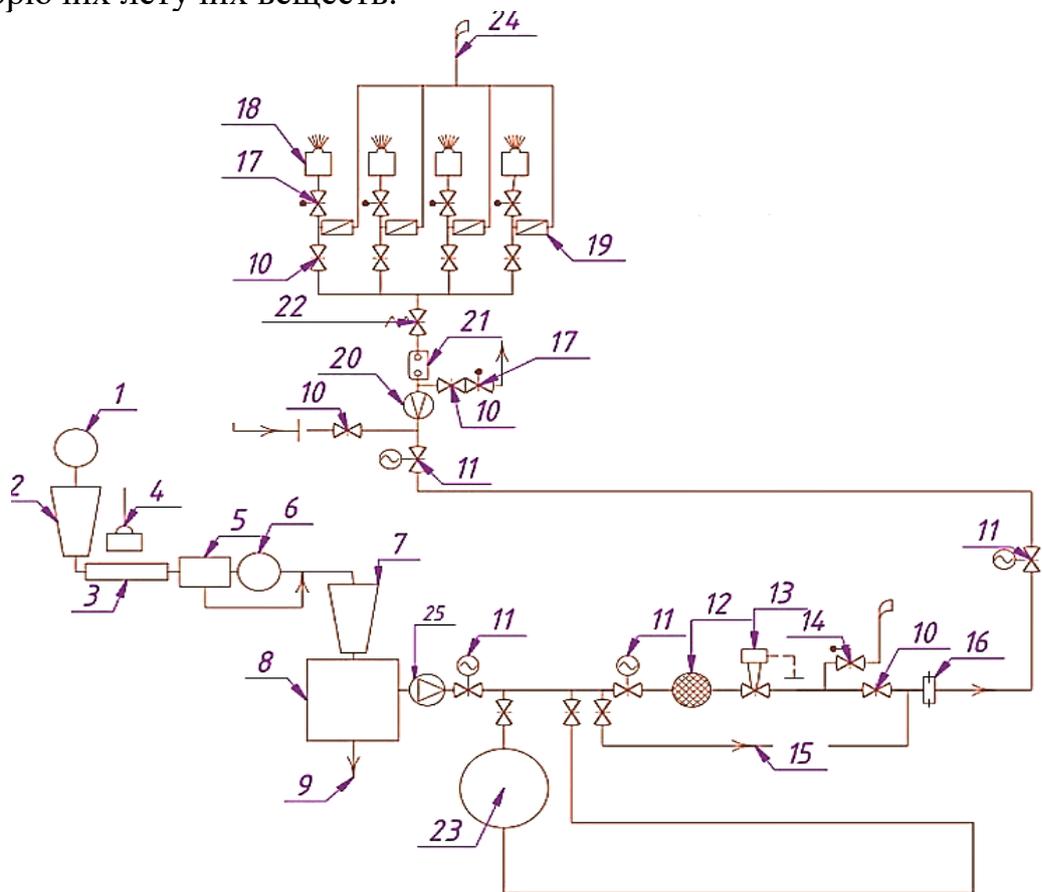
В патенте на полезную модель [35], представлен, разработанный нами, эффективный, экологически и экономически более приемлимый способ безмазутной растопки котлоагрегатов, и стабилизации горения факела. Данная технология основана на использовании газообразного топлива, получаемого при термической переработке угля.

Для достижения технического результата способ безмазутной растопки котлоагрегатов, осуществляется путем стабилизации горения факела и подготовки растопочного топлива, согласно полезной модели, растопочным топливом являются горючие летучие вещества, получаемые из угля, путем нагрева и без доступа кислорода в дополнительном топочном устройстве, причем выделившиеся горючие летучие вещества подаются непосредственно в котел вентилятором (компрессором), а после растопки направляются и могут накапливаться в газовом хранилище-рессивере, при определенном давлении, и в дальнейшем использоваться для поддержания горения факела.

То есть полностью исключается использование мазута на станции, а вместе с тем исключаются все сложности, связанные с его эксплуатацией. По сути, станция становится однопаливной, и основным и растопочным топливом будет являться уголь, используемый на станции. В случае несоответствия теплотехнических характеристик данного угля, для получения летучих горючих веществ, на станцию может завозиться другой уголь, с большим выходом летучих.

Выделение горючих летучих осуществляется в топочном устройстве, в котором без доступа кислорода производится прогревание слоя угля. Этот процесс не является газификацией угля, так как нагрев осуществляется только до температур, необходимых для выхода горючих летучих веществ. Температура эта зависит от вида угля, его технических характеристик. Выделившиеся после нагрева горючие летучие вещества в составе CO , H_2 , CH_4 , и других, в случае растопки напрямую подаются в топку котла после растопки могут накапливаться в специальном газовом хранилище, при определенном давлении, и в дальнейшем использоваться для поддержания горения факела.

На рисунке 3.2.1 представлена возможная технологическая схема безмазутной растопки котла, с использованием в качестве растопочного топлива горючих летучих веществ.



1 Вагоноопрокидыватель, 2 приемный бункер, 3 ленточный транспортер, 4 электромагнитный сепаратор, 5 вибрационный грохот, 6 молотковая дробилка, 7 бункер сырого угля, 8 топочное устройство для нагрева угля, 9 выход обогащенной угольной массы, 10 газовая запорная задвижка, 11 задвижка с электроприводом, 12 механический фильтр, 13 регулятор давления газа, 14 предохранительный клапан, 15 байпасная линия, 16, 20 измеритель расхода, 17 регулирующая газовая задвижка, 18 газовая горелка, 19 пробковый кран, 21 быстродействующий газовый клапан, 22 заслонка регулятора расхода, 23 газовое хранилище-ресивер, 24 свеча безопасности, 25 вентилятор.

Рисунок 3.2.1 - Технологическая схема безмазутной растопки котла, с использованием в качестве растопочного топлива горючих летучих веществ

Предлагаемый способ работает следующим образом. Дробленый уголь подается в специальное топочное устройство 8, оборудованное системой подогрева слоя угля, без доступа кислорода. В качестве носителя начальной тепловой энергии, необходимой для подогрева угля могут применяться: пар, при наличии работающего котла; электричество или другой носитель тепловой энергии. Выделившиеся горючие летучие вещества (ГЛВ) вентилятором (компрессором) 25 подаются в ресивер-накопитель 23. При растопке котла ГЛВ непосредственно направляются в котел, затем накапливаются в ресивере.

Данный процесс получения летучих горючих из угля не является процессом газификации угля. Технологии газификации более сложные и дорогостоящие. Рассматриваемый процесс отличается от процессов высокотемпературного пиролиза и газификации тем, что нагрев осуществляется только до температур, необходимых для выхода горючих летучих веществ, в необходимом объеме и с достаточной теплотой сгорания, который зависит от характеристик угля.

4 ИССЛЕДОВАНИЕ КАЗАХСТАНСКИХ УГЛЕЙ НА ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТЕХНОЛОГИИ РАСТОПКИ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ ЛЕТУЧИМИ ГОРЮЧИМИ ВЕЩЕСТВАМИ

С целью получения газообразного топлива, способного заменить растопочный мазут на пылеугольных станциях, нами были экспериментально исследованы три вида твердого топлива, месторождения которых находятся в Казахстане: бурый уголь «Майкубенское», каменный уголь «Шубаркульское» и бурый уголь «Сарыадырское». Состав образцов данных углей [1,2,7] (на рабочую массу), а так же значение аналитической влаги, которая была определена по ранее разработанной и утвержденной методике, описанной в [49] представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Состав и аналитическая влага образцов углей

Элемент	Содержание элемента в мас.%		
	Каменный уголь «Шубаркульское»	Бурый уголь «Майкубенское»	Бурый уголь «Сарыадырское»
C	76,9	73,52	40,71
H	5,35	5,0	2,66
N	1,48	1,0	0,39
O	15,3	6,3	6,56
S	0,5	0,67	0,27
A	9,27	13,51	46,47
Содержание аналитической влаги, %	14,25	7,11	2,94

Экспериментальные исследования процесса получения горючих газообразных веществ из углей проводились в лабораториях Томского политехнического университета, кафедры тепловые и атомные электрические станции, на аппаратном комплексе, структурная схема которого представлена на рисунке 4.1

Созданный комплекс экспериментального оборудования предназначен для разработки способа получения летучих горючих веществ из твердых топлив.

Камера установки представленная на рисунке 4.2 имеет цилиндрическую форму и изготовлена из стали толщиной 5 мм. Доступ в камеру осуществляется через боковую крышку с фланцевым соединением. Фланец уплотнен прокладкой из термостойкой силиконовой резины, длительно выдерживающей температуру газа в камере до 260 °С. Ввод токопроводов в камеру производится с помощью керамических изоляционных трубок с электрической прочностью 50 кВ. Объем рабочего пространства составляет 0,064 м³, а максимальное давление 5 кгс/см². Образец размещается в камере на платформе из жаропрочной глины.

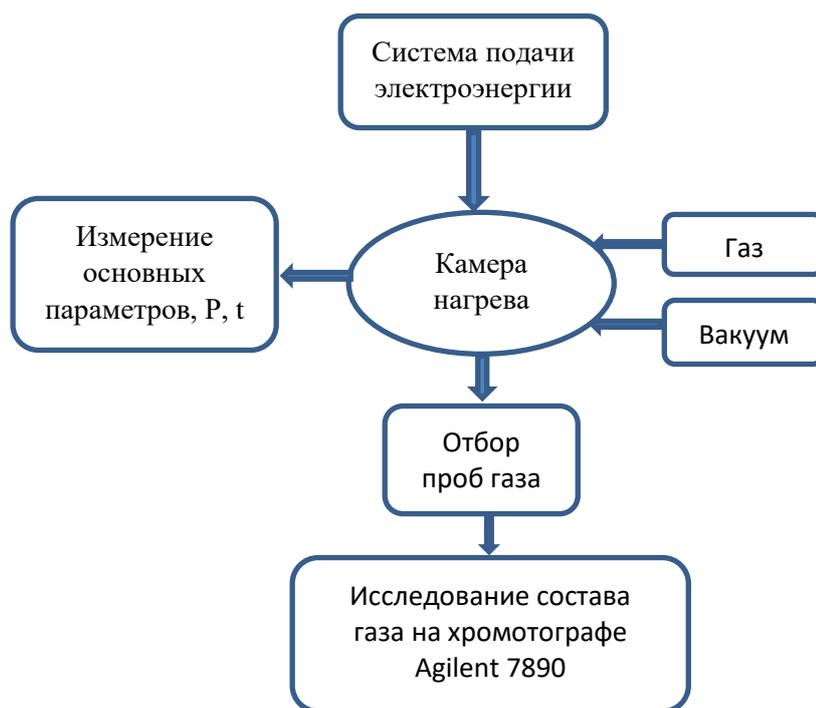


Рисунок 4.1 - Структурная схема экспериментальной установки



Рисунок 4.2 – Камера экспериментальной установки

Натекатель камеры подключен через вентили к системе напуска газа и вакуумирующей системе. Для создания вакуума используется роторно-

планштинчатый форвакуумный насос LB 60, имеющий величину остаточного давления 0,005 мбар. Форвакуумный насос используется для откачки воздуха из камеры перед началом эксперимента. Это позволяет исключить контакт пиролизных газов с кислородом и обезопасить эксперимент от взрыва и воспламенения. После откачки воздуха камера наполняется азотом через систему стальных газопроводов, подключенных через редуктор к баллонам. Эксперименты проводятся в атмосфере азота при заданном давлении, не превышающем допустимое максимальное давление камеры. В газовой системе предусмотрено две степени защиты, предохраняющих камеру от разрыва в случае неуправляемого роста давления или при воспламенении газа. При возрастании давления выше $5,1 \text{ кгс/см}^2$ срабатывает механический редукционный защитный клапан, выпуская в вентиляционную систему излишки газа. Это позволяет исключить аварии в таких ситуациях, как неисправность редуктора газовой системы, самоподдерживающийся разогрев образца, запредельное увеличение давления по причине неисправности манометра или невнимательности оператора. Вторая степень защиты представлена разрывным мембранным клапаном и предназначена для защиты от резких скачков давления, которые редукционный защитный клапан не сможет демпфировать вследствие своей инерционности. Такие скачки давления могут возникнуть при вспышке или детонации газа в камере. Теоретически этот случай может произойти при образовании взрывоопасной смеси пиролизных газов с кислородом, оставшимся от неполной откачки воздуха или синтезированном при электролизе воды. В случае разрыва мембраны персонал подлежит эвакуации из помещения до окончания тщательного проветривания.

Помещение с установкой оборудовано вытяжной вентиляцией для исключения накопления пиролизных газов рабочей зоне.

Система электропитания экспериментальной установки представлена набором высокоточных и высоковольтных электронных и электротехнических устройств, объединенных в общую схему и управляемых с единого пульта.

В электроустановке предусмотрены следующие способы защиты от поражения персонала электрическим током:

- защитное заземление нетоковедущих частей и корпусов электроустановок;
- защитное заземление камеры;
- защитное ограждение электроустановки оградой из металлической сетки;
- блокировочный контакт на двери защитного ограждения, обесточивающий установку при открытии двери.

Измерение электрических параметров производится стрелочными индикаторами с помощью измерительных схем на прецизионных электронных компонентах. Потребленная электроэнергия измеряется цифровым электросчетчиком Энергомера СЕ101.

Контроль и измерение давления в камере производится с помощью цифрового манометра ДМ5001. Объем выделившегося газа измеряется мембранным газовым счетчиком ВК-Г6Т.

Система измерения температуры включает несколько измерительных приборов. Тепловизор Flir E50 позволяет делать изображение теплового поля образца в процессе и после завершения эксперимента. Благодаря визуальному обследованию теплового поля можно делать вывод о участках протекания тока, распределении тепла, теплопроводности отдельных участков образца и среды в целом. Контроль температуры в определенных участках в ходе эксперимента производится с помощью инфракрасного пирометра AR852В.

В процессе эксперимента измеряется динамика температуры в определенных точках образца для построения картин динамики теплового поля и сравнения экспериментальных результатов с расчетными. Для этой цели используется многоканальный термопреобразователь Термодат 25М5 и набор термопар хромель-копель.

В ходе и после завершения эксперимента производится отбор и анализ проб газа из камеры. Отбор проб газа производится непосредственно из камеры и через полимерные пневмошланг поступает на фильтр-регулятор LFR-1/4-D-5M-MINI. Это устройство позволяет отбирать пробу газа, не оказывая влияние на давление в камере, а также удаляет из газа аэрозольную фазу и пылевые частицы. После фильтра-регулятора газ поступает на хроматограф Agilent 7890, с помощью которого производится анализ получаемого горючего газа.

Хроматограф оснащен капиллярной колонкой ShinCarbon ST 100/120, длиной 2 м и внутренним диаметром 1 мм. Эта колонка предназначена для разделения следующих газов: кислород, азот, монооксид и диоксид углерода, метан и более тяжелые углеводороды. На колонке используется детектор по теплопроводности.

4.1 Первый этап экспериментального исследования

Цель исследования – определение массового выхода горючих летучих веществ, в зависимости от температуры нагрева.

Для каждого типа углей было проведено по четыре опыта, отличающихся температурой нагрева.

Предварительно обработанный образец угля (частица размером около 5 мм) помещалась на подложку в экспериментальной камере. Далее проводилось плавное повышение напряжения. В результате повышения напряжения и повышения температуры начинается процесс термической деструкции образца тем самым инициируя возгонку летучих соединений, после чего нагрев продолжался при поддержании постоянного уровня напряжения, за счет регулировки тока.

Продолжительность эксперимента ограничивалось достижением заданного значения максимальной температуры 600 °С.

Характеристики режимов температурных нагревов образцов углей представлены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 – Характеристики режимов температурных нагревов образцов углей

Номер режима	Температура нагрева, °С
1	300
2	400
3	500
4	600

Результаты экспериментальных исследований по определению количественного состава газа, полученного из представленных выше образцов углей различных месторождений, представлены в таблицах 4.1.2, 4.1.3 и рис 4.1.1.

Таблица 4.1.2 – суммарный выход горючих компонентов газа (CO, H₂, CH₄) в диапазоне температур от 300 °С до 600 °С

Месторождение образцов угля	Суммарный выход CO, H ₂ , CH ₄ (в об. %) в зависимости от температуры нагрева, °С			
	300	400	500	600
Шубаркульское	1,2	4,56	12,32	18,71
Майкубенское	0,9	3,22	8,41	10,85
Сарыадырское	0,5	2,13	5,2	6,70

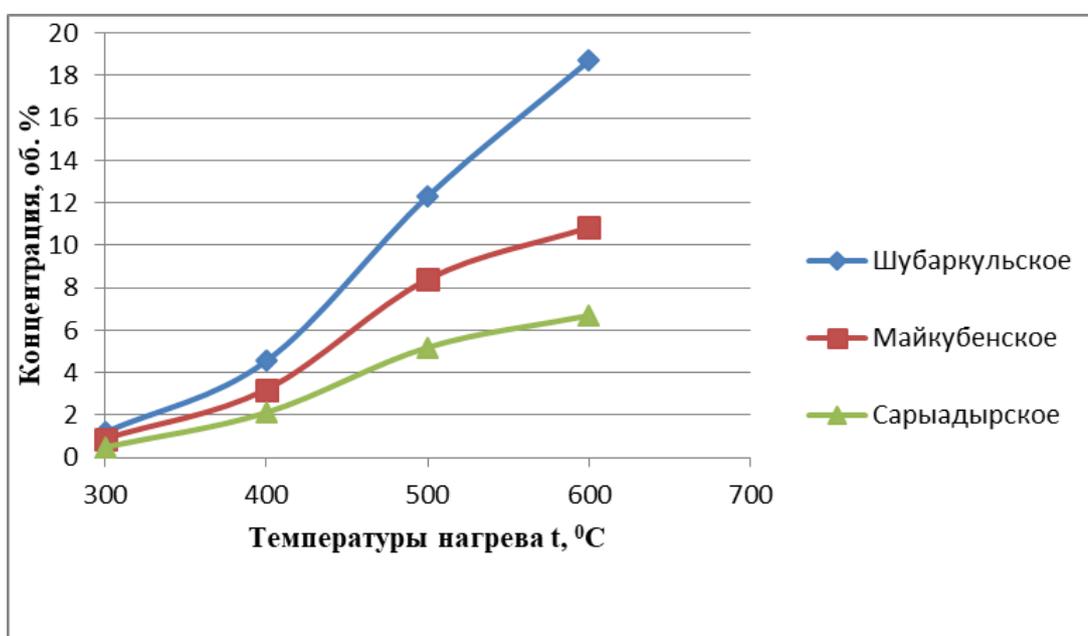


Рисунок 4.1.1 – Зависимость выхода горючих компонентов газа (CO, H₂, CH₄) от температуры нагрева

По полученным экспериментальным данным построена зависимость массового выхода горючих летучих веществ от температуры нагрева образцов угля.

По результатам проведенных экспериментов видно, что с повышением температуры нагрева образцов угля в диапазоне от 300 до 600 °С, увеличиваются объемные концентрации горючих компонентов газа. Состав газа также с повышением температуры существенно изменяется. В таблице 4.1.3 представлен состав газа, получаемого из Шубаркульского каменного длиннопламенного угля.

Таблица 4.1.3 – Состав газов из Шубаркульского длиннопламенного угля

Температура нагрева t, °С	CO ₂ +H ₂ S	CO	C _m H _n	CH ₄ и гомологи	C ₂ H ₆	H ₂	N ₂
300	18,2	9,0	11,3	21,2	30,1	6,3	3,9
400	14,4	8,4	9,6	31,6	21,2	10,4	4,4
500	6,2	6,2	4,6	40,3	14,4	24,8	5,7
600	5,0	5,2	2,2	41,4	6,8	34,3	6,2

По результатам определения количественного состава газа, представленных в таблице 4.1.4, можно сделать вывод о том, что с увеличением температуры нагрева снижается выход диоксида углерода CO₂, что благоприятно сказывается на теплоте сгорания газа, и увеличивается выход CH₄. Также наблюдается повышение выхода смолистых веществ, в особенности у угля месторождения «Шубаркульское», который является длиннопламенным.

Таблица 4.1.4 – Состав газов из угля Майкубенского месторождения

Температура нагрева t, °С	CO ₂ +H ₂ S	CO	C _m H _n	CH ₄ и гомологи	C ₂ H ₆	H ₂	N ₂
300	18,0	8,2	10,5	18,3	25,2	6,0	3,9
400	12,1	7,5	8,3	25,2	18,0	9,5	4,4
500	5,4	6,1	3,5	31,0	12,1	18,2	5,7
600	5,0	5,2	2,0	34,5	5,3	23,4	6,2

Зная количественный состав горючего газа можно определить расчетным путем теплоту сгорания [50]:

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot C_i, \quad (4.1.1)$$

Здесь Q_i – теплота сгорания газа i -го компонента, МДж/м³; C_i – доля i -го компонента.

Результаты расчета теплоты сгорания, получаемого газа из представленных образцов углей при различной температуре нагрева показали, что с повышением температуры нагрева повышается и теплота сгорания горючих газов, получаемых из образцов угля. У всех рассматриваемых образцов углей максимальное значение теплоты сгорания прослеживается при температуре нагрева 600 °С. Наибольшее значение наблюдается у каменного угля Шубаркульского месторождения – 22,1 МДж/м³, а минимальное значение у бурого угля Сарыадырского месторождения – 13,5 МДж/м³.

4.2 Второй этап экспериментального исследования

Второй этап экспериментального исследования заключался в определении количественного состава горючего газа, полученного из представленных выше образцов углей трех месторождений, путем термической обработки проб угля, при различных скоростях нагрева.

Исследования проводились на той же экспериментальной установке. Для каждого типа углей было проведено по четыре опыта, отличающихся скоростью нагрева.

Продолжительность эксперимента ограничивалось достижением заданного значения максимальной температуры 800 °С.

Характеристики режимов температурных нагревов образцов углей представлены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 – Характеристики режимов температурных нагревов образцов углей

Номер режима	Скорость нагрева, °С/мин
1	10
2	30
3	50
4	60

Результаты экспериментальных исследований по определению количественного состава синтез-газа, полученного из представленных выше образцов углей различных месторождений, путем нагрева без доступа кислорода, при различных скоростях нагрева, представлены на рисунках 4.2.1-4.2.3.

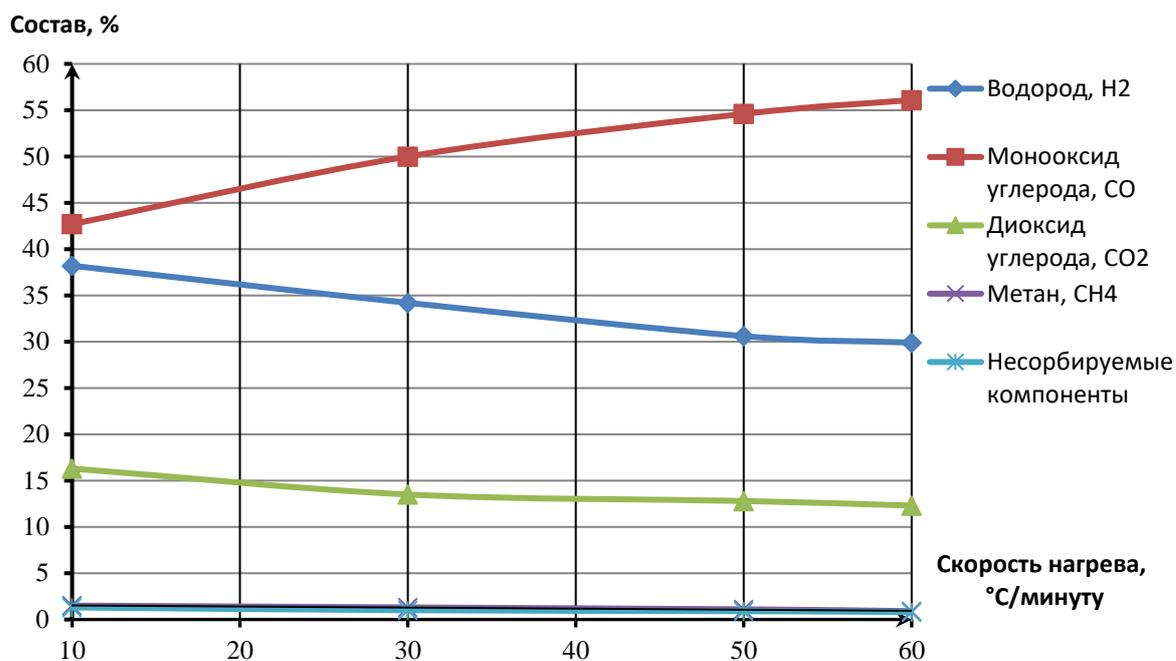


Рисунок 4.2.1 - Количественный состав горячего газа из каменного угля месторождения «Шубаркульское»

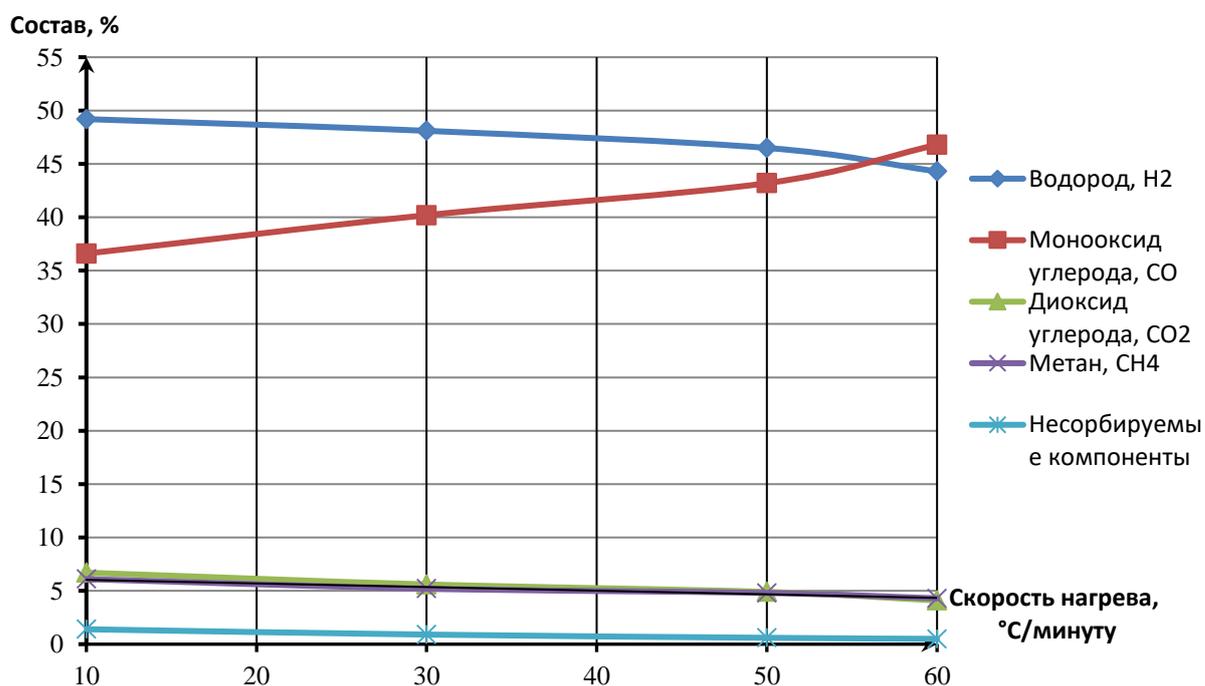


Рисунок 4.2.2 - Количественный состав горячего газа из бурого угля месторождения «Майкубенское»

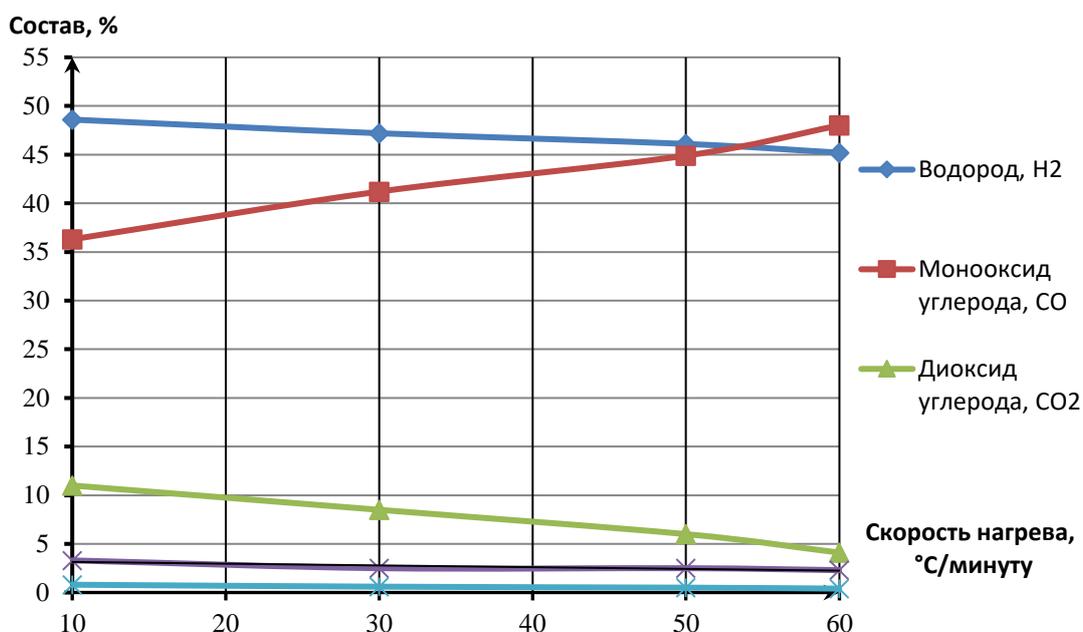


Рисунок 4.2.3 - Количественный состав горючего газа из бурого угля месторождения «Сарыадырское»

По результатам определения количественного состава синтез-газа, представленных на рисунках 4.2.1-4.2.3, можно сделать вывод о том, что с увеличением скорости нагрева снижается выход диоксида углерода CO_2 , что благоприятно сказывается на теплоте сгорания горючего газа. Возрастание скорости нагрева способствует увеличению интенсивности процесса внутрипластовой газификации, что приводит к снижению взаимодействия продуктов пиролиза в процессе термодеструкции угля с окислительной средой в виде выделяющейся влаги и кислорода, которые содержатся в образцах углей.

При увеличении интенсивности нагрева образцов углей наблюдается снижение концентрации водорода H_2 и метана CH_4 , но при этом увеличивается концентрация монооксида углерода CO . Это вызвано более высокой скоростью реакции окисления CH_4 и H_2 с выделяющейся влагой и кислородом O_2 углей в процессе их нагрева. [51, 52]

Также отметим, что при нагреве антрацита в режиме меньшей скорости нагрева было получено $0,196 \text{ м}^3$ газа, в режиме большей скорости нагрева $0,21 \text{ м}^3$ газа. При нагреве каменного угля в режиме меньшей скорости нагрева - $0,17 \text{ м}^3$ газа, в режиме большей скорости - $0,177 \text{ м}^3$ газа. А для бурого угля при тех же условиях было получено $0,168 \text{ м}^3$ газа, в режиме большей скорости нагрева $0,181 \text{ м}^3$ газа.

Из полученных результатов следует, что скорость нагрева образцов углей существенно влияет на состав получаемого горючего газа и его теплоту сгорания. У всех рассматриваемых образцов углей максимальное значение теплоты сгорания прослеживается при скорости нагрева $60 \text{ }^\circ\text{C}/\text{мин}$. Наибольшее значение наблюдается у каменного угля - $17,22 \text{ МДж}/\text{м}^3$, а минимальное значение у бурого - $12,53 \text{ МДж}/\text{м}^3$.

Интенсивный прирост теплоты сгорания горючего газа наблюдается в интервале скоростей нагрева от 10 °С/мин до 30° С/мин. При дальнейшем увеличении скорости в интервале от 30 °С/мин до 60 °С/мин наблюдается замедление роста. Полученный эффект интенсивного прироста теплоты сгорания в первом интервале, рассматриваемого диапазона скоростей нагрева, обусловлен внушительным повышением скорости взаимодействия органической части угля с окислительной средой. В результате этого эффекта, на данном интервале наблюдается наибольший прирост монооксида углерода СО.

Результаты проведенных экспериментов по определению состава горючего газа показали, что с увеличением интенсивности нагрева всех представленных типов углей снижается концентрация диоксида углерода СО₂, водорода Н₂ и метана СН₄. На фоне вышеописанных изменений наблюдается увеличение содержания монооксида углерода СО, значение которого компенсирует концентрацию горючих компонентов и увеличивает показатель теплоты сгорания, получаемого газа.

4.3 Третий этап экспериментального исследования

Цель исследования определить влияние температуры и времени нагрева образцов угля на массовый и количественный состав получаемого горючего газа.

Исследовался уголь Сарыадырского месторождения. Исследования проводились в лаборатории ТОО «Институт химии угля и технологий», г. Астана.

Измельченный образец угля, на рисунке 4.3.1, помещался в нагревательную камеру экспериментальной установки, рисунок 4.3.2.



Рисунок 4.3.1 – Образец угля Сарыадырского месторождения



Рисунок 4.3.2 – Экспериментальная установка для пиролизного нагрева угля

Нагрев образца осуществлялся без доступа кислорода. Получаемый горючий газ направлялся в хроматографический газоанализатор, рисунок 4.3.3.



Рисунок 4.3.3 - Хроматографический газоанализатор

Были проведены 3 эксперимента, с разным временем нагрева: 1, 2 и 3 часа.

В таблице 4.3.1 представлен состав горючего газа из угля Сарыадырского месторождения, с временем нагрева 1 час.

Таблица 4.3.1 – состав горючего газа из угля «Сарыадыр», t – 1 час

Уголь	Температура нагрева, С°				Состав газов об, %									
	T ₁	T ₂	T ₃	T ₄	O ₂	H ₂	CO ₂	N ₂	CH ₄	CO	H ₂ S	этан	Пропан+пропилен	
Сарыадыр	200	-	-	-	-	0,022	2,015	48,189	-	-	1,821	-	-	
	-	250	-	-	-	0,051	1,923	58,195	-	-	-	1,232	0,423	
	-	-	450	-	30,873	18,965	3,425	33,834	57,716	6,374	0,835	29,559	1,227	
	-	-	-	550	35,433	30,811	1,824	46,612	24,361	6,222	-	1,360	-	

В таблице 4.3.2 представлен состав горючего газа после двух часов нагрева.

Таблица 4.3.2 – Состав горючего газа из угля «Сарыадыр», t – 2 часа

Уголь	Температура нагрева, С°				Состав газов об, %									
	T ₁	T ₂	T ₃	T ₄	O ₂	H ₂	CO ₂	N ₂	CH ₄	CO	H ₂ S	этан	Пропан+пропилен	
Сарыадыр	250	-	-	-	-	0,044	3,89	55,47	-	-	1,82	0,783	4,076	
	-	350	-	-	45,02	4,879	4,29	48,31	43,12	2,27	2,69	72,86	5,856	
	-	-	450	-	49,18	21,04	3,85	40,54	53,70	7,98	0,80	18,2	1,008	
	-	-	-	550	72,97	35,069	3,169	16,500	28,259	7,378	-	2,645	0,340	

В таблице 4.3.3 представлены результаты исследования состава горючего газа после 3 часов нагрева.

Таблица 4.3.3 - Состав горючего газа из угля «Сарыадыр», t – 3 часа

Уголь	Температура нагрева, С°				Состав газов об, %								
	T ₁	T ₂	T ₃	T ₄	O ₂	H ₂	CO ₂	N ₂	CH ₄	CO	H ₂ S	этан	Пропан+пропилен
Сарыадыр	250	-	-	-	32,38	3,675	8,04	35,45	50,418	3,918	5,82	29,097	9,151
	-	350	-	-	11,961	27,290	2,608	13,996	22,232	4,787	-	2,531	0,170
	-	-	450	-	3,728	22,295	0,53	11,92	6,441	1,620	-	0,671	0,162
	-	-	-	550	9,169	10,436	-	2,730	1,182	3,505	-	-	-

Анализ результатов экспериментального исследования горючего газа из угля «Сарыадырского» месторождения при изменении времени нагрева от 1 часа до 3 часов показал, что время нагрева существенно влияет на выход горючих компонентов газа.

При времени нагрева 1 час максимальный выход горючих компонентов наблюдается в диапазоне температур 450-550 С°. При 2 часах нагрева в диапазоне 350-450 градусов. При трех часах нагрева – 250-350 С°. С увеличением времени нагрева уменьшается температура максимального выхода горючих компонентов. Следовательно, оптимальная, экономически наиболее приемлемая температура нагрева угля будет зависеть от скорости и времени нагрева. Исходя из полученных данных, эта температура будет в пределах 300-400 С°, при времени нагрева 1-1,5 часа.

Анализ результатов исследования показал, что вопрос замены растопочного мазута на пылеугольных станциях актуален. По результатам экспериментальных исследований можем сделать вывод о возможности получения из угля газообразного топлива, с необходимыми параметрами для сжигания в котлоагрегатах.

В результате исследований можно констатировать, что предлагаемый способ безмазутной растопки котлоагрегатов горючими летучими веществами позволяет исключить использование мазута или природного газа для растопки котла и поддержания устойчивого воспламенения пылевидного факела, при работе котла с пониженными нагрузками. Это дает значительное снижение финансовых затрат, связанных с дороговизной мазута. Также снижаются расходы энергии на собственные нужды станции, связанные с многоступенчатой

подготовкой мазута к сжиганию. Повышается экономичность и эффективность работы котлоагрегатов.

4.4 Техничко-экономическая оценка эффективности растопки котлов без мазута из холодного состояния

Оценка экономической эффективности новой технологии растопки, в сравнении с существующей, проведена, исходя из следующих предпосылок [9]:

- мазутное хозяйство на первом этапе сохраняется;
- существующая система топливоподготовки обеспечивает производство дополнительного количества угля, замещающего мазут;
- доля мазута, расходуемая на ТЭС на растопку котлов из холодного и других тепловых состояний, составляет 50 % от всего расхода мазута на ТЭС;
- затраты энергии на подогрев угля не приведут к заметному превышению затрат электроэнергии на собственные нужды, т.е. количество энергии, отпускаемой потребителю, не снизится;
- многолетний опыт эксплуатации показывает, что длительность газовой и мазутной растопок практически совпадают.
- Расход мазута берется средний по Казахстанским ГРЭС.

В соответствии с разработанной методикой оценки экономической эффективности СПВ при использовании на ТЭС [53] были подготовлены следующие исходные данные для расчета:

- Теплота сгорания горючего газа – $Q_H=17,1$ МДж/м³;
- теплота сгорания мазута - $Q_{\text{маз}}=39,9$ МДж/м³
- расход мазута на растопку котлов $G_{\text{маз}}=4000$ т/год;
- стоимость мазута – $C_{\text{маз}}=115000$ т/т;
- стоимость угля – $C_{\text{уг}}=13000$ т/т;
- стоимость электроэнергии – $C_{\text{ээ}}=16$ т /кВт ч;
- удельные затраты на эксплуатацию мазутного хозяйства ТЭС - $C_{\text{экс}}=1020$ т/т мазута;
- стоимость одной системы термообработки угля, с учетом проектирования, проведения испытаний и сдачи в эксплуатацию $C_{\text{бмаз}}=5400000$ т.

Экономическая эффективность (Θ) равна разности затрат при эксплуатации мазутной системы ($Z_{\text{маз}}$) и растопки без мазута ($Z_{\text{бмаз}}$):

$$\Theta = Z_{\text{маз}} - Z_{\text{бмаз}} \quad (4.4.1)$$

Затраты на мазут и эксплуатацию мазутного хозяйства составляют

$$Z_{\text{маз}} = (C_{\text{маз}} + C_{\text{экс}}) G_{\text{м}} \quad (4.4.2)$$

Затраты при растопке без мазута включают следующие составляющие

$$Z_{\text{бмаз}} = Z_{\text{уг.доп}} + Z_{\text{дроб}} + Z_{\text{сист}} \quad (4.4.3)$$

Затраты на дополнительный уголь, замещающий мазут:

$$Z_{\text{уг.доп}} = C_{\text{уг}} G_{\text{уг}} \quad (4.4.4)$$

Расход угля для получения горючего газа, исходя из того, что средний массовый выход газа при нагреве равен 10 %:

$$G_{\text{уг}} = 9 G_{\text{газа}} \quad (4.4.5)$$

$$G_{\text{газа}} = (Q_{\text{маз}} / Q_{\text{н}}) G_{\text{маз}} \quad (4.4.6)$$

Затраты электроэнергии на дробление дополнительного количества угля

$$Z_{\text{дроб}} = C_{\text{ээ}} \mathcal{E}_{\text{пом}} G_{\text{уг}} \quad (4.4.7)$$

где $G_{\text{уг}}$ - дополнительное количество угля.

Капитальные затраты на создание технологии:

$$Z_{\text{сист}} = C_{\text{бмаз}} E_{\text{н}} \quad (4.4.8)$$

где $E_{\text{н}} = 0,15$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений в энергетике.

Проведем расчет технико-экономической эффективности плазменной безмазутной растопки из холодного состояния котлов по формулам (4.4.1-4.4.8)

$$Z_{\text{маз}} = (115000 + 1020) 4000 = 464 \text{ млн. т/год.}$$

$$G_{\text{газа}} = (39900 / 17100) 4000 = 9333 \text{ т/год.}$$

$$G_{\text{уг}} = 6 \times 9333 = 55998 \text{ т/год}$$

$$Z_{\text{уг.доп}} = 13000 \times 55998 = 728 \text{ млн. т/год.}$$

$$Z_{\text{дроб}} = 12 \times 20 \times 55998 = 13 \text{ млн. т/год.}$$

$$Z_{\text{сист}} = 5400000 \times 0,15 = 0,81 \text{ млн т/год.}$$

$$Z_{\text{бмаз}} = 728 + 13 + 0,81 = 741,81 \text{ млн. т/год.}$$

$$\mathcal{E} = Z_{\text{маз}} - Z_{\text{бмаз}} = 1,508 \text{ млрд} - 741,81 \text{ млн} = 766,19 \text{ млн. т/год.}$$

Таким образом, экономический эффект составляет более 2 млн. долларов США в год для ТЭС с пылеугольными котлами.

В приведенном расчете экономической эффективности безмазутной растопки учтены: разность цен на мазут и уголь, затраты на эксплуатацию мазутного хозяйства и системы без мазута. При этом не приняты во внимание другие положительные эффекты, сопровождающие использование способа растопки без мазута, горючими летучими веществами из угля. Это - улучшение экологических показателей в период растопки или при стабилизации горения пылеугольного факела в топках котлов, возможность использования твердого

остатка угля после термообработки, в качестве обычного угольного топлива в котлах. С учетом наблюдающейся в последнее время тенденции опережающего роста цен на мазут, по сравнению с ценами на уголь, связанного с углублением переработки нефти, можно ожидать, что эффективность использования технологии на ТЭС будет возрастать.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе исследована замена растопочного мазута на газообразное топливо. Были рассмотрены три способа замены: на сжатый, сжиженный природный газ или на горючий газ, получаемый из угля, при термической обработке.

В результате исследований можно констатировать, что из всех способов наиболее приемлемый - способ растопки котлоагрегатов без мазута, горючими летучими веществами, получаемыми из угля. Он позволяет исключить использование мазута или природного газа для растопки котла и поддержания устойчивого воспламенения пылевидного факела, при работе котла с пониженными нагрузками. Это дает значительное снижение финансовых затрат, связанных с дороговизной мазута. Также снижаются расходы энергии на собственные нужды станции, связанные с многоступенчатой подготовкой мазута к сжиганию. Повышается экономичность и эффективность работы котлоагрегатов.

В работе был:

- проведен анализ существующих методов растопки пылеугольных котлоагрегатов мазутом и без мазута;
- проведен сравнительный анализ растопки сжатым и сжиженным природным газом;
- разработана технология растопки сжатым природным газом, с учетом имеющихся у него преимуществ;
- разработана технология растопки котлоагрегатов без мазута, летучими горючими веществами, получаемыми из угля;
- проведены экспериментальные исследования трех видов Казахстанских углей на возможность получения летучих горючих веществ, для использования в технологии растопки без мазута;
- получены зависимости выхода летучих горючих веществ от температуры, скорости и времени нагрева углей;
- определены состав и теплота сгорания, полученных в результате нагрева углей горючих газов;
- на основании полученных зависимостей определен энергетически и экономически наиболее приемлемый диапазон температур нагрева угля.

Результаты экспериментальных исследований подтверждают возможность получения горючего газа из угля, с необходимыми параметрами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Дукенбаев К.Д. Энергетика Казахстана. – Алматы: Гылым, 1995. – 276 с.
- 2 Алияров Б.К., Алиярова М.Б. Казахстан: энергетическая безопасность, энергетическая эффективность и устойчивость развития энергетики. – Алматы: Гылым, 2010. – 277 с.
- 3 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: учебник для теплоэнерг. спец. вузов. -М.-Л.: Энергия, 1967. - 400 с.
- 4 Надиров Н.К. Нефть и газ Казахстана. - Алматы: Гылым, 1995. - 400 с.
- 5 Чокин Ш.Ч., Сартаев Т.С. Шкрет А.Ф. Энергетика и электрификация Казахстана: в 1 т. – Алматы: Наука, 1985. – 257 с.
- 6 Алияров Б.К., Алиярова М.Б. Сжигание Казахстанских углей на ТЭС и на крупных котельных. – Алматы: Гылым, 2012. – 304 с.
- 7 Ермагамбет Б.Т., Касенов Б.К. и др. Чистые угольные технологии: теория и практика. – Караганда: «TENGR I Ltd», 2013. – 276 с.
- 8 Алияров Б.К., Мергалимова А.К. О преимуществах использования газа для растопки котлоагрегатов // Материалы I международной научно-практической конференции студентов и аспирантов / Алт. гос. техн. ун-т им. И.И. Ползунова. – Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2017. – С. 6-10.
- 9 Рябов В.Д. Химия нефти и газа. - М.: Техника, 2004. – 228 с.
- 10 Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. Химия и технология нефти и газа. - Л.: Химия. Ленинградское отделение, 1985. - 408 с.
- 11 Белосельский Б.С. Топочные мазуты. – М.: Энергия, 1978 . – 256 с.
- 12 Лебедев Б.П., Файбисович Д.Л. Электроэнергетика мира в 1995 году // Электрические станции. - 1998. - №8. - С. 65-70.
- 13 Сакипов З.Б., Мессерле В.Е., Ибраев Ш.Ш. Электротермохимическая подготовка углей к сжиганию. - Алма-Ата: Наука. КазССР, 1993. – 259 с.
- 14 Мессерле В.Е. Состояние и перспективы освоения плазменных технологий безмазутного воспламенения углей в энергетике // Труды II Международного симпозиума по теоретической и прикладной плазмохимии (ISTAPS-95). - Плес, 1995. - С. 192-195.
- 15 Бабий В.И., Куваев Ю.В. Горение угольной пыли и расчет пылеугольного факела. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 208 с.
- 16 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – 2015.

17 Типовая инструкция по эксплуатации мазутных хозяйств тепловых электростанций. РД 34.23.501-91

18 Смирнов Е.К. Слив высоковязких грузов из железнодорожных цистерн. - М.: Трансжелдориздат, 1949. – 151 с.

19 Папок К.К., Семенидо Е.Г. Моторные топлива, масла и жидкости. - М.: Гостоптехиздат, 1957. – 528 с.

20 Геллер З.И. Мазут как топливо. - М.: Недра, 1965. - 496 с.

21 Карпенко Е.И. Мессерле В.Е. Плазменно-энергетические технологии топливоиспользования (Концепция и расчетно-теоретические исследования плазменно-энергетических технологий). - Новосибирск: Наука, Сибирское предприятие РАН, 1998. –Т.1. – 385 с.

22 Карпенко Е.И., Буянтуев С.Л, Мессерле В.Е. Плазмотермические процессы и аппараты в решении природоохранных задач. - Улан-Удэ: БНЦ СО РАН, 1992. – 113 с.

23 Карпенко Е.И., Жуков М.Ф., Мессерле В.Е. и др. Научно-технические основы и опыт эксплуатации плазменных систем воспламенения углей на ТЭС (безмазутная растопка котлов и стабилизация горения пылеугольного факела). – Новосибирск: Наука, 1998.– 137 с.

24 Вербовецкий Э.Х., Котлер В.Р. Замена мазута углем при растопке и подсветке факела в пылеугольных котлах // Энергохозяйство за рубежом. -1984. - № 1. - С. 1-8.

25 Мессерле В.Е., Устименко А.Б., Аскарлова А.С., Нагибин А.О. Горение пылеугольного факела в топке с плазменно-топливной системой. // Теплофизика и аэромеханика. – 2010. - Том 17, № 3. – С. 467-475.

26 Gorokhovski M.A., Jankoski Z., Lockwood F.C., Karpenko E.I., Messerle V.E., Ustimenko A.B. Enhancement of pulverized coal combustion by plasma technology // Combustion Science and Technology. - 2007. - Vol. 179, No. 10. - P. 2065–2090.

27 Messerle V.E., Ustimenko A.B., Karpenko E.I. Plasma-energy Technologies for Improvement and Economy Indexes of Pulverized Coal Incineration and gasification.– The Proceedings of the 28-th International Technical Conference on Coal Utilization and Fuel systems. // Clearwater, Florida, USA. –Published by U.S. Department of Energy & Coal Technology Association of USA. – 2003. – P. 255-266.

28 Messerle V.E., Ustimenko A.B., Karpenko E.I. Plasma-Fuel Systems for Enhancement Coal Gasification and Combustion // Presentations Abstracts of 30th International Symposium on Combustion // University of Illinois at Chicago. – 2004. – P. 110.

29 Русанов В.Д., Фридман А.А. Физика химически активной плазмы. – М.: Наука, 1984. – 393 с.

30 Карпенко Е.И., Мессерле В.Е., Устименко А.Б. Математическая модель процессов воспламенения, горения и газификации пылеугольного топлива в устройствах с энергетической дугой // Теплофизика и аэромеханика. – 1995. – Т 16, №2. – С. 173-187.

31 Бушуев В.В., Жуков М.Ф., Лукашов В.П. и др. Исследование плазменного розжига и стабилизации горения пылеугольных топлив // Теплообмен в парогенераторах: материалы всесоюз. конф. – Новосибирск, 1988. – С. 72–81.

32 Утович В.А., Новиков Н.Л., Перегудов В.С. и др. Исследование плазменного розжига и стабилизации горения пылеугольного факела // Теплоэнергетика. – 1990. – № 4. – С. 20–23.

33 Томилов В.Е., Щинников П. А., Ноздренко Е. В. и др. Эффективность пылеугольных ТЭЦ с новыми эколого-обеспечивающими технологиям. – Новосибирск: Наука; Сиб. изд. фирма РАН, 1999. – 97 с.

34 Грачев С. П. Технология SONOX для снижения выбросов оксида серы и азота на тепловых электростанциях // Энергохозяйство за рубежом. – 1992. – № 2. – С. 11–16.

35 Пат. 2450. Способ безмазутной растопки котлоагрегатов / Алияров Б.К., Мергалимова А.К.; опубл.30.10.2017, Бюл.№20.

36 Буянов Н.И. Нефть и газ в народном хозяйстве – М.: Химия, 2008. – 245 с.

37 Бармин И.В., Кунис И.Д. Сжиженный природный газ: вчера, сегодня, завтра. – М.: Изд-во МГТУ им. Баумана, 2009. – 256 с.

38 Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г., Юфин В.Л., Яковлев Г.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учебник для ВУЗов. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1988. - 368 с.

39 Алияров Б.К., Мергалимова А.К. На ТЭС и котельных мазут или сжатый газ? // Матер. IV Междунар. науч. - практ. конф., посвященная 20 -

летию Евразийского национального университета им Л.Н. Гумилева «Актуальные проблемы транспорта и энергетики: пути их инновационного решения». – Астана, 2016. – С. 43-46.

40 Мавжудова Ш. С., Усмонов Н. О. Использование потенциальной энергии сжатого природного газа для выработки электрической энергии. // Наука, техника и образование. – 2016. – №11. – С. – 49-52.

41 Горячев С. В., Горохов В. В. Способ совместной выработки электроэнергии, тепла и холода в системах газоснабжения на станциях технологического понижения давления газа. // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2014. – №2. – С. 22-25.

42 Агабабов В.С., Утенков В.Ф., Хаймер Ю.Ю. Получение экологически чистой электроэнергии при утилизации энергии давления транспортируемого природного газа // Энергосбережение и водоподготовка. – 1999. – №4. – С. 52-55.

43 Обоснование перспектив применения инновационных технологий комплексной и глубокой переработки углей в Приморском крае АНО «Центр стратегических исследований топливно-энергетического комплекса дальнего востока». - 2013

44 Aliyarov B., Mergalimova A., Zhalmagambetova U. Application of coal thermal treatment technology for oil-free firing of boilers // Latvian journal of physics and technical sciences. – 2018. - Vol 2. – P. 45-54.

45 Dexiang Zhang. Thermal Decomposition of Coal. // Coal, oal, oil, shale, naturel bitumen, heavy oil and peat. 2015. – Vol. I. - P. 50-55.

46 Vladimir E. Messerlea, and Alexandr B. Ustimenko. Plasma Gasification of Coal with the Extraction of Valuable Components of the Mineral Mass. // Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies. - 2016. Vol.9(8). – P. 1311-1313.

47 YulongZhaoaShixueWang. Analysis of thermoelectric generation characteristics of flue gas waste heat from natural gas boilers. // Energy Conversion and Management 148. – 2017. – P. 820-829.

48 Reid D., JE Cabe, MD Bearden. PNNL Coal Gasification Research. Pacific Northwest National Laboratory Richland. - Washington, July 2010.

49 ГОСТ Р 52917-2008. Топливо твердое минеральное. Методы определения влаги в аналитической пробе.

50 ГОСТ 22667-82 Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе (с Изменением N 1).

51 Липович В.Г. Химия и переработка угля. - М.: Химия, 1988. – 336 с.

52 Шпирт М.Я. Рациональное использование отходов добычи и обогащения углей. - М.: Недра, 1990. – 224 с.

53 Мессерле В.Е. Метод определения удельных энергозатрат при плазмохимической подготовке низкосортных углей и оценка экономической эффективности ее использования для воспламенения и стабильности горения пылеугольных факелов на ТЭС // Техничко-экономические оценки плазмохимических процессов переработки углей и углеводородов. - Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1989. - С.4-10.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акт о возможности использования способа растопки котлов горючими газообразными веществами, получаемыми из угля

«Болат Нуржанов атындағы
Екібастұз 1 - МАЭС»
жауапкершілігі шектеулі
серіктестігі



SAMRUK - ENERGY
БОЛАТ НУРЖАНОВ АТЫНДАҒЫ
ЕКІБАСТУЗ 1-МАЭС

Товарищество с ограниченной
ответственностью
«Экибастузская ГРЭС-1 имени
Булата Нуржанова»

Қазақстан Республикасы, 141200,
Павлодар облысы, Екібастұз қаласы

Республика Казахстан, 141200,
Павлодарская область, г. Экибастуз

Тел/Tel +7 7187 340071, 298-125
Факс/Fax +7 7187 340570
e-mail: gres1@ekibastuz-gres1.kz

Тел/Tel +7 7187 340071, 298-125,
Факс/Fax +7 7187 340570
e-mail: gres1@ekibastuz-gres1.kz

«01» 10 2018 г. № 001-3511

Акт

о возможности использования способа растопки котлов горючими газообразными веществами, получаемыми из угля (патент № 2450, авторы Алияров Б.К., Мергалимова А.К.)

Исходя из опыта эксплуатации на 8 котлах станции ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова» производится мазутная растопка котлов с целью поддержания устойчивого горения угольного факела. Покупка мазута и его подготовка к сжиганию, составляет заметную долю в затратах станции на собственные нужды.

Предполагаемый способ растопки котельных агрегатов газообразными горючими летучими веществами, получаемыми из угля, позволяет заметно снизить объем использования мазута (вплоть до его исключения) для растопки котла и для поддержания устойчивого воспламенения пылевидного факела при работе котла с пониженными нагрузками или при поступлении не проектного топлива. Для обеспечения требуемого объема газообразные летучие вещества накапливаются в специальном ресивере с высоким давлением и в результате горючие летучие могут поступать в топку из двух источников: непосредственно из дополнительного топочного устройства и из ресивера, что обеспечивает требуемый объем этого топлива.

Элементы схемы, необходимой для получения газообразных горючих веществ из угля, могут быть изготовлены на ремонтных предприятиях города Экибастуза, а наличие близко расположенного источника, менее 20 километров, повышает надежность снабжения станции топливом, пригодным для растопки котла и для подсветки факела.

Кроме значительного экономического эффекта замена мазута на газообразное топливо из угля также способствует улучшению экологической ситуации в регионе по причине значительного снижения выбросов в атмосферу оксидов серы, азота и ванадия, что подтверждается экспертной оценкой эффективности предлагаемой схемы растопки котла и подсветки факела.

Специалисты ТОО «Экибастузская ГРЭС -1 имени булата Нуржанова» предполагают возможность применения способа растопки котлов и подсветки пылеугольного факела, с использованием горючих летучих веществ, получаемых из угля, в технологической схеме топливного хозяйства после проведения его опытно – промышленной проверки.

Генеральный директор
Главный инженер
Начальник ПТО



Абишев М.В.
Черепенин А.С.
Серьянов С.Б.

Исп. Тарадина Н.Н. тел. 8-7187-289419