


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
Кафедра механики многофазных систем

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ  
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ  
ЗАИМСТВОВАНИЯ

И.о. заведующего кафедрой  
к.ф.-м.н.

  
П.Ю. Михайлов  
23.06.2017 г.

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОГИДРАТНОГО ТОПЛИВА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ  
УСТАНОВКАХ

16.04.01 Техническая физика

Магистерская программа «Теплофизика в нефтегазовых и строительных  
технологиях»

Выполнил работу  
Студент 2 курса  
очной формы обучения



Сагайдачный  
Дмитрий  
Евгеньевич

Научный руководитель  
к.ф.-м.н., доцент



Ширшова  
Альбина  
Вольфовна

Рецензент  
к.т.н., доцент кафедры САТМ,  
ФГБОУ ВО «ТИУ»



Штайн  
Геннадий  
Вольфович

г. Тюмень, 2017

## СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	3
ВВЕДЕНИЕ .....	4
<b>Глава 1 Обзор литературы.....</b>	<b>6</b>
1.1. Газогидраты.....	6
1.1.1. Гидраты в природном газе.....	6
1.1.2. Условия образования гидратов .....	7
1.1.3. Физические свойства гидратов.....	10
1.1.4. Добыча газогидратов.....	16
1.1.5. Технологии перевозки и хранения газогидрата.....	18
1.1.6. Получения газогидратов .....	23
1.2. Диссоциатор.....	27
1.3. Двигатели внутреннего сгорания с впрыском воды.....	27
1.4. Газопаротурбинная установка.....	31
<b>Глава 2 Теплотехнические расчеты.....</b>	<b>38</b>
2.1. Теплотехнический расчет ДВС на газогидратном топливе.....	38
2.2. Теплотехнический расчет ГПТУ на газогидратном топливе.....	46
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	65
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ.....	66

## АННОТАЦИЯ

Проведены расчеты основных параметров газового двигателя и мощности теплового источника, необходимого для разложения газогидрата на газ и воду, а также для нагрева воды. Показано, что впрыск воды в цилиндры двигателя уменьшает расход топлива. Предложена простая схема устройства подачи в двигатель топлива на основе газогидратов.

Предложена и обоснована для проектирования, изготовления и применения в России и других странах газопаротурбинная установка (ГПТУ) с промежуточным охлаждением в процессе сжатия, работающая на природном газе или газогидратном топливе. Предложена принципиальная схема диссоциатора для ГПТУ на газогидратном топливе. Приведена и доведена до практического применения методика термодинамического расчета, а также компьютерная программа, основанная на едином для всех узлов и установки в целом уравнении первого начала термодинамики для открытых систем с источниками и стоками рабочих тел с различной полной энтальпией с учетом подвода и отвода механической и тепловой мощности. Выявлены оптимальные степени сжатия в компрессорах из условий максимальных КПД и мощности установки. Показано, что при рациональных параметрах ГПТУ предложенной термодинамической схемы может быть создана установка на газовом или газогидратном топливе с тепловой экономичностью на уровне 50% при начальной температуре газа перед турбиной высокого давления равной 1500 К. При расчете термодинамических параметров установок, а так же при получении, транспорте, хранении и разложении газогидратного топлива могут быть использованы результаты термодинамических свойств газогидратов, полученные в Тюменском госуниверситете. Разработанный вариант ГПТУ может быть рекомендован для выполнения ОКР по созданию установки, использующей газогидраты, полученные из нефтяных попутных газов. Результаты выполненных исследований показывают перспективность для промышленного внедрения ГПТУ на газогидратном топливе.

## ВВЕДЕНИЕ

Во всем мире постоянно ведутся поиски нового безопасного при долговременном хранении газового топлива для питания энергетических установок. В настоящее время существует система питания сжиженным нефтяным газом, основу которого составляют пропан и бутан. Эти газы сжижаются при нормальных температурах при относительно небольшом давлении 1,6 МПа и могут храниться в этом состоянии. Недостатком этой системы является относительно малое количество в природе этих газов (единичные проценты от количества метана) и относительно высокая цена. При этом газ хранится в баллонах при высоком (до 20 МПа) давлении. Система широко используется, но дальнейшее ее развитие сдерживается конструктивной сложностью, необходимостью строить дорогие компрессорные станции и очень большим удельным весом тары. Наиболее перспективной системой питания считается система из сжиженного природного газа. Эта система в силу очень низкой температуры сжижения метана (минус 163 °С), дороговизны и сложности подающей аппаратуры не получила широкого применения. В настоящей работе предлагается использовать в качестве топлива газогидраты природного или попутного нефтяного газов. В общем виде состав газовых гидратов описывается формулой  $M \cdot n \cdot H_2O$ , где  $M$  – молекула газа – гидратообразователя,  $n$  – число молекул воды, приходящихся на одну включенную молекулу газа, причем  $n$  – переменное число, зависящее от типа гидратообразователя, давления и температуры [37, с.59]. Использование газогидратов для применения газового топлива предполагает наличие трех различных систем: систему производства искусственного газогидрата, систему хранения и транспорта газогидратов и систему подачи топлива в двигатель на средстве транспорта [17]. Для энергетики России актуальной проблемой является разработка, производство и эксплуатация высокоэффективных установок мощностью 100 МВт и выше, а так же установки в диапазоне мощностей 6-60 МВт. Наивысшей термодинамической эффективностью обладают тепловые двигатели (газотурбинные, парогазовые, газопаровые и др.) цикл которых

максимально приближен к циклу Карно. Для реализации цикла Карно необходимо без диссипативных потерь проводить изотермическое, а затем адиабатическое сжатие с подводом тепла, после чего проводить изотермическое, а затем адиабатическое расширение с отводом механической мощности. Процесс изотермического расширения с подводом тепла в камерах сгорания промежуточного подогрева газа предложен Г.И.Зотисовым, В.В.Уваровым [1, с.321], где теоретически доказано, что наилучшим приближением к циклу Карно является изотермо-адиабатический цикл с 3-4 компрессорами, между которыми устанавливаются промежуточные воздухоохладители, а затем компрессор высокого давления с высокой степенью сжатия. Процесс подвода тепла проводится при практически постоянном давлении или при постоянном объеме, затем расширяясь в 2-3 турбинах с промежуточными камерами подогрева газа и турбиной низкого давления с увеличенной степенью расширения. Проект энергетической установки изотермо-адиабатического цикла по схеме МВТУ им. Баумана мощностью 200 МВт был выполнен в 1967 году на Харьковском турбогенераторном заводе, однако не освоен отечественной промышленностью. Установки мощностью 100 МВт с двумя компрессорами и двумя турбинами на Ленинградском металлическом заводе выпускались и успешно эксплуатировались в энергетике [24, с.142]. Однако, в дальнейшем в нашей стране, в отличие от США и Японии, разрабатывались лишь малоэффективные установки с простейшей тепловой схемы. Эта техническая политика привела к ограничению по единичной мощности и экологичности.

## Глава 1. Обзор литературы

### 1.1. Гидраты.

#### 1.1.1. Гидраты в природном газе.

Гидратами называют химические соединения, в состав которых входит вода. Так, например, существует класс неорганических соединений, называемых «твердыми гидратами». Они представляют собой твердые вещества с ионным типом связей, в которых ионы окружены молекулами воды и образуют твердое кристаллическое тело. Однако в газовой промышленности под гидратами принято понимать вещества, состоящие из микромолекул и воды.

Гидраты – это твердые кристаллические соединения, образованные водой и микромолекулами [2, с.123]. Они входят в более крупный класс химических соединений, известных под названием «клатратов» или «соединений включения». Клатратами называют соединения, в которых молекулы одного вещества заключены внутри структур, образованных молекулами другого вещества. В этой работе рассматриваются водные клатраты – гидраты. Многие из компонентов, обычно входящих в состав природного газа, образуют гидраты в соединении с водой. В настоящее время образование гидратов является одной из проблем, связанных с процессами добычи, переработки и транспортировки природного газа и его производных жидкостей [19, с.155].

В нефтяной и газовой промышленности "гидраты" являются вещества, которые при комнатной температуре обычно находятся в газообразном состоянии. Среди таких веществ включая метан, этан, диоксид углерода, сероводород и др. Отсюда и термин "газовые гидраты", и одним из самых распространенных заблуждений, связанных с этим типом соединения. Многие люди ошибочно считают, что неводные жидкости не способны к гидратообразованию, но на самом деле гидраты могут образовываться и другие жидкости. В качестве примера вещества, которое при нормальных условиях находится в жидком состоянии, но все же образует гидрат, можно назвать дихлордифторметан (фреон-12).

Газовые гидраты - потенциальный источник природного газа. По данным Международной энергетической компании (МЭА), запасы гидрата газа топлива на Земле перевешивают потенциальные запасы нефти и газа и ориентировочная стоимость эквивалентна запасам газа 468 трлн. кубических метров[7].

### 1.1.2. Условия образования гидратов

Для образования гидрата необходимы следующие три условия [5, с.189]:

1. Благоприятные термобарические условия. Газовые гидраты образуются благодаря сочетанию низкой температуры и высокого давления. Термобарические кривые для рассматриваемых гидратообразующих веществ изображены на рис. 1.1.

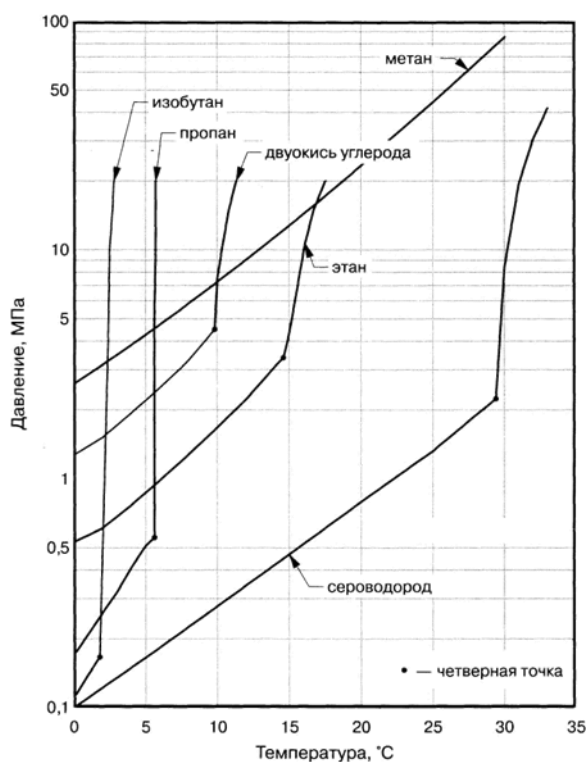


Рисунок 1.1 – Кривые гидратообразования для некоторых компонентов природного газа.

Во всех случаях линии равновесия при трехфазных системах, содержащих две жидкие фазы, имеет сильный наклон. Небольшие изменения в температуре

наблюдаются очень существенные изменения значений давления. Метан эта закономерность не наблюдается.

Таблицы также показывают значения молярной концентрации различных фаз (жидкой воды, жидких неводных и газа). Для пропана, этана и изобутана мольной доли фазы гидрат не является функцией давления и температуры (т. е. постоянную), потому что молекулы этих веществ крупные полости в решетке соответствующих гидратов. В больших углублениях степени заполнения высокое. Наличие гидратообразующих веществ. Для хромогидротубацив веществ, газов этана, метана, пропана, диоксида углерода и т. д.

2. Достаточным количеством воды. Её не должна быть ни слишком много, ни слишком мало. Точные значения давления и температуры гидратообразования зависит от химического состава газа, гидраты могут образовываться при температурах выше точки замерзания воды 0 °С.

Для того чтобы предотвратить образование гидрата, достаточно удалить одно из двух условий, перечисленных выше. В случае природного газа гидратообразования являются полезным продуктом. Поэтому для борьбы с гидратообразования обратить внимание на два других фактора.

Ускоренному образованию гидратов также способствуют такие следующие явления [29, с.201]:

- Турбулентность. Высокая скорость потока. Образование гидратов активно ведется на участке с высокими скоростями потока жидкости. Это делает дроссель клапана трубы особенно чувствительны к образованию гидратов. Во-первых, температура газа, проходящего через дроссель, как правило, значительно снижается вследствие эффекта Джоуля-Томсона. Во-вторых, уменьшается сечение прохода клапана большой расход.
- Смешивания. При перемешивании газа в трубопроводе, теплообменник, бак и т. д. интенсивность гидратообразования возрастает.



- Центры кристаллизации. Кристаллизация-это точка, где есть благоприятные условия для фазового превращения, в этом случае, формирование твердой фазы от жидкости. Центром кристаллизации для образования гидратов может быть, например, дефекты труб, сварных швов, деталей и арматуры трубопроводов (например, отводы, тройники, клапаны и т. д.). Так же это могут быть накипь, шлам, грязь и песок, которые также являются хорошим центром для кристаллизации [16, с.9].
- Свободная вода. Наличие свободной воды не всегда является обязательным условием для гидратообразования. Это показано на фазовой диаграмме давление состав для системы метан плюс вода (рис. 1.2). Например, в равномолярной смеси метана и воды при 10 °С и 10 МПа присутствуют только гидратная и газовая фазы. При этом свободная вода отсутствует.

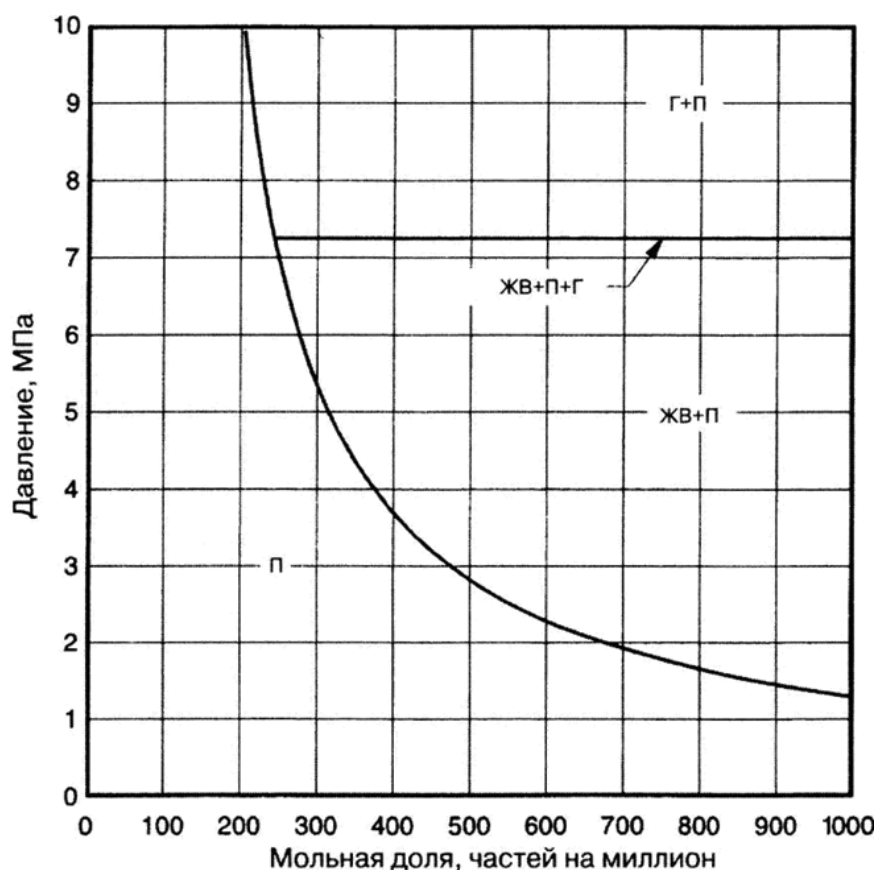


Рис. 1.2 – Фазовая диаграмма давление — состав для смеси вода + метан при 10 °С (условные обозначения: Г— гидрат; ЖВ — жидкая вода; П — пар.)

Еще одно доказательство, так называемый «аргумент инея». Образование инея происходит без образования жидкой воды. Иней выкристаллизовывается из влаги из воздуха. При этом водяной пар в воздухе, переходит непосредственно в твердую фазу, минуя жидкую [34, с.15]. Воздушно – водяная смесь представляет собой газ, а в воздухе вода в жидком виде не содержится.

Процесс перехода вещества из газообразного в твердое вещество называется сублимацией. Например, диоксид углерода образуется при нормальном атмосферном давлении. Твердый  $\text{CO}_2$ , который обычно называют "сухим льдом", переходит из твердого состояния непосредственно в газообразное, минуя жидкую фазу. На самом деле, все чистые вещества, в том числе чистой воды, способны сублимации на значения ниже давления в "тройной точке" баланса. Однако, интенсивность гидратообразования в присутствии воды, конечно, увеличивается. Кроме того, разделение поверхности вода – газ является удобным центром кристаллизации для образования гидратов [14, с.56]. Перечисленные выше факторы способствуют усилению гидратообразования, но не являются обязательными. Только три вышеупомянутых условия необходимы для образования гидратов.

Еще одним важным аспектом образования гидратов процесс накопления сухих веществ. Накопление гидрата не всегда происходит в том же месте, где его образования [30, с.15]. Гидраты могут перемещаться по трубопроводу вместе с потоком жидкости. Очень часто накопление гидратов приводит к техническим проблемам. В многофазных трубопроводах из-за накопления гидратов, образуются пробки, которые могут засорить линии и привести к повреждению оборудования.

### 1.1.3. Физические свойства гидратов

Характеристики физических свойств играют очень важную роль при проектировании технологических процессов. Это справедливо также и для процессов, в которых участвуют газовые гидраты [11, с.101]. Исследование

свойств гидратов осложняется тем, что эти свойства во многом зависят от 1) типа гидрата; 2) молекулы – гостя, заполняющей полость решетки; 3) степени заполнения полостей (следует помнить, что гидраты нестехиометричны).

• Молярная масса. Молярную массу (молекулярный вес) гидрата можно определить, исходя из степени заполнения полостей и его кристаллической структуры. Молярная масса гидрата  $M$  вычисляется по формуле:

$$M = \frac{N_w M_w + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} \nu_i M_j}{N_w + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} \nu_i}, \quad (1)$$

где  $N_w$  – количество молекул воды в одной ячейке решетки (46 в гидратах I-го типа и 136 в гидратах II-го типа),  $M_w$  – молярная масса воды,  $Y_{ij}$  – парциальная степень заполнения полостей  $i$ -го типа молекулами  $j$ -го компонента,  $\nu_i$  – количество полостей  $i$ -го типа,  $n$  – число имеющихся типов полостей (в гидратах I и II ти-па – 2, в гидратах II – 3),  $c$  – число компонентов, присутствующих в ячейке. Молярные массы некоторых гидратобразующих веществ указаны в табл. 1

Таблица 1.1

Молярные массы некоторых гидратов при 0 °С

Компонент	Тип гидрата	Степень заполнения полостей		Молярная масса, г/моль
		малых	больших	
Метан	I	0,8723	0,9730	17,74
Этан	I	0,0000	0,9864	19,39
Пропан	II	0,0000	0,9987	19,46
Изобутан	II	0,0000	0,9987	20,24
CO <sub>2</sub>	I	0,7295	0,9813	21,59
H <sub>2</sub> S	I	0,9075	0,9707	20,87

Молярные массы всех шести компонентов приблизительно одинаковы (~20 г/моль). Причина этого в том, что гидраты в основном состоят из воды (18,015 г/моль). Молярная масса гидрата является функцией температуры и давления, так как степень заполнения полостей зависит от этих параметров.

- Плотность. Плотность гидрата  $\rho$  можно рассчитать по формуле:

$$\rho = \frac{N_w M_w + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} v_i M_j}{N_A V_{cell}} \quad (2)$$

где  $N_w$  – количество молекул воды в одной ячейке решетки (46 в гидратах I-го типа и 136 в гидратах II-го типа),  $N_A$  – число Авогадро (число Авогадро, константа Авогадро — физическая константа, численно равная количеству специфицированных структурных единиц (атомов, молекул, ионов, электронов или любых других частиц) в 1 моле вещества) ( $6,023 \times 10^{23}$  молекул/моль),

$M_w$  – молярная масса воды,  $Y_{ij}$  – парциальная степень заполнения полостей  $i$ -го типа молекулами  $j$ -го компонента,  $v_i$  – количество полостей  $i$ -го типа,  $V_{cell}$  – объем одной ячейки (см. в табл. 3),  $n$  – число имеющихся типов полостей (в гидратах I и II типа – 2, в гидратах H – 3),  $c$  – число компонентов, присутствующих в ячейке.

Формулу можно привести к упрощенному виду для одного компонента в гидрате I или II типа:

$$\rho = \frac{N_w M_w + (Y_1 v_1 + Y_2 v_2) M_j}{N_A V_{cell}} \quad (3)$$

Общая масса всех этих молекул, поделенная на объем одной ячейки кристаллической решетки, дает величину плотности гидрата.

В табл. 2 указаны значения плотности гидратов некоторых чистых веществ при 0 °С.

Таблица 1.2

## Плотность некоторых газовых гидратов при 0 °С

Компонент	Тип гидрата	Плотность, г/см <sup>3</sup>
Метан	I	0,913
Этан	I	0,967
Пропан	II	0,899
Изобутан	II	0,934
CO <sub>2</sub>	I	1,107
H <sub>2</sub> S	I	1,046
Лед	-	0,917
Вода	-	1,000

Можно заметить, что плотность гидратов углеводородов приблизительно равна плотности льда. У гидратов сероводорода и двуокиси углерода плотность значительно больше. Фактически они тяжелее воды.

- Теплоемкость. Экспериментальных данных по теплоемкости гидратов показано в (табл. 3). В узком интервале температур, допуская возможность существования гидратов можно сделать эти значения постоянными.

Таблица 1.3

## Теплоемкость некоторых газовых гидратов

Компонент	Тип гидрата	Теплоемкость Дж/г*°С	Теплоемкость Дж/моль*°С
Метан	I	2,25	40
Этан	I	2,2	43
Пропан	II	2,2	43
Изобутан	II	2,2	45
Лед	-	2,06	37,1

- Теплопроводность. Теплопроводность — это перенос теплоты структурными частицами вещества (молекулами, атомами, электронами) в процессе их теплового движения.

Свойства теплопроводности гидратов исследовались в ограниченных масштабах, однако было установлено, что гидраты обладают значительно меньшей теплопроводностью, чем лед. Теплопроводность льда составляет 2,2 Вт/м\*К, тогда как гидраты углеводородов имеют теплопроводность в диапазоне  $0,50 \pm 0,01$  Вт/м\*К. [10, с.94].

- Энтальпия плавления. Еще одной важной характеристикой является энтальпия плавления (иногда называемая теплотой образования). По этому показателю можно рассчитать количество теплоты, необходимое для разложения гидрата. Значения энтальпии плавления некоторых гидратов указаны в табл. 4. Для сравнения там же приводятся данные для льда.

Были исследованы в ограниченной степени теплопроводность гидратов, однако, было обнаружено, что гидрат обладает значительно меньшей электропроводностью, чем лед. Теплопроводность льда 2,2 Вт/м\*К, в то время как гидраты углеводородов имеют проводимость в диапазоне от  $0,50 \pm 0,01$  Вт/м\*К.

- Энтальпия плавления. Другой важной характеристикой является энтальпия плавления (иногда называют теплотой образования). На этот показатель, можно рассчитать количество теплоты, необходимое для разложения гидратов. Значения энтальпии плавления некоторых гидратов приведены в таблице. 4. Для сравнения есть данные по льду.

## Энтальпия плавления некоторых газовых гидратов

Компонент	Тип гидрата	Энтальпия плавления, кДж/г	Энтальпия плавления, кДж/моль
Метан	I	3,06	54,2
Этан	I	3,70	71,8
Пропан	II	6,64	129,2
Изобутан	II	6,58	133,2
Лед	-	0,33	6,01

Эти значения соответствуют условиям образования гидрата из жидкой воды и молекулы – гости газообразных веществ. Это объясняет тот факт, что теплота плавления гидратов значительно выше, чем теплота плавления воды. В случае чистой воды лед превращается в жидкость. При разложении гидрата образуется жидкость и газ, а газ находится в более высокое энергетическое состояние.

С другой стороны, значения энтальпии плавления сравнимы с энтальпией сублимации льда. Для воды она составляет 2,83 кДж/г, или 51,0 кДж/моль. По-видимому, этот процесс более схож с образованием гидрата, чем простое плавление льда.

Одним из способов оценки влияния температуры на теплоту плавления является так называемый метод Клайперона. Он заключается в применении. В этом уравнении заложено предположение, что молярные объемы жидкости и гидрата в системе ничтожно малы в сравнении с молярным объемом газа.

- Механические свойства. Механические свойства гидрата почти близко к свойствам льда. При отсутствии дополнительной информации можно утверждать, что механические свойства гидрата равны соответствующим значениям для льда. Гидратные пробки по твердости могут не уступать льду. Срываясь, гидраты

двигаясь с большой скоростью по трубопроводу, могут нанести значительный ущерб [11, с.111].

Объем газа в гидрат. Рассмотрим гидрата метана. При температуре 0 °С, гидрат метана имеет следующие свойства: плотность 913 кг/м<sup>3</sup>, молярная масса 19.74 кг/моль, концентрация метана 17мол. %, это означает, что гидрат метана в 859 молекул воды приходится 141 молекулы метана.

Используя эти данные, мы можем определить объем газа, содержащегося в гидрате метана. Исходя из плотности, масса 1 м<sup>3</sup> гидрата 913 кг. Если перевести это на родинки вы получите 913/17,74=51,45 кмоль гидрата, из которых 7,257 кмоль приходится на метан. Для расчета объема газа в процессе расширения к стандартным условиям, использовать уравнение состояния идеального газа:

$$V = \frac{n \cdot R \cdot N}{P} = \frac{7,257 \cdot 8,314 \cdot (20 + 273)}{101,325} = 179,5 \text{ м}^3 \quad (4)$$

Таким образом, в 1 м<sup>3</sup> гидрата содержится около 180 м<sup>3</sup> газообразного метана. Для сравнения, в 1 м<sup>3</sup> жидкого метана (при его температуре кипения 111,7 К или – 161,5 °С) заключено 26,33 кмоль газообразного метана, что соответствует 633 м<sup>3</sup> газа в стандартных условиях. Или, как другой пример, в 1 м<sup>3</sup> сжатого метана при 7 МПа и 300 К (27 °С) содержится 3,15 кмоль, или 75,7 м<sup>3</sup> газообразного метана.

Если посмотреть с другой стороны, для хранения газообразного метана объемом 25000 м<sup>3</sup> потребуется около 150 м<sup>3</sup> гидрата. Это сравнимо с объемом 40 м<sup>3</sup> сжиженного метана, или 335 м<sup>3</sup> сжатого метана [18, с.15].

#### 1.1.4. Добыча газогидратов

Главной проблемой является непосредственно добыча гидратов. В гидраты осаждаются в твердом виде, который вызывает трудности. Газовые гидраты образуются при определенных температурах и давлении, когда нарушение одной из условий он разлагается на газ и воду, в соответствии с этим были разработаны следующие технологии для восстановления гидратов.



- Разгерметизация:

Выводя газогидрат из фазового равновесия, она будет разлагаться на газ и воду. Эта технология известна своей тривиальностью и экономической целесообразности, к тому же на ее плечах лежит успех первого японского производства 2013 [38, с.101]. Кроме того, технология является очень эффективной, потому что при добычи метана на месторождении Маллик в течение 5,5 дней было произведено 13 000 кубометров газа, что во много раз превышает добычу на данном месторождении методом нагрева — 470 куб. м газа в течение 5 дней

- Нагревание:

Снова нужно разложить гидрата на газ и воду, но путем подведения тепла. Подвод тепла может осуществляться различными способами: впрыском охлаждающей жидкости, циркуляция горячей воды, тепловой энергии, электрической энергии, нагрев паром [28, с.77]. Есть технология, изобретенная учеными из Университета Дортмунда. Проект предполагает прокладку трубопровода до месторождения газовых гидратов на морском дне. Его особенность в том, что трубы имеют двойную стенку. Внутренняя труба в шахту подается морская вода, нагретая до 30–40 °С, температуры фазового перехода, и пузырьки газообразного метана вместе с подъемом воды на внешней трубе вверх. Там метан отделяется от воды идет в бак или в трубопровод, а теплая вода возвращается вниз, к залежам газогидратов. Однако, этот метод добычи требует больших затрат, постоянного увеличения объема ввода тепла. Гидрат разлагается более медленно [25, с.22].

- Введение ингибитора:

Также для разложения гидрата использовать ингибитор запись. В Институте Физики и Технологии университета Бергена в качестве ингибитора является углекислый газ. При помощи этой технологии можно производить без прямого извлечения метана из гидратов себя, с переработанного углекислого газа, который

вызывает парниковый эффект [6, с.3]. Этот метод уже опробован японской Национальной корпорации по нефти и газу при поддержке Департамента энергетики США [40, с.1156]. Но эта технология сопряжена с экологическими рисками, требует высоких затрат. Таким образом, реакция протекает медленно.

#### 1.1.5. Технологии перевозки и хранения газогидрата.

Потребителями природного газа являются предприятия химической и металлургической промышленности, обрабатывающей промышленности, коммерческом и бытовом секторе, в энергетике и т. д. Доставка природного газа прямым потребителям осуществляется по трубопроводу и является основным методом. Также есть и другие способы перевозок, в частности газовозов или железнодорожные цистерны. Но есть и другой способ, который предусматривает транспортировку газа в твердом состоянии, а именно передача газ в газообразном состоянии гидрата. Гидраты могут долго храниться при низких давлениях и температурах ниже 273 К [37, с.68]. Потери газа существенно замедлился из-за влияния самосохранения или при помощи принудительной консервации ледяной коркой.

Известен способ воздействия высокой амплитуды пульсаций давления в насыщенных пузырьками метана в воде [13, с.45]. Предлагаемый способ позволяет обойти объемно-диффузионного роста гидрата, что позволяет выиграть в скорости интенсификации процесса гидратообразования по сравнению с аналогами.

Появились технологические предложения по хранению и транспортировке природного газа в гидратном состоянии в 40-х годах 20-го века. Свойство газовых гидратов при относительно небольших давлениях концентрировать значительные объемы газа привлекает внимание специалистов в течение длительного времени. Предварительные экономические расчеты показали, что наиболее эффективным морской транспортировки газа в гидратном состоянии, причем дополнительный экономический эффект может быть достигнут при одновременной реализации

потребителям транспортируемого газа и чистой воды, остающейся после разложения гидрата (при образовании газогидратов вода очищается от примесей). В настоящее время рассматриваются концепции морского транспорта природного газа в гидратированном состоянии при равновесных условиях, особенно при планировании глубоководных газовых (включая гидрат) месторождений, удаленных от потребителя.

Однако в последние годы все большее внимание уделяется транспорту гидратов в неравновесных условиях (при атмосферном давлении)[37, с.32]. Еще одним преимуществом использования газогидратных технологий является возможность организации хранения газовых гидратов газа в равновесных условиях (под давлением) вблизи крупных потребителей газа. Это связано со способностью гидратов концентрации газа при относительно низком давлении. Например, при температуре 4°C и давлении 40 атм., концентрация метана в гидрат соответствует давлению 15 — 16 МПа (150-160 атм).

Строительство таких хранилищ не является сложным: контейнер с гидратами находится в котловане или ангаре, и подключен к газовой трубе. Весной и летом, магазин будет заполнен газом, который образует гидраты осенью и зимой — отдает газ при разложении гидратов с использованием низкопотенциальных источников тепла. Строительство таких хранилищ вблизи теплоэлектростанций может существенно сгладить сезонную неравномерность в производстве газа и представляют собой реальную альтернативу строительству СПГ в некоторых случаях [29, с.252].

В настоящее время транспортировка газа для потребителей в основном осуществляется через трубопроводы. Газ течет по трубам под давлением 7,5 МПа [36, с.256]. Транспортировка газа на большие расстояния приводит к падению давления. Чтобы избежать этого, каждые 120-160 км устанавливают компрессорные станции. Сжиженный газ может храниться в танкерах. Танкер -это специализированный корабль, который имеет теплоизолированную емкость. Вместимость современных танкеров от 150 до 250 кубических метров.

Преимущество метода танкер транспортировки газа заключается в том, что во время транспортировки и хранения сжиженного природного газа безопаснее, чем сжатый. Сжиженный газ можно перевозить на железнодорожном транспорте. Есть технологические предложения по хранению и транспортировке природного газа в газогидратном состоянии [12]. Этот метод привлекает внимание специалистов в течение довольно длительного времени за счет свойств газовых гидратов при относительно высоких давлениях концентрировать значительные объемы газа. При отсутствии трубопровода перспективным способом транспортировки газа является переводом его в гидрат газа (твердого) состояния при атмосферном давлении и низких температурах (-10 ... -20 °C) [20, с.112]. Газотранспортная технология увлажнения и хранения природного газа является наиболее экономически выгодным для небольших газовых месторождений и шельфовых месторождений природного газа. Оценки экспертов показывают, что около 80 % всех мировых запасов природного газа находится в средних и малых месторождений, а около половины в прибрежном шельфе. Другое важное применение газогидратных технологий является возможность хранения газа, где газовые гидраты будет находиться в равновесии вблизи крупных потребителей газа. В работах [18, с.29;19, с.98] описаны свойства газовых гидратов, основные условия и закономерности их образования, типы их кристаллизация и механизмы формирования. Большое внимание уделено физико-химическим методам исследования как искусственно созданные и природных газовых гидратов. Температура в состоянии термодинамического равновесия гидрата метана при атмосферном давлении составляет минус 80 °C. Но в 1992 году было впервые обнаружено, что гидрат метана может образовываться метастабильные состояния самосохранения при атмосферном давлении в диапазоне температур от минус 5 до минус 25 °C, наблюдаемые в природе и полученных экспериментально.

Выбор техники для транспортировки природного газа зависит от многих факторов, таких как масштаб (объем, размер) газовых месторождений, а также расстояние до рынка. Информация об инвестициях в зависимости от расстояния

перевозки представлена на рис. 1.3. Показаны средние капитальные затраты на образование природного газа в газовый гидрат и его сжижения, включая необходимые инвестиции для строительства заводов по сжижению и регазификации, построенных в зависимости от пройденного расстояния [20, с.201]. Линия трубы представляет собой стоимость капитала типичного газопровода, транспортирующего природный газ. На расстоянии более 1000 км капитальные затраты на производство выше, чем для транспортировки и передачи газа в виде газогидратов (гг). Сжиженный природный газ (СПГ) становится более выгодным при транспортировке по трубопроводу на расстояние более 1800 км. На расстоянии свыше 2000 км, этот вид транспорта дешевле, чем транспортировка по трубе и через 6000 км с помощью этого метода она становится более выгодным для транспортировки природного газа, чем разжижать ее.

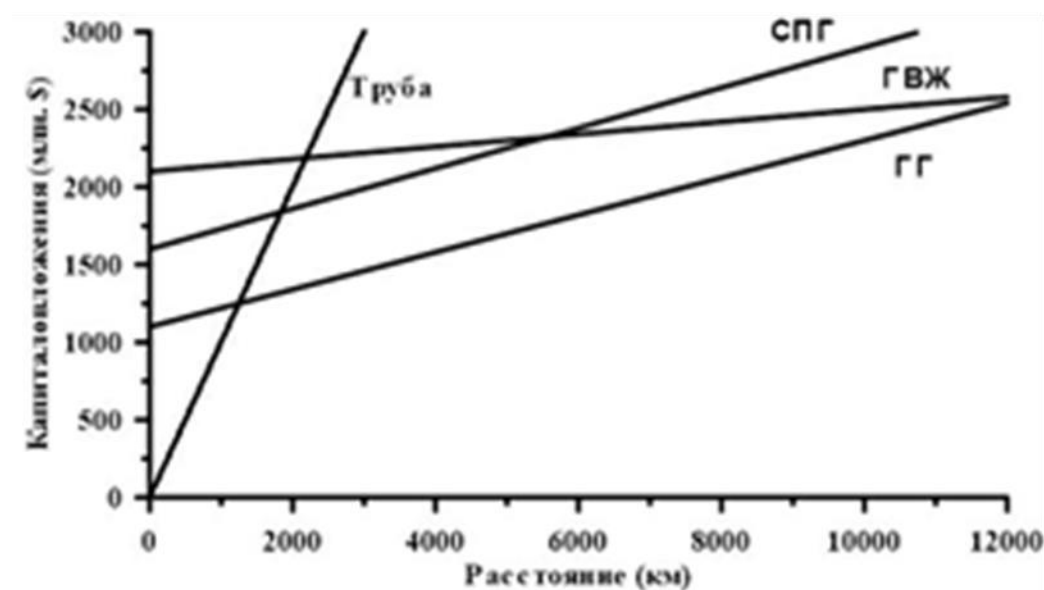


Рисунок 1.3 – Зависимость капиталовложения от расстояния транспортировки.

Трубопроводы довольно часто используются для транспортировки природного газа. Объем транспортируемого газа (млн. куб. м в год) влияет на потенциал конкретного трубопровода. Кроме того, с увеличением расстояния рентабельность использования трубопровода уменьшается.

Представлена схема зависимости объема транспортируемого газа от расстояния, при помощи которой можно выявить необходимую технологию транспортировки

для различных условий. Схема показывает, что СПГ подходит для больших объемов и больших расстояний. ГВЖ подходит для небольших объемов транспортировки на большие расстояния. Перевозка натурального газа ГГ методом считается рентабельной для небольших объемов на небольшие расстояния.

В 2006 г. японской компанией Mitsui Engineering & Shipbuilding (MES) и компанией Chugoku Electric Power (CEP) был запущен проект по наземной транспортировке гидрата природного газа. Демонстрационный завод по производству газогидратных гранул (NGH) мощностью 5 тонн в день был построен на территории терминала по приему сжиженного природного газа в городе Янаи (рис.1.5), где выпаренный природный газ использовался в качестве сырья для производства NGH гранул [38, с.88] Произведенные гранулы размером примерно 20 мм в диаметре транспортировались с помощью специально созданных автомобилей контейнерного типа. Благодаря своему уникальному свойству метастабильности при атмосферном давлении и температуре около 253К гранулы находились в твердом состоянии (рис. 1.4). В дальнейшем NGH гранулы доставлялись на станцию регазификации потребителей.



Рисунок 1.4 – Гранулы NGH

Компании MES и CEP удалось проработать всю цепочку наземной транспортировки NGH гранул, включая производство, транспортировку,

хранение и регазификацию вне зависимости от технической целесообразности при таких масштабах. Посредством реализации данного проекта компания MES приобрела важные данные для проектирования технологического процесса. И в настоящее время завершает процесс строительства очередного завода мощностью 100 тонн NGH гранул в сутки с использованием самых современных технологий и данных, которые были получены в результате реализации демонстрационного проекта [39, с.138].



Рисунок 1.5 – Станция регазификации потребителя.

Таким образом, транспортировка гранулированного гидрата уже широко применяется в Японии для доставки метана, как мелким, так и крупным потребителям. В России же транспортировка газа в газогидратном состоянии пока не используется. Это связано с рядом причин. Однако в России также ведутся разработки по интенсификации процесса искусственного газогидратообразования с применением ударно-волнового воздействия и с применением вихревой трубки Ранка-Хилша [33, с.73].

#### 1.1.6. Получение газовых гидратов.

Существует множество методов для интенсификации процесса гидратообразования: интенсивное перемешивание воды, насыщенной растворенным газом; мелкодисперсного распыления струи воды, насыщенной газом в атмосфере газа; вибрационное и ультразвуковое воздействие на

двухфазной системы и т. д. Основным недостатком предложенных методов является низкая скорость образования газогидратов и, как следствие, низкая производительность систем, основанных на этих методах. Также газогидраты различных газов образуются при разных термобарических условиях (рис.1.6) Производство газогидратов может быть налажено на нефтяных промыслах из нефтяного попутного газа [35]. В основу заявленного изобретения положена задача создания эффективного способа утилизации больших объемов попутного нефтяного газа путем перевода его в газогидратное состояние в водонефтяной эмульсии при одновременном процессе разделения ее на водную и нефтяную фазы. Эта задача решается за счет обнаруженного эффекта вытеснения воды в газогидратном состоянии на поверхность водонефтяной эмульсии и на боковые стенки реактора в присутствии газа при определенном термобарическом режиме.

В институте теплофизики СО РАН искусственным получением газогидратов ударно-волновым способом занимаются с 2000 года. В 2003 г. был предложен метод получения газогидратов [11, с.101]. Суть изобретения заключается в следующем. В реакционный сосуд, заполненный водой, находящийся под статическим давлением и при температуре ниже равновесной температуры образования гидрата, подают сжатый и охлажденный газ. Давление газа немного превышает давление в реакционном сосуде, а температура газа равна температуре воды в сосуде. Газ смешивается с водой. В газожидкостной среде создают ударные волны давления с амплитудой до сотен атмосфер. Ударные волны могут быть созданы электромагнитными импульсными излучателями, пневмоударниками или другими устройствами. При распространении ударной волны по газожидкостной среде, вследствие ее слабой диссипации, происходит увеличение давления и дробление газовой фазы во всем реакционном сосуде и, следовательно, увеличение степени метастабильности среды и количества центров зародышеобразования газогидрата, уменьшение размера газовых включений, увеличение межфазной поверхности, увеличение относительной скорости газовых включений в жидкости, турбулизация движения жидкости. Все



эти явления приводят к ускорению массообменного процесса на межфазной границе и, следовательно, к интенсификации процесса гидратообразования. Оптимальная температура воды для создания гидратов – 0 градусов по Цельсию, а давление составляет 40 бар, т. е. давление должно быть сдвинуто в метастабильной области от термодинамического равновесия давления (26 бар) существования гидрата метана при температуре 0 °С. Однако предлагаемый метод имеет свои ограничения на скорость образования газовых гидратов, связанные с ограничением скорости отвода тепла гидратообразования. В 2009 году он был предложен другой метод [13, с.45]. В этом случае действовало это ограничение дополнительного ввода в камеру высокого давления жидкого метана. Из-за высокой скорости поступления струи жидкого метана, которые диспергированы мелкие капли и испарение компенсируется высоким значением конденсации (400 кДж/кг) даже больше теплота испарения метана при его испарении (573 кДж/кг). Соотношение расходов воды, газа и сжиженного газа были выбраны в соответствии с кинетикой процесса и стехиометрическими коэффициентами реакции, чтобы достичь высокой скорости и полноты прохождения реакции без дополнительного отвода или подвода тепла. В этом изобретении импульсов давления образуются за счет механических колебаний, что значительно усложняет и увеличивает стоимость установки для получения гидрата метана. Но в 2011 году был предложен новый метод получения газогидратов, где не требуются никаких дополнительных внешних источников импульсного давления. Здесь генерируются мощные импульсы давления пульсации (колебания) газовых и паровых пузырьков, которые разрушают даже сталь. Для инициирования пульсаций пузырьков необходимо инициировать значительную начальную скорость, например, микровзрыва. Для этих целей как раз подходит капли жидкого метана [15, с.180]. Последующий нагрев приводит к взрывному кипению жидкого метана и разрушению границы газовой полости. Явления взрывного вскипания были подтверждены экспериментальными измерениями [21]. Непрерывность процесса образования гидратов может регулироваться давлением в аппарате при наличии газовой подушки в верхней

части над слоем воды. Удешевлению аппарата также достигается за счет сильного импульсного воздействия взрыва жидкого метана и развития межфазной турбулентности. Проблема отвода всплывающих гидрат легко решается за счет непрерывного вывода из газового гидрата от верхнего уровня жидкости с последующей сепарацией постоянно подводящей воду и увлекая массы гидрата. Конкретных параметров на оптимальные значения размеров капель жидкого метана, время задержки взрывного вскипания и других тепловых и гидродинамических параметров рассчитываются теоретически и экспериментально и вполне решаемая задача.

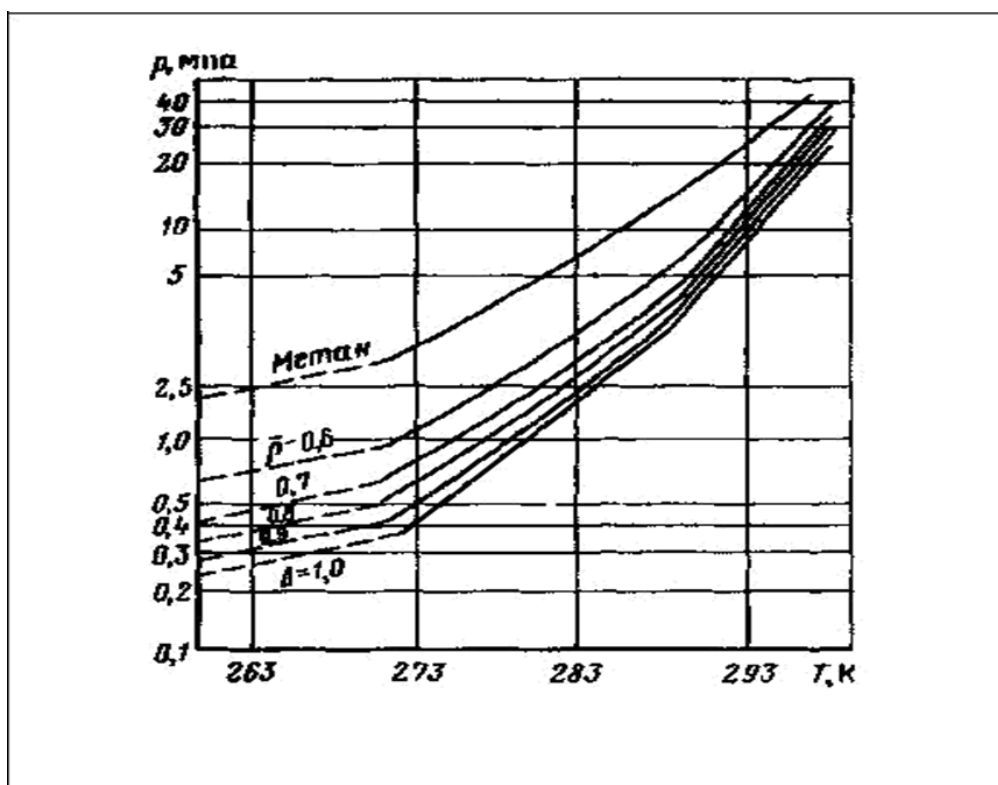


Рисунок 1.6 – Зависимости для определения равновесных условий начала образования гидратов для природных газов разной относительной плотности.

## 1.2. Диссоциатор.

Разработано устройство для питания энергетических установок газогидратным топливом – диссоциатор (рис.1.7). В диссоциаторе газогидраты хранятся при давлении 2,7 МПа и температуре 0 °С. Диссоциатор это двухуровневый контейнер, разделенный ситом, на котором лежат газогидратные гранулы. При запуске энергетической установки в диссоциаторе происходит процесс разложения газогидрата на газ и воду за счет подогрева выхлопными газами, которые проходят через теплообменный аппарат. При выключении энергетической установки в теплообменный аппарат подается холодный теплоноситель, для прекращения диссоциации газогидратного топлива.

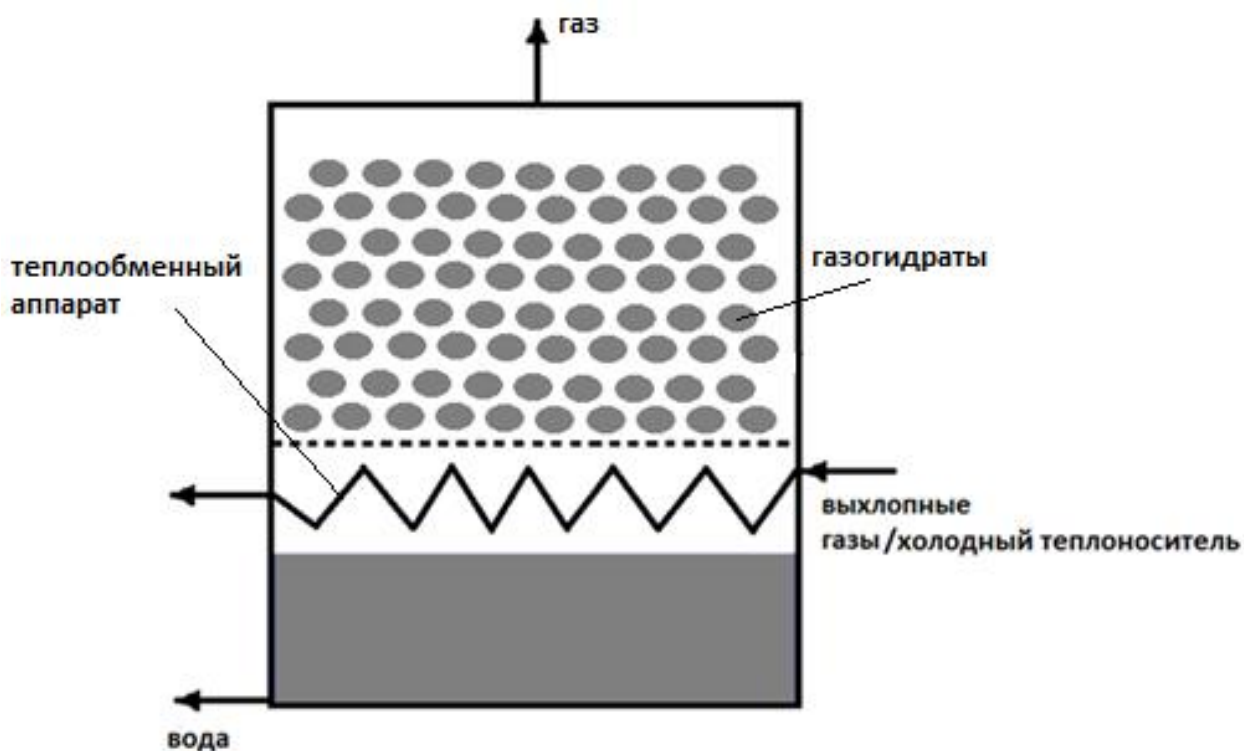


Рисунок 1.7 – Схема диссоциатора.

## 1.3. Двигатели внутреннего сгорания с впрыском воды.

Было много предпринятых попыток повысить эффективность двигателей внутреннего сгорания. Одним из способов улучшения является использование процесса испарения от воды. Особенно активно двигатели с впрыском воды применялись всеми воюющими сторонами во время Второй Мировой войны,

когда цена на нефть была очень высокой. Но потом, такие двигатели вышли из употребления из-за своей технологической сложности и ненадежности. Любой двигатель внутреннего сгорания не просто впустую выбрасывает большую часть полученной тепловой энергии (70 - 80 %), но более того, он даже разрушается, если потеряет возможность, через систему охлаждения, отдавать воде свое тепло. Например, в газовых двигателях степень сжатия превышает бензина из-за более высокого октанового числа газа. Но увеличить октановое требование опережения зажигания на  $5^{\circ} \dots 7^{\circ}$ . Однако, раннее зажигание может привести к перегреву деталей двигателя. В практике эксплуатации газовых двигателей были случаи прогара днищ поршня и клапанов при слишком раннем зажигании и работе на сильно обедненных смесях [8]. Вода преобразует это тепло в механическую энергию. Вода, превращаясь во время кипения или испарения в пар, при обычном атмосферном давлении увеличивается в своем объеме в 1700 раз. Давление образовавшегося пара помогает работе газа в движении поршней или турбины тепловых двигателей и давать существенное приращение мощности, максимального крутящего момента и коэффициента полезного действия (КПД) этих моторов [4]. Существует три основных варианта использования впрыска воды на ДВС:

1. От контакта воды с горячими выхлопными газами происходит процесс испарения воды, после чего пар вращает небольшую турбину, которая помогает основному двигателю. На использование этой технологии для своих автомобилей в ноябре 2005 года, заявила компания BMW.

2. На многих спортивных автомобилях, использующих турбонаддув, вода распыляется в сжатом компрессором воздухе для охлаждения этого воздуха, который затем поступает в цилиндры, где и образуется пар. Следует отметить, что любой газ (это относится и к воздуху и к пару) при понижении своей температуры на один градус, при атмосферном давлении, уменьшается примерно на  $1/270$  своего объема и, наоборот, при сжатии, особенно резкое, температура газа возрастает. В этом легко убедиться, накачивая камеру колеса велосипеда ручным насосом, который значительно нагревается. В результате в цилиндры двигателя с

меньшими затратами энергии, может получать больше сжатого воздуха, этот воздух охлаждается распылением в нем (не подогретой) воды, которая имеет очень высокую теплоемкость. Это распыление осуществляется либо до прохождения сжатого воздуха через интеркулер (дополнительный охлаждающий радиатор), либо после него, но, в любом случае, даже самые маленькие горячие капельки воды должны превращаться в пар внутри цилиндра, иначе польза от этого пара становится минимальной. Кроме того, нарушение стехиометрического (оптимального) соотношения топлива и воздуха, в том числе водяной пар, может привести к остановке работы двигателя.

3. Специально подогретая вода впрыскивается (распыляется) непосредственно в цилиндр впрыска. От контакта с горящим топливом, подогрев поршнем и цилиндром, вода вскипает, и расширяющийся пар помогает рабочим газам приведения поршня в движение. Здесь впрыск воды эффективно заменяет турбонаддув. В данном случае, не приведет к нарушению стехиометрического соотношения топлива и высокой степени сжатия воздушного компрессора, чье очень высокое давление затрудняет процесс искрообразования [23, с.12]. Впрыск пара в цилиндре значительно безопаснее, чем сжатый воздух, содержащий 80% азота, из которого, при высокой температуре (и давлении) являются вредными для природы его химические соединения с избытком кислорода. Кроме того, лишний кислород в сильно сжатом воздухе приводит к нежелательному разрушению цилиндров, поршней, поршневых колец, клапанов и окислению электрических контактов свечей. Некоторые автомобилисты утверждают, что даже после многих лет эксплуатации ДВС с впрыском воды, внутренние части цилиндров выглядят как новые. Более эффективное непосредственное охлаждение (и смазывание) водой горячей и интенсивно трущихся поверхностей цилиндра продлевает жизнь мотора. Помимо прибавки мощности и экономии топлива на 15 – 20 %, и значительно улучшить охлаждение двигателя, так как здесь цилиндры охлаждаются водой не столько снаружи, сколько изнутри. К сожалению, по причине очень сложной настройки, недостаточной ее надежности и сравнительной дороговизны, моторы с впрыском (инъекцией) воды

распространение получили только в авиации, автоспорте и самодельных транспортных средствах (в последнем случае не всегда оправдывают себя). Но достижения современной науки и техники, особенно электроники, позволяют надеяться на повышение эффективности работы двигателей с впрыском воды. То, что электроника должна регулировать точное дозирование инъекции в цилиндры воды, и ее предварительный подогрев от внешних стенок цилиндра (водяной рубашкой) и выпускную трубу, каталитического нейтрализатора и сажевого фильтра. Перед впрыском вода должна быть максимально подогретой до точки кипения, которая в сжатой газовой среде неизбежно повышается. Предварительный подогрев воды необходим для улучшения процесса парообразования, чем больше воды вскипит в цилиндрах работающих ДВС, тем больше экономится топлива и меньше выбросов, губительных для окружающей среды [26, с.18]. При избыточном нагреве цилиндра микропроцессор может увеличить подачу в него воды, при этом, снизить подачу топлива ровно настолько, чтобы от этой замены при существующей нагрузке ощутимо не изменилась скорость вращения маховика двигателя, установленная водителем на данный момент. В идеале (при хорошей регулировке), двигателю с впрыском воды уже не нужен громоздкий радиатор, ухудшающий аэродинамическое сопротивление быстро движущегося автомобиля, а также вентилятор, дополнительно обдувающий двигатель снаружи. В этом случае водяной насос, помимо своей надёжности должен, независимо от режима работы ДВС, быстро и точно изменять свою производительность и давление подаваемой им воды.

В системе подачи топлива в двигатель должно быть предусмотрено управление процессом разложения газогидрата на газ и воду. Этот процесс происходит за счет нагрева газогидрата выше равновесной температуры. Выделяющийся при этом газ подается в топливную систему двигателя, а часть чистой выделившейся воды после прогрева до состояния пара впрыскивается в двигатель. В качестве теплового источника можно использовать выхлопные газы.

#### 1.4. Газопаротурбинные установки

Наибольший эффект по повышению КПД и мощности ГТУ дает первый шаг приближения к изотермо-адиабатическому сжатию - конструкция с компрессором низкого давления (КНД), промежуточным воздухоохладителем (ПО) и компрессором высокого давления (КВД), степень сжатия воздуха в котором больше степени сжатия в КНД в 2,6-2,8 раза [31, с.120; 32, с.90]. Такие установки были предложены, а затем подробно исследованы в России, однако производство и экспорт таких установок налажены в США фирмой General Electric, например, LMS 100 [9]. Дальнейшим развитием этого научно-технического направления, по нашему мнению, может стать выполнение НИОКР и производство в России газотурбинных установок с промощением на органическом и, в частности, газогидратном топливе. Для современных газотурбинных двигателей (ГТД), входящих в состав газотурбинных установок (ГТУ) с различными системами охлаждения, характерен высокий уровень температуры уходящих газов (550÷600 °С). Теплота уходящих газов ГТД (их тепловая утилизация) может служить источником выработки дополнительной мощности – электрической, тепловой или механической.

В газопаротурбинных установках (ГПТУ) в воздушный или газовый тракт энергетической газотурбинной установки (ГТУ) подаются продукты сгорания топлива и водяной пар, которые в виде парогазовой смеси расширяются в газовой турбине. В ГТУ около 60% вырабатываемой мощности идет на работу компрессоров [3, с.205]. В ГПТУ с впрыском пара увеличение удельной полезной работы установки кроме обычного повышения температуры газа и оптимизации степени сжатия в цикле обеспечивается снижением затрат работы на сжатие в компрессорах. Это сокращение можно осуществить либо охлаждением воздуха в тракте компрессора, либо вводом в расширительную часть тракта ГТУ дополнительного рабочего тела — воды или водяного пара. Такое техническое решение превращает энергетическую ГТУ в ГПТУ, в которой дополнительное

пароводяное рабочее тело сжимается в жидкой фазе при относительно малой работе сжатия, что повышает экономичность установки.

Цикл работы ГТУ, в которых происходит смешивание двух рабочих тел (продуктов сгорания и водяного пара), на Западе получил название STIG (Steam Injection Gas). Под энергетическим впрыском понимают подачу в камеру сгорания ГТУ большого количества пара – от 5 до 15 % от расхода воздуха через газоздушный тракт двигателя, что обеспечивает рост к.п.д. на 25 - 60 % и мощности установки на 50 - 90 %. По технологии "STIG" пар впрыскивается в камеру сгорания непосредственно через форсунки и (или) подмешивается к вторичному воздуху. Поскольку пар вводится в зону активного горения топлива, резко снижается выделение оксидов азота  $\text{NO}_x$ . Кроме того, пар может вводиться и в турбину высокого давления, что снижает термическую нагрузку на проточную часть турбины. Газопаровая установка с впрыском пара в камеру сгорания (по схеме STIG), является альтернативной обычной ПГУ, имеющей пароводяной контур. Она проще по устройству и имеет отличие в том, что в ее комплект не входят конденсационная паровая турбина с конденсатором и соответствующая система охлаждения.

Состав оборудования газопаротурбинных установок проще, а удельные капиталовложения меньше, чем у парогазовых установок. По своей технологической схеме газотурбинная установка с впрыском пара является наиболее простой из всех установок комбинированного цикла.

Газопаротурбинные установки находят широкое применение как высокоэффективные источники тепловой и электрической энергии во многих странах мира. Такие установки, выполненные на основе уже готовых ГТУ, отличаются достаточной надежностью, относительной простотой и экологичностью.



Выгоды от использования газопаротурбинной установки подразделяются на четыре группы, которые тесно связаны друг с другом: экономия энергии, надежность, использование тепла, устойчивость.

Экономия топлива, электрической и тепловой энергии во всех секторах экономики является важным фактором снижения инвестиционной нагрузки страны в энергетике, что ведет к экономии первичных энергоресурсов.

Впрыск водяного пара в проточной части позволяет увеличить термодинамический КПД и удельной мощности газовой турбины, а использование утилизационного теплообменника конденсационного типа, чтобы повысить общий коэффициент использования тепла топлива. В то время как стоимость единицы электроэнергии, произведенной с рекуперацией тепла в контакт газовой турбины определяется на основе стоимости вырабатываемой электроэнергии и экономии, связанных с рекуперацией тепла.

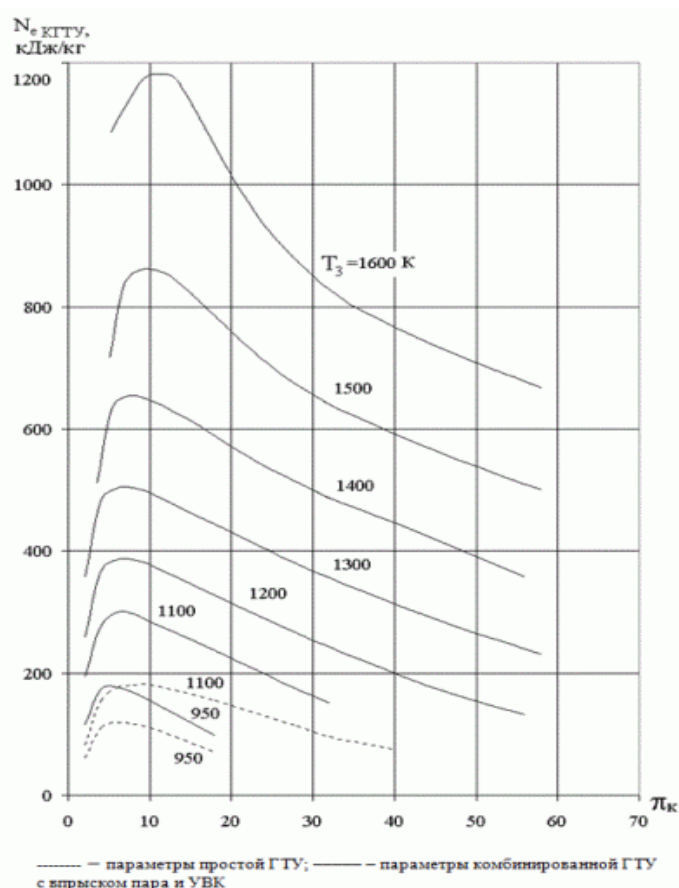


Рисунок 1.9. – Удельная мощность контактной комбинированной ГТУ как функция степени повышения давления и температуры газов перед турбиной.

На рис. 1.9. представлены обобщенные зависимости удельной электрической мощности комбинированной ГТУ с впрыском пара и двухступенчатой утилизацией тепла от суммарной степени сжатия компрессоров [27, с.27].

На основании проведенных исследований было установлено, что газотурбинные установки с впрыском пара и утилизационным теплообменником обладают повышенной эффективностью в сравнении с традиционными ГТУ, которая заключается в следующем:

- увеличении удельной мощности на 70–90% относительных;
- повышении эффективного КПД и снижении удельного расхода топлива на 50–67% относительных;
- получении дополнительной тепловой мощности в утилизационном водогрейном котле конденсационного типа и увеличении коэффициента использования тепла топлива до 90% и более.

Наряду с энергосбережением повышается производительность и экологические показатели когенерационных газотурбинных установок [26, с.39]. Использование этих технологий позволяет резко сократить загрязнение воздуха, в частности выбросы парниковых газов. В выхлопных газах газовой турбины содержатся ядовитые вещества, включая окись углерода, углеводороды  $C_xH_y$ , окислов азота  $NO_x$ . Впрыск пара в зону горения или на пути газов позволяет снизить содержание вредных компонентов в отработавших газах оксидов азота. Количество оксидов азота определяется в зависимости от особенностей конструкции и эксплуатационных факторов [24, с142]:

$$NO_x = \left( 3,7 \cdot 10^{12} \sqrt{O_2 N_2} e^{-\left( \frac{12900}{R T_\Phi} \right)} \right)_{\alpha=1} \cdot \left( \frac{1,37}{\alpha_1} - 0,34 \right) t_{пр} \cdot \left( \frac{1,6 P_{кc} \cdot 0,23}{0,6 P_{кc} + 0,77} \right) \cdot k_f, \quad (5)$$

где  $P_{кc}$  — давление в камере сгорания;  $O_2$ ,  $N_2$  — количество кислорода и азота в воздухе при  $a = 1,1$ ;  $T_\Phi$  — эффективная температура факела, °C;  $\alpha_1$  — коэффициент избытка воздуха в первичной зоне;  $t_{пр}$  — время пребывания продуктов сгорания в

топочном объеме камеры сгорания;  $k_f$  — коэффициент, учитывающий влияние качества смешения в фронтальной зоне.

Таким образом, при прочих равных условиях уровень эмиссии увеличивается при повышении температуры в зоне горения, увеличении времени протекания процесса горения и увеличении концентрации кислорода и азота. Поэтому одним из наиболее эффективных мероприятий является ввод в зону горения инертных веществ такие, как вода.

В общем анализе газопаротурбинных водоподготовки можно выделить следующие проблемы:

- дополнительные затраты на очистку воды;
- безвозвратные потери воды;
- экологические проблемы, возникающие в связи с появлением повышенных расходов стоков из системы водоподготовки.

В настоящей работе предлагается исследовать и создать в России газопаротурбинные установки с промежуточным охлаждением (ГПТУ ПО) и использовать в качестве топлива газогидраты природного или попутного нефтяного газа для установок 100 МВт.

Расход впрыскиваемого пара имеет значительное влияние на основные параметры комбинированных ГТУ. Для количественной оценки термодинамических параметров комбинированной ГТУ с впрыском пара и утилизационным котлом зависимости удельной электрической и тепловой мощности, КПД, коэффициента избытка воздуха и использованием тепла удельный расход топлива впрыскиваемого пара. Важным свойством ГПТУ с впрыска пара – устойчивый рост удельного тепла и электроэнергии за счет увеличения расхода пара. Даже при умеренном относительный расход пара от 0,15 до 0,16 %, удельная электрическая мощность составляет 0,6 МВт, на килограмм воздуха. В ГПТУ могут быть дополнительные факторы, влияющие на их эффективность, таких, как отложение солей в проточной части установки, коррозии и эрозии в различных сечениях тракта и рабочих лопаток аппарата. Эти

факторы при входе в паровой тракт высокого давления являются наиболее важными в определении не только требования к очистке воды, но в целом применимости контактных установок. Однако, если довольно глубокой деминерализации питательной воды решает эту проблему, но в данном случае, сложная очистка и снижение экономической эффективности закачки пара [32, с.83]. Разложение гидрата выделяется дистиллированная вода, которая не требует дополнительной очистки [34, с.15]. Схема предлагаемой ГПТУ с ПО приведена на рисунке.1.10. Часть отработанных газов газопаротурбинной установки из силовой турбины 8 идет в диссоциатор 9 для подогрева газогидратов и разложения их на газ и воду. Выделившаяся при разложении вода направляется в резервуаре для хранения воды 11, а выделившейся газ поступает в газгольдер 12. Выделившаяся вода насосом с электродвигателем 13 закачивается в воздухоохладитель, где нагревается, а газ из газгольдера 12 с помощью компрессора с электродвигателем 14 под давлением закачивается в камеру сгорания 5. В соответствии рекомендациями работы [31, с.113; 32, с.90] промежуточный воздухоохладитель 2 целесообразно выполнять в виде 2-х последовательно расположенных секций. В первой секции температура воздуха понижается от 443,6 К до 369,1 К, а во второй секции до 329,5 К. Используется замкнутый промежуточный водяной контр в первой секции. Во вторую секцию подводится вода из диссоциатора. Другая часть выхлопных газов идет в котел-пароперегреватель 4 для дополнительного подогрева воды после воздухоохладителя 2 до состояния перегретого пара. Большая часть пара (“энергетический пар”) поступает в турбину высокого давления 6, где часть пара охлаждает детали, а другая часть, смешиваясь с продуктами сгорания, приводит во вращение турбину высокого давления 6, турбину низкого давления 7 и силовую турбину 8. Силовая турбина 8 приводит в движение нагрузку 15, например, электрогенератор. Выхлопные газы проходят через конденсатор 10, для выделения из отработавших газов воды.

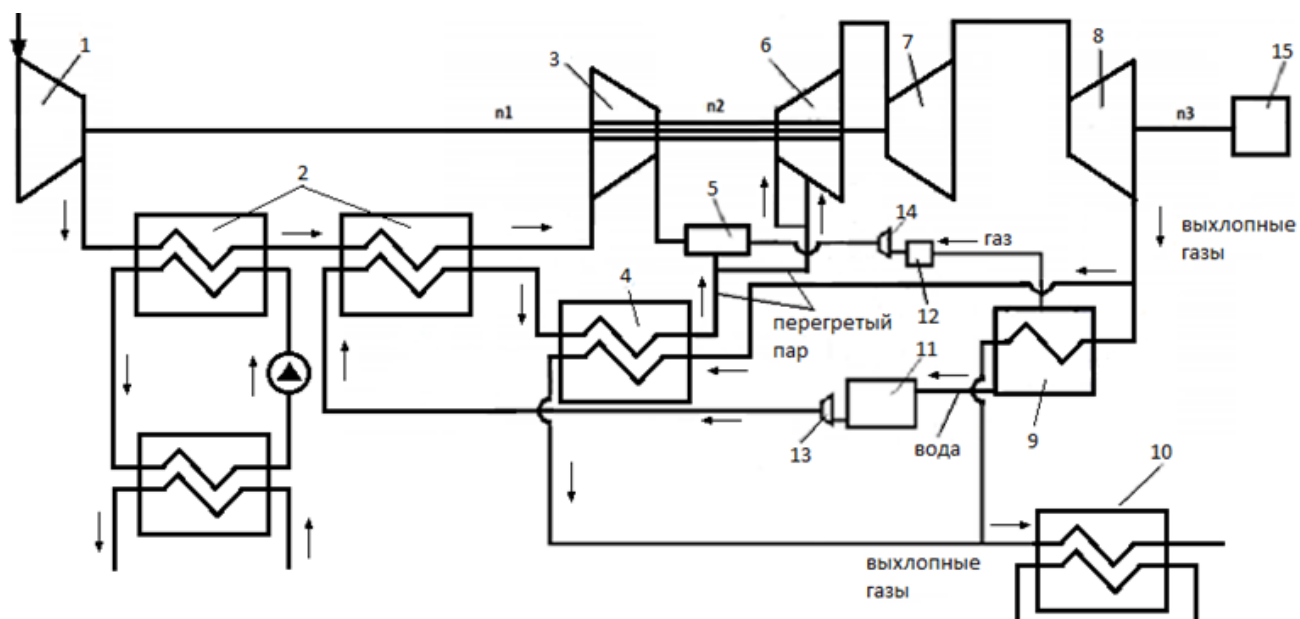


Рис.1.10 – Схема газопаротурбинной установки на газогидратном топливе.

В ГПТУ с промежуточным охлаждением (ПО) необходимо провести процесс разложения газогидратов в диссоциаторе 9 с получением топливного газа и воды. Этот процесс происходит за счет нагрева газогидрата выше равновесной температуры. Выделяющийся при этом газ поступает в газгольдер, затем дожимается компрессором и подается в топливную систему двигателя, а выделившаяся вода поступает в промежуточный воздухоохладитель, где нагревается за счет воздуха за КНД. Затем вода прогревается, испаряется и перегревается в котле-пароперегревателе и подается в турбину высокого давления. В качестве источника тепла для интенсификации разложения ГГ можно использовать продукты сгорания за силовой турбиной.

## Глава 2. Теплотехнические расчеты

### 2.1. Теплотехнический расчет ДВС на газогидратном топливе.

Расчет параметров нагревателя получен исходя из уравнения теплового баланса. Возможные начальные термобарические условия газогидратного топлива получены из кривых фазового равновесия системы, рассчитанные с помощью программы CSMHYD [22, с.113].

Исходные данные. Тип двигателя: газовый -V8; частота вращения коленчатого вала  $n=2200 \text{ мин}^{-1}$ ; эффективная мощность  $P_e=220 \text{ кВт}$ ; степень сжатия  $\varepsilon=12$ ; коэффициент избытка воздуха  $\alpha=1,1$ ; вид топлива – пропан, средний элементарный состав и молекулярная масса:  $C = 27,3\%$ ,  $H = 72,7\%$ ,  $\mu_T = 44 \text{ г/моль}$ ; низшая теплота сгорания топлива (пропан)  $Q_H=91270 \text{ кДж/кг}$ ; впрыск пара:  $m_{\text{пара}}=0,2m_{\text{топлива}}$ . Параметры окружающей среды и остаточных газов. Атмосферные условия:  $p_0 = 0,1 \text{ МПа}$  и  $T_0 = 293 \text{ К}$ ; условия при впуске после впрыска перегретого пара:  $p_k= 0,119 \text{ МПа}$  и  $T_k= 350,5 \text{ К}$ ; давление остаточных газов:  $p_r= 1,15 \cdot p_k = 1,15 \cdot 0,119=0,137 \text{ МПа}$ ; температура остаточных газов:  $T_r= 910\text{К}$ ; среднее давление механических потерь:  $p_{\text{м.п.}}=0,175 \text{ МПа}$ .

#### Параметры рабочего тела.

Определяем теоретически необходимое количество воздуха для сгорания 1 кг топлива

$$L'_0 = \frac{1}{0,21} \cdot \sum (n + \frac{m}{4} - \frac{r}{2}) C_n H_m O_r = \frac{1}{0,21} \cdot \sum (3 + \frac{8}{4} - \frac{0}{2}) = 23,81 \text{ кмоль}$$

Определяем количество свежего заряда:

$$M_1 = \alpha \cdot L_0 = 1,1 \cdot 23,81 = 26,19 \text{ кмоль.}$$

Определяем общее количество продуктов сгорания на 1 кмоль топлива:

Двуокиси углерода:

$$M_{\text{CO}_2} = \sum_n (C_n H_m O_r) = 3 \text{ кмоль}$$

Пара:

$$M_{\text{H}_2\text{O}} = 0,5 \cdot \sum_m (C_n H_m O_r) = 4 \text{ кмоль}$$

Азота:

$$M_{\text{N}_2} = 0,79 \cdot \alpha \cdot L'_0 = 0,79 \cdot 1,1 \cdot 23,81 = 20,69 \text{ кмоль}$$

Избыточного кислорода:

$$M_{\text{O}_2} = 0,21 \cdot (\alpha - 1) \cdot L'_0 = 0,21 \cdot (1,1 - 1) \cdot 23,81 = 0,5$$

Тогда количество молей продуктов сгорания:

$$M'_2 = M_{\text{CO}_2} + M_{\text{H}_2\text{O}} + M_{\text{N}_2} + M_{\text{O}_2} = 28,19 \text{ кмоль}$$

### **Параметры окружающей среды и остаточные газы.**

Принимаем атмосферные условия

$$p_k = p_o = 0,119 \text{ МПа и } T_k = T_o = 293 \text{ К.}$$

Определяем давление остаточных газов

$$p_r = 1,15 \cdot p_o = 1,15 \cdot 0,119 = 0,137 \text{ МПа.}$$

Принимаем температуру выхлопных газов  $T_r = 870 \text{ К.}$

### **Процесс впуска.**

Принимаем температуру подогрева свежего заряда на номинальном скоростном режиме

$$\Delta T = 20 \text{ град.}$$

Потери давления на впуске в двигатель:

$$\Delta p_a = 0,022 \text{ МПа}$$

Определяем давление в конце впуска

$$p_a = p_o - \Delta p_a = 0,119 - 0,022 = 0,097 \text{ МПа.}$$

Определяем коэффициент остаточных газов

$$\gamma_r = \frac{(T_k + \Delta T) \cdot p_r}{(\varepsilon \cdot p_a - p_r) \cdot T_r} = \frac{(293 + 20) \cdot 0,137}{(12 \cdot 0,097 - 0,137) \cdot 880} = 0,048$$

Определяем температуру в конце впуска

$$T_a = \frac{T_0 + \Delta T + \gamma_r \cdot T_r}{1 + \gamma_r} = \frac{293 + 20 + 0,048 \cdot 880}{1 + 0,048} = 339 \text{ К}$$

Определяем коэффициент наполнения

$$\eta_v = \frac{T_0 \cdot (\varepsilon \cdot p_a - p_r)}{(T_0 + \Delta T) \cdot (\varepsilon - 1) \cdot p_0} = \frac{293 \cdot (12 \cdot 0,097 - 0,137)}{(293 + 20) \cdot (12 - 1) \cdot 0,119} = 0,732$$

### **Процесс сжатия.**

Принимаем значение показателя политропы сжатия  $n_2 = 1,38$

Определяем давление в конце сжатия

$$p_c = p_a \cdot \varepsilon^{n_1} = 0,097 \cdot 12^{1,38} = 2,98 \text{ МПа.}$$

Определяем температуру в конце сжатия

$$T_c = T_a \cdot \varepsilon^{n_1 - 1} = 339 \cdot 12^{0,38} = 871 \text{ К.}$$

Определяем среднюю молярную теплоемкость заряда (воздуха) в конце сжатия  
(без учета влияния остаточных газов)



$$\mu_c = 20,16 + 1,74 \cdot 10^{-3} \cdot T_c = 20,16 + 1,74 \cdot 0,001 \cdot 871 = 21,68 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}$$

Определяем число молей остаточных газов

$$M_r = \alpha \cdot \gamma_r \cdot L'_o = 1,1 \cdot 0,048 \cdot 23,81 = 1,24 \text{ кмоль.}$$

Определяем число молей газов в конце сжатия до сгорания

$$M_c = M_1 + M_r = 26,19 + 1,24 = 27,43 \text{ кмоль.}$$

### Процесс сгорания.

Определяем среднюю молярную теплоемкость продуктов сгорания в двигателе при постоянном объеме, при избытке воздуха  $\alpha > 1$

$$\mu \cdot C_{vz} = \left(20,2 + \frac{0,92}{\alpha}\right) + \left(15,5 + \frac{13,8}{\alpha}\right) \cdot 10^{-4} \cdot T_z = 21,036 + 0,0028 \cdot T_z$$

Определяем расчетный коэффициент молекулярного изменения рабочей смеси

$$\beta \cdot \mu \cdot C_{vz} \cdot T_z = 22,4 \cdot \xi \cdot \frac{Q_n}{\alpha \cdot L_0 (1 + \gamma_r)} + \mu \cdot C_{vz} \cdot T_z$$

Принимаем коэффициент использования теплоты  $\xi = 0,82$

$$1,07 \cdot (21,036 + 0,0028 T_z) \cdot T_z = 22,4 \cdot 0,82 \cdot \frac{91270}{1,1 \cdot 23,81 \cdot (1 + 0,048)} + 21,68 \cdot 870$$

Решаем уравнение относительно  $T_z$  и находим температуру горения в камере сгорания  $T_z = 2625 \text{ К.}$

Определяем максимальное давление в конце процесса сгорания (теоретическое)

$$p_z = p_c \cdot \beta \cdot \frac{T_z}{T_c} = 2,98 \cdot 1,07 \cdot \frac{2625}{870} = 9,65 \text{ МПа.}$$

Определяем максимальное давление в конце процесса сгорания  
(действительное)

$$P_{za}=0,85 \cdot p_z = 0,85 \cdot 9,65 = 8,2 \text{ МПа.}$$

Определяем степень повышения давления

$$\lambda = \frac{p_z}{p_c} = \frac{9,65}{2,98} = 3,23$$

### **Процесс расширения.**

Принимаем значение показателя политропы расширения  $n_2=1,33$

тогда

$$p_B = \frac{p_z}{\varepsilon^{n_2}} = \frac{9,65}{12^{1,33}} = 0,354$$

Определяем температуру процесса расширения  $T_z$ , К.

$$T_B = \frac{T_r}{\varepsilon^{n_2-1}} = \frac{2625}{12^{0,38}} = 1156 \text{ К}$$

Проверяем правильность ранее принятого значения температуры выхлопных газов (погрешность  $\Delta$  не должна превышать 5% для всех скоростных режимов работы двигателя).

$$T_r = \frac{T_e}{\sqrt[3]{\frac{p_e}{p_r}}} = \frac{1156}{\sqrt[3]{\frac{0,354}{0,137}}} = 842 \text{ К}$$

$$\Delta = \frac{100 \cdot (880 - 842)}{880} = 4,32$$

## Индикаторные параметры рабочего цикла двигателя.

Определяем среднее индикаторное давление цикла для нескругленной индикаторной диаграммы

$$p'_i = \frac{p_c}{\varepsilon - 1} \cdot \frac{\lambda}{n_2 - 1} \cdot \left(1 - \frac{1}{\varepsilon \cdot n_2 - 1}\right) - \frac{1}{n_1 - 1} \cdot \left(1 - \frac{1}{\varepsilon \cdot n_1 - 1}\right) =$$
$$\frac{2,98}{12 - 1} \cdot \frac{3,23}{1,33 - 1} \cdot \left(1 - \frac{1}{2,98 \cdot 1,33 - 1}\right) - \frac{1}{1,38 - 1} \cdot \left(1 - \frac{1}{2,98 \cdot 1,38 - 1}\right) = 1,052 \text{ МПа}$$

Принимаем коэффициент полноты индикаторной диаграммы  $v = 0,95$

Определяем среднее индикаторное давление цикла для скругленной индикаторной диаграммы

$$p_i = p'_i \cdot v = 1,052 \cdot 0,95 = 1 \text{ МПа.}$$

Определяем индикаторный КПД

$$\eta_i = \frac{371,15 \cdot M'_1 \cdot T_k \cdot p_i}{Q_n \cdot p_k \cdot \eta_v} = \frac{371,15 \cdot 26,19 \cdot 293 \cdot 1}{91270 \cdot 0,119 \cdot 0,732} = 0,382$$

Определяем индикаторный удельный расход топлива

$$v_i = \frac{3,6}{Q'_n \cdot \eta_i} = \frac{3,6}{91,27 \cdot 0,382} = 0,103 \frac{\text{м}^3}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Определяем индикаторный удельный расход теплоты

$$g_i = v_i \cdot Q'_n = 0,103 \cdot 91,27 = 9,42 \frac{\text{МДж}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

## Эффективные показатели двигателя.

Принимаем среднее давление механических потерь  $p_{м.п.} = 0,175$  МПа.

Определяем среднее эффективное давление:

$$p_e = p_i - p_{м.п.} = 1 - 0,175 = 0,825 \text{ МПа.}$$

Определяем механический КПД

$$\eta_m = \frac{p_e}{p_i} = \frac{0,825}{1} = 0,825$$

Определяем эффективный КПД

$$\eta_e = \eta_i \cdot \eta_m = 0,382 \cdot 0,825 = 0,315$$

Определяем эффективный удельный расход топлива

$$g_e = \frac{3,6}{Q_n \cdot \eta_e} = \frac{3,6}{91,27 \cdot 0,315} = 0,125 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

## Параметры диссоциатора

Удельная теплота плавления газогидрата пропана

$$\Delta H = 129,2 \text{ кДж/моль} = 6640 \text{ кДж/кг}$$

Массовая доля газа пропана в газогидрате  $M_r = 30\%$

Расход газа

$$G_r = N_e \cdot g_e = 220 \cdot 0,125 = 27,53 \text{ кг/ч.}$$

Расход газогидрата в час

$$G_{\text{ГГ}} = \frac{G_z \cdot 100}{M_z} = \frac{27,53 \cdot 100}{30} = 91,76 \text{ кг/ч.}$$

Необходимая мощность для разложения газогидрата

$$N_{\text{необх. ГГ}} = \frac{\Delta H \cdot G_{z2}}{3600} = \frac{6640 \cdot 91,76}{3600} = 169,24 \text{ кВт}$$

Необходимая мощность для подогрева воды до  $\Delta T_{\text{в}} = 25$  град.

$$N_{\text{необх. вода}} = \frac{G_v \cdot C_{p(v)} \cdot \Delta T_v}{3600} = \frac{G_z \cdot 0,2 \cdot C_{p(v)} \cdot \Delta T_v}{3600} = \frac{27,53 \cdot 0,2 \cdot 4,18 \cdot 25}{3600} = 0,16 \text{ кВт}$$

Мощность диссоциатора

$$N_{\text{нагр1}} = \frac{g_i \cdot 1000 \cdot N_e}{3600} = \frac{9,42 \cdot 1000 \cdot 220}{3600} = 575,57 \text{ кВт}$$

Результаты расчета представлены в виде таблиц №5 и №6.

Таблица 2.1

Расчетные параметры рабочего тела

Наименование параметра	Без впрыска воды	С впрыском воды
Температура остаточных газов, $T_{\text{Г}}$ (К),	895	880
Масса свежего заряда, $M_1$ (кмоль)	26,19	26,19
Температура подогрева свежего заряда, $\Delta T$	20	20
Температура в конце впуска, $T_{\text{а}}$ (К)	345	339
Давление в конце сжатия, $p_{\text{с}}$ (МПа)	2,51	2,98
Температура в конце сжатия, $T_{\text{с}}$ (К)	877	870
Температура сгорания заряда, $T_{\text{з}}$ (К)	2625	2625
Максимальное давление в конце сгорания, $p_{\text{з}}$ (МПа)	8,11	9,65
Степень повышения, $\lambda$	3,231	3,234
Давления конца расширения, $p_{\text{в}}$ (МПа)	0,298	0,354
Температура конца расширения, $T_{\text{в}}$ (К)	1165	1135

## Эффективные показатели двигателя

Наименование показателей	Без впрыска пара	С впрыском пара
Среднее индикаторное давление цикла, $p_i$ (МПа)	0,84	1
Индикаторный КПД, $\eta_i$	0,358	0,382
Индикаторный удельный расход топлива, $v_i$ ( $\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ )	0,11	0,103
Индикаторный удельный расход теплоты, $g_i$ (МДж/кВт·ч)	10,06	9,42
Среднее эффективное давление, $p_e$ (МПа)	0,665	0,824
Механический КПД, $\eta_m$	0,792	0,824
Эффективный КПД, $\eta_e$	0,283	0,315

## 2.2. Теплотехнический расчет ГПТУ на газогидратном топливе

Термодинамический расчет элементов ГПТУ на газогидратном топливе основан на следующих базовых соотношениях [30, с.18]:

- первое начало термодинамики для открытых систем с источниками и стоками рабочего тела имеющими различную энтальпию с учетом подвода и отвода механической и тепловой мощности:

$$\sum_{j=1}^m i_j^* \cdot G_j - \sum_{i=1}^n i_i^* \cdot G_i = N_{ен} + Q_{ен}, \quad (6)$$

где  $i, j$  – номер подвода, отвода массы,  $i_j^*, i_i^*$  – полная удельная энтальпия подводимых и отводимых масс с расходами  $G$ , кг/с.,  $N_{ен}$  – подводимая (>0) или отводимая (<0) механическая мощность,  $Q_{ен}$  – подводимая (>0) или отводимая (<0) тепловая мощность [кВт]. Следует отметить, что соотношение (6) используется нами для расчета всех узлов установки (входное и выходное устройства, компрессора, камера сгорания, турбины, теплообменники аппараты), а также ГПТУ в целом.

## Уравнение реальных процессов в компрессорах и турбинах

$$T_2^* = T_1^* \cdot \pi_k^{\frac{k-1}{k} \cdot \eta_{kn}}; T_4^* = T_3^* \cdot \pi_m^{\frac{(1-k) \cdot \eta_{m}}{k}}, \quad (7)$$

где индекс 1 и 2 соответствуют параметрам при входе и выходе из компрессоров; 3 и 4- параметрам при входе и выходе из турбин;  $\pi_k^*$ ,  $\pi_m^*$  степени сжатия и расширения;  $\eta_{kn}$ ,  $\eta_{m}$  - политропические КПД компрессоров и турбин,  $k$ - показатель адиабаты, зависящий от температуры и состава рабочего тела [27].

Расход воздуха на охлаждение турбин зависит от температуры и типа системы охлаждения:

$$G_{охл} = G_{1200} + (G_{1800} - G_{1200}) \cdot (0,8\bar{x}^2 + 0,2\bar{x}), \quad (8)$$

где  $G_{1200}$ ,  $G_{1800}$  расходы охлаждающего рабочего тела (кг/с), зависящие от типа и параметров системы охлаждения при температурах газа перед турбиной высокого давления  $T_3^* = 1200$  и  $1800$  °С,  $\bar{x} = \frac{T - 1200}{600}$  - уравнение баланса мощности на валах

$$N_k = N_m \cdot \eta_{мех}, \quad (9)$$

где  $N_k$  - мощность компрессоров,  $N_m$  - мощность турбин,  $\eta_{мех}$  - механический КПД, учитывающий потери энергии в подшипниках.

Система уравнений (6)-(9) записывается для отдельных узлов и ГПТУ в целом и дополняется известными рекомендациями [27] о потерях в узлах и теплофизических параметрах.

Далее, в качестве примера приведены результаты расчета ГПТУ ПО со следующими исходными данными: температура воздуха  $T_a = 288,15$  К; атмосферное давление  $P_a = 0,101$  МПа; температура топливного газа  $T_T = 293$  К; температура за камерой сгорания  $T_3 = 1500$  К; расход воздуха через компрессора

$G_B=200$  кг/с; отношение степеней сжатия в КНД и КВД  $\pi_{к1}/\pi_{к2}=3/8$ ; коэффициент полного давления при входе  $\sigma_{вх}= 0,99$ ; политропный КПД компрессоров  $\eta_{пк} = 0,90$ ; коэффициент полноты сгорания  $h_{кc} =0,99$ ; коэффициент полного давления в КС  $\sigma_{кc}= 0,97$ ; политропный КПД турбин  $h_{пт}=0,91$ ; коэффициент полного давления при выходе  $\sigma_{вых} = 0,995$ ; скорость выхлопных газов при выходе из силовой турбины 160 м/с; низшая теплотворная способность топлива  $Q_H^p=50000$  кДж/кг; стехиометрический коэффициент  $L_0=16,7$ ; теплоемкость топлива  $C_{рт}=2,3$  кДж/кг\*К; удельная газовая постоянная для воздуха  $R=0,287$  кДж/кг\*К. Результаты расчетов ГТУ простейшего цикла, ГТУ ПО (с промежуточным охлаждением) и ГПТУ ПО представлены в таблице 1.

### Расчет параметров цикла газотурбинной установки.

#### 1) Входное устройство

$$P_1 = \sigma_{вх} * P_a = 0,99 * 101325 = 100312 \text{ Па,}$$

где  $\sigma_{вх}$  – коэффициент полного давления при входе,  $P_a$  – атмосферное давление.

$T_1 = T_a = 288$  – температура на выходе входного устройства равна атмосферной.

$$\Delta S = C_p \ln \frac{T_1}{T_a} - R \ln \frac{P_1}{P_a} = 1,0136 \cdot \ln \frac{288,15}{288,15} - 0,287 \ln \frac{0,100312}{0,101325} = 0,00287 \text{ кДж/К}$$

#### 2) Компрессор низкого давления

Коэффициент сжатия в КНД высчитывается из формулы

$$\pi_{к1} = \left(\frac{3}{8} \cdot \pi\right)^{0,5} = \left(\frac{3}{8} \cdot 40\right)^{0,5} = 3,873, \text{ где } \pi \text{ – суммарная степень сжатия компрессоров } (\pi= 40)$$

Давление в КНД

$$P_{21} = P_1 \cdot \pi_{к1} = 100312 \cdot 3,873 = 388506 \text{ Па.}$$

Первая итерация температуры за КНД:

$$T_{21} = T_1 \cdot \pi_{к1}^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{пк}}} = 288,15 \cdot 3,873^{\frac{1,4-1}{1,4 \cdot 0,9}} = 447,24 \text{ К.}$$



где  $\eta_{\text{ПК}} = 0,9$  – политропный КПД компрессора.

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_1 + T_{21}}{2} = \frac{288,15 + 447,24}{2} = 367,7 \text{ К.}$$

Параметр  $K_T$  теплоемкости выведен из приложения 1:

$$K_T = \frac{T_{\text{ср}} - 200}{600} = \frac{367,7 - 200}{600} = 0,279$$

Теплоемкость воздуха в КНД:

$$C_p = 1,006 + 0,032 \cdot K_T + 0,064 \cdot K_T^2 = 1,006 + 0,032 \cdot 0,279 + 0,064 \cdot 0,279^2 = 1,02 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

$$k = \frac{C_p}{C_p - R} = \frac{1,02}{1,02 - 0,287} = 1,389$$

Вторая итерация температуры за КНД:

$$T_{21} = T_1 \cdot \pi_{\text{К1}}^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{\text{ПК}}}} = 288,15 \cdot 3,873^{\frac{1,389-1}{1,389 \cdot 0,9}} = 443,61 \text{ К.}$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_1 + T_{21}}{2} = \frac{288,15 + 443,61}{2} = 365,88 \text{ К.}$$

$$K_T = \frac{T_{\text{ср}} - 200}{600} = \frac{365,88 - 200}{600} = 0,276$$

$$C_p = 1,006 + 0,032 \cdot K_T + 0,064 \cdot K_T^2 = 1,006 + 0,032 \cdot 0,276 + 0,064 \cdot 0,276^2 = 1,021 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

$$k = \frac{C_p}{C_p - R} = \frac{1,021}{1,021 - 0,287} = 1,39.$$

Третья итерация температуры за КНД:

$$T_{21} = T_1 \cdot \pi_{\text{К1}}^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{\text{ПК}}}} = 288,15 \cdot 3,873^{\frac{1,39-1}{1,39 \cdot 0,9}} = 443,64 \text{ К.}$$

Удельная работа КНД:

$$l_{\text{К1}} = C_p \cdot (T_{21} - T_1) = 1,021 \cdot (443,64 - 288,15) = 158,56 \text{ кДж/кг.}$$

Энтропия КНД:

$$\Delta S = C_p \ln \frac{T_{21}}{T_1} - R \ln \frac{P_{21}}{P_1} = 1,021 \cdot \ln \frac{443,64}{288,15} - 0,287 \ln \frac{388506}{100312} = 0,0528 \text{ кДж/К}$$

Мощность КНД:

$$N_{\text{КНД}} = I_{\text{КНД}} \cdot G_B = 158,56 \cdot 200 = 31713 \text{ кВт}$$

### 3) Воздухоохладитель

Температура в воздухоохладителе:

$$T_{21}' = T_{21} - \Delta T = 443,64 - 114 = 329,64 \text{ К},$$

где  $\Delta T$  - изменение температуры в воздухоохладителе

$$P_{21}' = P_{21} - \frac{P_{21}}{100} = 388506 - \frac{388506}{100} = 384621 \text{ Па.}$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{21} + T_{21}'}{2} = \frac{443,64 + 329,64}{2} = 386,64 \text{ К.}$$

$$K_T = \frac{T_{\text{ср}} - 200}{600} = \frac{386,64 - 200}{600} = 0,311$$

$$C_p = 1,006 + 0,032 \cdot K_T + 0,064 \cdot K_T^2 = 1,006 + 0,032 \cdot 0,311 + 0,064 \cdot 0,311^2 = 1,021 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

Энтропия ВО:

$$\Delta S = C_p \ln \frac{T_{21}'}{T_{21}} - R \ln \frac{P_{21}'}{P_{21}} = 1,021 \cdot \ln \frac{329,64}{443,64} - 0,287 \ln \frac{384621}{388506} = -0,301 \text{ кДж/К}$$

### 4) Компрессор высокого давления

Степень сжатия в КВД  $\pi_{\text{к2}}$  принимаем из зависимости  $\frac{\pi_{\text{к1}}}{\pi_{\text{к2}}} = \frac{3}{8} \Rightarrow \pi_{\text{к2}} = \frac{8}{3} \cdot \pi_{\text{к1}} =$

$$\frac{8}{3} \cdot 3,873 = 10,328$$

$$P_2 = P_{21}' \cdot \pi_{\text{к2}} = 384621 \cdot 10,328 = 3972345 \text{ Па.}$$

Первая итерация температуры за КВД:

$$T_2 = T_{21}' \cdot \pi_{\text{к2}}^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{\text{ПК}}}} = 329,64 \cdot 10,328^{\frac{1,39-1}{1,39 \cdot 0,9}} = 693,47 \text{ К.}$$

$$T_{cp} = \frac{T_{21}' + T_2}{2} = \frac{329,64 + 693,47}{2} = 511,48 \text{ К.}$$

$$K_T = \frac{T_{cp} - 200}{600} = \frac{511,48 - 200}{600} = 0,519$$

$$C_p = 1,006 + 0,032 \cdot K_T + 0,064 \cdot K_T^2 = 1,006 + 0,032 \cdot 0,519 + 0,064 \cdot 0,519^2 = 1,04 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

$$k = \frac{C_p}{C_p - R} = \frac{1,04}{1,04 - 0,287} = 1,379$$

Вторая итерация температуры за КВД:

$$T_2 = T_{21}' \cdot \pi_{\frac{k-1}{k2}}^{k \cdot \eta_{пк}} = 329,64 \cdot 10,328^{\frac{1,379-1}{1,379 \cdot 0,9}} = 683,56 \text{ К.}$$

$$T_{cp} = \frac{T_{21}' + T_2}{2} = \frac{329,64 + 683,56}{2} = 506,53 \text{ К.}$$

$$K_T = \frac{T_{cp} - 200}{600} = \frac{506,53 - 200}{600} = 0,511$$

$$C_p = 1,006 + 0,032 \cdot K_T + 0,064 \cdot K_T^2 = 1,006 + 0,032 \cdot 0,511 + 0,064 \cdot 0,511^2 = 1,04 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

$$k = \frac{C_p}{C_p - R} = \frac{1,04}{1,04 - 0,287} = 1,379$$

Третья итерация температуры за КВД:

$$T_2 = T_{21}' \cdot \pi_{\frac{k-1}{k2}}^{k \cdot \eta_{пк}} = 329,64 \cdot 10,328^{\frac{1,379-1}{1,379 \cdot 0,9}} = 683,56 \text{ К.}$$

Удельная работа КВД:

$$l_{квд} = C_p \cdot (T_2 - T_{21}') = 1,04 \cdot (683,56 - 329,64) = 368,3 \text{ кДж/кг.}$$

Энтропия КВД:

$$\Delta S = C_p \ln \frac{T_2}{T_{21}'} - R \ln \frac{P_2}{P_{21}'} = 1,04 \cdot \ln \frac{683,56}{329,64} - 0,287 \cdot \ln \frac{3972345}{384621} = 0,094 \text{ кДж/К.}$$

Мощность КВД:

$$N_{\text{квд}} = I_{\text{квд}} \cdot G_{\text{в}} = 368,3 \cdot 200 = 73660 \text{ кВт}$$

### 5) Камера сгорания

$$P_3 = \sigma_{\text{кс}} \cdot P_2 = 0,97 \cdot 3972345 = 3853175 \text{ Па,}$$

где  $\sigma_{\text{кс}}$  – коэффициент полного давления в КС.

Теплоемкость продуктов сгорания (приложение 2):

$$C_{\text{pm}} = 1,12 + 0,000129 \cdot (T_3 - 1000) =$$

$$1,12 + 0,000129 \cdot (1500 - 1000) = 1,18 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

$$C_{p3'} (\text{при } T_3, \alpha = 1) = 1,12 + 0,000129 \cdot (T_3 - 1000) =$$

$$1,12 + 0,000129 \cdot (1500 - 1000) = 1,089 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

$$C_{p2} (\text{при } T_2, \alpha = \infty) = 1,008 + 0,000913 \cdot (T_2 - 500) =$$

$$1,008 + 0,000913 \cdot (733,7 - 500) = 1,019 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

Использованы средние теплоемкости для воздуха

$$i_{\text{в3}} = C_{p3} \cdot T_3 = 1,089 \cdot 1500 = 1633,997 \text{ кДж/кг.}$$

$$i_{\text{в2}} = C_{p2} \cdot T_2 = 1,019 \cdot 683,56 = 697,2 \text{ кДж/кг.}$$

Теплоемкость чистых продуктов сгорания:

$$i_{\text{чпс3}} = C_{\text{рт}} \cdot T_3 = 1,18 \cdot 1500 = 1776,75 \text{ кДж/кг.}$$

Теплоемкость топлива:

$$i_{\text{т}} = C_{\text{pm}} \cdot T_{\text{т}} = 2,3 \cdot 293,15 = 674,245 \text{ кДж/кг.}$$

Удельный расход топлива

$$g_T = \frac{i_{e3} - i_{e2}}{Q_p \cdot \eta_{KC} - i_{чпс3} \cdot (L_0 + 1) + i_{e3} \cdot L_0 + i_T} = \frac{1633,997 - 697,2}{50000 \cdot 0,99 - 1776,75 \cdot (16,7 + 1) + 1633,997 \cdot 16,7 + 674,245} = 0,02036$$

где  $\eta_{KC} = 0,99$  – коэффициент полноты сгорания,  $L_0 = 16,7$  кг.возд./кг.топл. – стехиометрический коэффициент.

$$A = \frac{1}{L_0 \cdot g_T} = \frac{1}{0,02036 \cdot 16,7} = 2,9412$$

Расход топлива:

$$G_T = G_B \cdot g_T = 200 \cdot 0,019196 = 4,072 \text{ кг/с.}$$

Расход чистых продуктов сгорания:

$$G_{чпс} = (1 + L_0) \cdot G_T = (1 + 16,7) \cdot 4,072 = 72,072 \text{ кг/с.}$$

Расход вторичного воздуха:

$$G_{B'} = L_0 \cdot G_T \cdot (\alpha - 1) = 16,7 \cdot 4,072 \cdot (2,9412 - 1) = 132 \text{ кг/с.}$$

Теплота, выделяемая в КС:

$$Q_{KC} = G_T \cdot Q_p \cdot \eta_{KC} = 4,072 \cdot 50000 \cdot 0,975 = 201556 \text{ кВт.}$$

Энтропия КС:

$$\Delta S = C_p \cdot \ln \frac{T_3}{T_2} - R \cdot \ln \frac{P_3}{P_2} = 1,18 \cdot \ln \frac{1500}{683,56} - 0,287 \cdot \ln \frac{3853175}{3972345} = 0,93895 \text{ кДж/К}$$

## б) Турбина высокого давления

Расход пара:

$$G_{пар} = G_B \cdot 0,1 = 200 \cdot 0,1 = 20 \text{ кг/с}$$

Расход смеси в ТВД:

$$G_{ТВД} = G_B + G_T = 200 + 4,072 = 204,072 \text{ кг/с}$$

Мощность ТВД:

$$N_{\text{ТВД}} = \frac{N_{\text{КВД}}}{\eta_{\text{мех}}} = \frac{73660}{0,91} = 80945 \text{ кВт}$$

Удельная работа ТВД:

$$l_{\text{ТВД}} = \frac{N_{\text{ТВД}}}{G_{\text{ТВД}}} = \frac{80945}{204,072} = 396,65 \text{ кДж/кг}$$

Первая итерация температуры за ТВД:

$$T_{41} = T_3 - \frac{l_{\text{КВД}} \cdot G_{\text{В}}}{\eta_{\text{мех}} \cdot G_{\text{ТВД}} \cdot C_{\text{рт}}} = 1500 - \frac{368,3 \cdot 200}{0,91 \cdot 204,072 \cdot 1,18} = 1165,13 \text{ К.}$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_3 + T_{41}}{2} = \frac{1500 + 1165,13}{2} = 1332,57 \text{ К.}$$

Теплоемкость парогазовой смеси

$$C_{\text{р(см)}} = \frac{C_{\text{р}}(\alpha = \infty) \cdot G'_6 + C_{\text{р}}(\alpha = 1) \cdot G_{\text{чнс}} + C_{\text{р(нап)}} \cdot G_{\text{нап}}}{G'_6 + G_{\text{чнс}} + G_{\text{нап}}} = \frac{1,186 \cdot 132 + 1,327 \cdot 72,072 + 2,164 \cdot 20}{132 + 72,072 + 20}$$
$$= 1,318 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

Вторая итерация температуры за ТВД:

$$T_{41} = T_3 - \frac{l_{\text{КВД}} \cdot G_{\text{В}}}{\eta_{\text{мех}} \cdot G_{\text{ТВД}} \cdot C_{\text{рт}}} = 1500 - \frac{368,3 \cdot 200}{0,91 \cdot 204,072 \cdot 1,318} = 1199,18 \text{ К}$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_3 + T_{41}}{2} = \frac{1500 + 1199,18}{2} = 1349,59 \text{ К.}$$

$$C_{\text{р(см)}} = \frac{C_{\text{р}}(\alpha = \infty) \cdot G'_6 + C_{\text{р}}(\alpha = 1) \cdot G_{\text{чнс}} + C_{\text{р(нап)}} \cdot G_{\text{нап}}}{G'_6 + G_{\text{чнс}} + G_{\text{нап}}} = \frac{1,187 \cdot 132 + 1,328 \cdot 72,072 + 2,166 \cdot 20}{132 + 72,072 + 20}$$
$$= 1,32 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

$$T_{41} = T_3 - \frac{l_{\text{КВД}} \cdot G_{\text{В}}}{\eta_{\text{мех}} \cdot G_{\text{ТВД}} \cdot C_{\text{рт}}} = 1500 - \frac{368,3 \cdot 200}{0,91 \cdot 204,072 \cdot 1,32} = 1199,68 \text{ К}$$

Молярная масса газопаровой смеси

$$M_T = \frac{M_\epsilon \cdot G_\epsilon + M_T \cdot G_T + M_{нар} \cdot G_{нар}}{G_\epsilon + G_T + G_{нар}} = \frac{29,055 \cdot 200 + 16 \cdot 4,075 + 18 \cdot 20}{200 + 4,075 + 20} = 27,831$$

$$R = \frac{\bar{R}}{M_T} = \frac{8,31}{27,831} = 0,299$$

$$k = \frac{C_p}{C_p - R} = \frac{1,32}{1,32 - 0,299} = 1,29$$

Степень расширения в ТВД

$$\pi_{ТВД} = \left( \frac{T_{41}}{T_3} \right)^{\frac{k}{\eta_{пт} \cdot (1-k)}} = \left( \frac{1199,68}{1500} \right)^{\frac{1,29}{0,91 \cdot (1-1,29)}} = 2,962$$

где  $\eta_{пт}$  – политропный КПД турбины.

$$P_{41} = \frac{P_3}{\pi_{ТВД}} = \frac{3853175}{2,962} = 1300744 \text{ Па.}$$

$$\Delta S = C_p \cdot \ln \frac{T_{41}}{T_3} - R \cdot \ln \frac{P_{41}}{P_3} = 1,32 \cdot \ln \frac{1199,68}{1500} - 0,299 \cdot \ln \frac{1300744}{3853175} = 0,02918 \text{ кДж/К}$$

## 7) Турбина низкого давления

Расход смеси в ТНД

$$G_{ТНД} = G_{ТВД} + G_{охл} = 204,072 + 20 = 224,072 \text{ кг/с}$$

Мощность ТНД

$$N_{ТНД} = \frac{N_{кнд}}{\eta_{мех}} = \frac{31713}{0,91} = 34849 \text{ кВт}$$

Удельная работа ТНД

$$l_{ТНД} = \frac{N_{ТНД}}{G_{ТНД}} = \frac{34849}{224,072} = 155,53 \text{ кДж/кг}$$

Температура охлаждающего воздуха

$$T_{41охл} = T_2 + \theta \cdot (T_{41} - T_2) = 683,56 + 0,8 \cdot (1199,68 - 683,56) = 1096,53 \text{ К}$$

$$T''_{41} = \frac{T_{41} \cdot G_{ТВД} + T_{41охл} \cdot G_{охл}}{G_{ТНД}} = \frac{1199,68 \cdot 204,072 + 1096,53 \cdot 20}{224,072} = 1190,47 \text{ К}$$

Первая итерация температуры  $T_{42}$

$$T_{42} = T''_{41} - \frac{l_{\text{ТНД}}}{C_p} = 1190,47 - \frac{155,53}{1,32} = 1072,71 \text{ К.}$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{T''_{41} + T_{42}}{2} = \frac{1190,47 + 1072,71}{2} = 1136,19 \text{ К.}$$

$$C_{p(\text{см})} = \frac{C_p(\alpha = \infty) \cdot G'_6 + C_p(\alpha = 1) \cdot G_{\text{чмс}} + C_{p(\text{нап})} \cdot G_{\text{нап}}}{G'_6 + G_{\text{чмс}} + G_{\text{нап}}} = \frac{1,162 \cdot 152 + 1,296 \cdot 72,072 + 2,161 \cdot 20}{152 + 72,072 + 20}$$

$$= 1,282 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

Вторая итерация температуры  $T_{42}$

$$T_{42} = T''_{41} - \frac{l_{\text{ТНД}}}{C_p} = 1190,47 - \frac{155,53}{1,282} = 1078,39 \text{ К.}$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{T''_{41} + T_{42}}{2} = \frac{1190,47 + 1078,39}{2} = 1139,03 \text{ К}$$

$$C_{p(\text{см})} = \frac{C_p(\alpha = \infty) \cdot G'_6 + C_p(\alpha = 1) \cdot G_{\text{чмс}} + C_{p(\text{нап})} \cdot G_{\text{нап}}}{G'_6 + G_{\text{чмс}} + G_{\text{нап}}} = \frac{1,163 \cdot 152 + 1,297 \cdot 72,072 + 2,164 \cdot 20}{152 + 72,072 + 20}$$

$$= 1,283 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

Третья итерация температуры  $T_{42}$

$$T_{42} = T''_{41} - \frac{l_{\text{ТНД}}}{C_p} = 1190,47 - \frac{155,53}{1,283} = 1078,42 \text{ К.}$$

$$k = \frac{C_p}{C_p - R} = \frac{1,283}{1,283 - 0,299} = 1,3.$$

Степень расширения в ТНД

$$\pi_{\text{ТНД}} = \left( \frac{T_{42}}{T''_{41}} \right)^{\frac{k}{\eta_{\text{пт}} \cdot (1-k)}} = \left( \frac{1078,42}{1190,47} \right)^{\frac{1,3}{0,91 \cdot (1-1,3)}} = 1,654$$

где  $\eta_{\text{пт}}$  – политропный КПД турбины.

$$P_{42} = \frac{P_{41}}{\pi_{\text{т2}}} = \frac{1300744}{1,654} = 786587 \text{ Па.}$$



$$\Delta S = C_p \ln \frac{T_{42}}{T''_{41}} - R \ln \frac{P_{42}}{P_{41}} = 1,283 \cdot \ln \frac{1078,42}{1190,47} - 0,299 \ln \frac{786587}{1300744} = 0,0135 \text{ кДж/К}$$

## 8) Силовая турбина

Расход смеси в СТ

$$G_{\text{СТ}} = G_{\text{ТНД}} = 224,072 \text{ кг/с}$$

$$T_5 = T_{42} \cdot \left( \frac{P_{42}}{P_a} \right)^{\frac{1-k}{k}} = 1078,42 \cdot \left( \frac{866968}{101325} \right)^{\frac{1-1,3}{1,3}} = 669,27 \text{ К.}$$

$$P_5 = \frac{P_a}{1 - \frac{C_T^2}{2 \cdot C_p \cdot T_5}} = 101325 \cdot \left( 1 - \frac{160^2}{2 \cdot 1,283 \cdot 669,27} \right)^{-1} = 108272 \text{ Па,}$$

где  $C_T = 160 \text{ м/с}$  – скорость выхлопных газов.

Степень расширения в СТ

$$\pi_{\text{СТ}} = \frac{P_{42}}{P_5} = \frac{786587}{108272} = 7,265.$$

Первая итерация температуры  $T_5$

$$T_5 = T_{42} \cdot \pi_{\text{СТ}}^{\frac{(1-k) \cdot \eta_{\text{ПТ}}}{k}} = 1078,42 \cdot 7,265^{\frac{(1-1,3) \cdot 0,91}{1,3}} = 708,5 \text{ К.}$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{42} + T_5}{2} = \frac{1078,42 + 708,5}{2} = 893,44 \text{ К.}$$

$$C_{p(\text{см})} = \frac{C_p(\alpha = \infty) \cdot G'_e + C_p(\alpha = 1) \cdot G_{\text{unc}} + C_{p(\text{нар})} \cdot G_{\text{нар}}}{G'_e + G_{\text{unc}} + G_{\text{нар}}} = \frac{1,128 \cdot 152 + 1,256 \cdot 72,072 + 2,16 \cdot 20}{152 + 72,072 + 20}$$

$$= 1,251 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

$$k = \frac{C_p}{C_p - R} = \frac{1,251}{1,251 - 0,299} = 1,31.$$

Вторая итерация температуры  $T_5$

$$T_5 = T_{42} \cdot \pi_{\text{СТ}}^{\frac{(1-k) \cdot \eta_{\text{ПТ}}}{k}} = 1078,42 \cdot 7,265^{\frac{(1-1,31) \cdot 0,91}{1,31}} = 700,99 \text{ К.}$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{42} + T_5}{2} = \frac{1078,42 + 700,99}{2} = 889,69 \text{ К.}$$

$$C_{p(\text{см})} = \frac{C_p(\alpha = \infty) \cdot G'_e + C_p(\alpha = 1) \cdot G_{\text{unc}} + C_{p(\text{нар})} \cdot G_{\text{нар}}}{G'_e + G_{\text{unc}} + G_{\text{нар}}} = \frac{1,127 \cdot 152 + 1,255 \cdot 72,072 + 2,16 \cdot 20}{152 + 72,072 + 20} = 1,25$$

$$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

$$k = \frac{C_p}{C_p - R} = \frac{1,25}{1,25 - 0,28958} = 1,31.$$

Третья итерация температуры  $T_5$

$$T_5 = T_{42} \cdot \pi_{\text{ст}}^{\frac{(1-k) \cdot \eta_{\text{пт}}}{k}} = 1078,42 \cdot 7,265^{\frac{(1-1,31) \cdot 0,91}{1,31}} = 700,99 \text{ К.}$$

$$l_{\text{ст}} = C_p \cdot T_{42} \cdot \left(1 - \pi_{\text{ст}}^{\frac{(1-k) \cdot \eta_{\text{пт}}}{k}}\right) = 1,25 \cdot 1078,42 \cdot \left(1 - 7,265^{\frac{(1-1,31) \cdot 0,91}{1,31}}\right) = 472,115 \text{ кДж/кг.}$$

Удельная работа силовой турбины

$$l_e = l_{\text{ст}} \cdot \sigma_{\text{ст}} = 472,115 \cdot 0,995 = 469,714 \text{ кДж/кг.}$$

$$N_{\text{ст}} = l_{\text{ст}} \cdot G_{\text{ст}} = 472,115 \cdot 224,072 = 105788 \text{ кВт.}$$

Мощность всей установки

$$N_e = N_{\text{ст}} \cdot \eta_{\text{ст}} = 105788 \cdot 0,95 = 100498 \text{ кВт.}$$

$$\Delta S = C_p \ln \frac{T_5}{T_{42}} - R \ln \frac{P_5}{P_{42}} = 1,25 \cdot \ln \frac{700,99}{1003,19} - 0,299 \cdot \ln \frac{108272}{786587} = 0,0686 \text{ кДж/К}$$

Рассчитываем КПД газотурбинного двигателя для данной степени сжатия:

$$\eta = \frac{N_e}{G_T \cdot Q_p} = \frac{100498}{4,072 \cdot 50000} = 0,4936$$

Рассчитываем изменения энтропии для степени сжатия ( $\pi_k=40$ ), соответствующей максимальному КПД двигателя, в зависимости от температур

$$\Delta S = C_p \cdot \ln \left( \frac{T_{\text{ВЫХ}}}{T_{\text{ВХ}}} \right) - R \cdot \ln \left( \frac{P_{\text{ВЫХ}}}{P_{\text{ВХ}}} \right)$$

Где  $R$  – газовая постоянная ( $R_{cm} \approx R_B$ )

Таблица 2.3

Зависимость энтропии  $S$  от температуры  $T$   
термодинамического цикла ГПТУ

Устройство	$T, K$	$S, \text{кДж/К}$
Входное устройство	288,15	1
Компрессор низкого давления	443,6435	1,055681
Воздухоохладитель	329,498	0,754978
Компрессор высокого давления	683,9453	0,848935
Камера сгорания	1500	1,787884
Турбина высокого давления	1199,675	1,817067
Турбина низкого давления	1079,413	1,830578
Силовая турбина	719,5784	1,890013

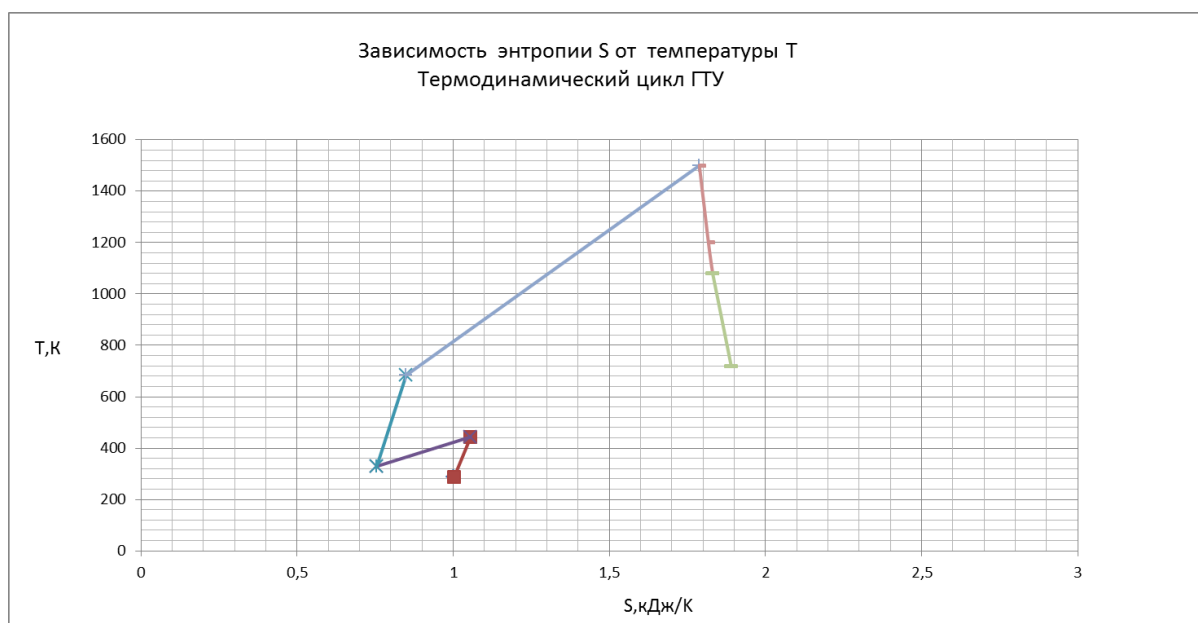


Рисунок 2.1 – Зависимость энтропии  $S$  от температуры  $T$ .

## Расчетные параметры основных узлов и установок.

Параметры	Обозначения	ГТУ	ГТУ+ПО	ГПТУ+ПО
<b>Компрессор низкого давления</b>				
Степень сжатия КНД	$\pi_{к1}$ , б/р	2,372	3,623	3,8723
Температура воздуха за КНД	$T_{21}$ , К	397,56	434,36	443,61
Давление за КНД	$P_{21}$ , МПа	0,238	0,363	0,389
Средняя температура в КНД	$T_{ср}$ , К	333,9705	361,26	365,88
Удельная изобарная теплоемкость	$C_p$ , кДж/кг·К	1,016	1,019	1,020
Удельная работа системы в КНД	$l_{к1}$ , кДж/кг	186,3	298,1	317,12
Мощность КНД	$N_{к1}$ , кВт	18629,32	29810,88	31712,54
<b>Промежуточный воздухоохладитель</b>				
Температура воздуха при входе в ВО	$T_{21}$ , К		434,36	443,61
Давление воздуха при входе в ВО	$P_{21}$ , МПа		0,36	0,385
Температура воды при входе в ВО	$T_{w вх}$ , К		278	278
Температура воздуха при выходе из ВО	$T_{12}$ , К		320,39	329,5
Температура воды при выходе из ВО	$T_{w вых}$ , К		288,39	297,5
Давление воздуха при выходе из ВО	$P_{12}$ , МПа		0,359	0,385
Передаваемая тепловая мощность	$Q_{во}$ , кВт		23204	27300
<b>Компрессор высокого давления</b>				
Степень сжатия КВД	$\pi_{к2}$ , б/р	6,325	9,661	10,328
Давление за КВД	$P_2$ , МПа	1,505	3,476	3,972
Температура за КВД	$T_2$ , К	674,96	652,73	683,95
Средняя температура в КВД	$T_{ср}$ , К	527,38	486,56	506,72
Удельная изобарная теплоемкость	$C_p$ , кДж/кг·К	1,04	1,036	1,041
Показатель адиабаты	$k$ , б/р	1,378	1,381	1,376
Удельная работа системы в КВД	$l_{к2}$ , кДж/кг	615,42	688,52	736,6
Мощность КВД	$N_{к2}$ , кВт	61542,2	68851,72	73660,08

Камера сгорания				
Давление за КС	$p_3$ , МПа	1,459	3,372	3,853
Уд. изобарная теплоемкость ЧПС	$C_p$ при $T_3(\alpha=1)$ , кДж/кг·К	1,185	1,185	1,185
Уд. изобарная теплоемкость перед КС	$C_p$ при $T_2(\alpha=\infty)$ , кДж/кг·К	1,019	1,019	1,019
Уд. изобарная теплоемкость остат. возд.	$C_p$ при $T_3(\alpha=\infty)$ , кДж/кг·К	1,089	1,089	1,089
Уд. энтальпия остаточного воздуха	$i_{в3}$ , кДж/кг	1634	1634	1634
Уд. энтальпия воздуха перед КС	$i_{в2}$ , кДж/кг	1375,19	1327,796	1394,40
Уд. энтальпия ЧПС	$i_{чпс}$ , кДж/кг	3553,5	3553,5	3553,5
Уд. энтальпия топлива	$i_t$ , кДж/кг	1348,49	1348,49	1348,49
Коэффициент избытка воздуха	$\alpha$ , б/р	2,911	2,84	2,941
Расход ЧПС	$G_{чпс}$ , кг/с	65,53	67,17	72,072
Расход воздуха	$G_{в}$ , кг/с	118,17	116,62	132,00
Тепловая мощность, подвод. к раб. телу	$Q_{кс}$ , кВт	183260,1	187848,6	201555,96
Расход воздуха в КС	$G_{кс}$ , кг/с	180	180	200
Расход топлива	$G_t$ , кг/с	3,702	3,794	4,072
Расход пара	$G_{пар}$ , кг/с	-	-	20
Турбина высокого давления				
Расход смеси в ТВД	$G_{твд}$ , кг/с	183,7	183,8	204,1
Мощность ТВД	$N_{твд}$ , кВт	67628,8	75661,24	80945,1
Удельная работа системы в ТВД	$l_{т1}$ , кДж/кг	736,28	823,32	793,3
Температура за ТВД	$T_{41}$ , К	1202,6	1167,08	1199,18
Средняя температура в ТВД	$T_{ср}$ , К	1351,3	1333,54	1349,59
Удельная изобарная теплоемкость	$C_p$ , кДж/кг·К	1,239	1,238	1,321
Показатель адиабаты	$k$ , б/р	1,304	1,304	1,28
Степень расширения в ТВД	$\pi_{т1}$ , б/р	2,833	3,258	3,076
Давление за ТВД	$P_{41}$ , МПа	0,515	1,039	1,253
Турбина низкого давления				
Мощность ТНД	$N_{тнд}$ , кВт	20471,8	32759,21	34849
Расход смеси в ТНД	$G_{тнд}$ , кг/с	203,7	203,8	224
Удельная работа системы в ТНД	$l_{т2}$ , кДж/кг	201	321,5	311,05
Температура охлаждающего возд.	$T_{41охл}$ , К	1097,26	1064,434	1096,53

Продолжение таблицы 2.4

Температура за ТНД	$T_{42}$ , К	1119,87	1033,857	1079,41
Средняя температура в ТНД	$T_{ср}$ , К	1161,35	1100,609	1139,54
Удельная изобарная теплоемкость	$C_p$ , кДж/кг·К	1,212	1,205	1,294
Показатель адиабаты	$k$ , б/р	1,313	1,315	1,287
Степень расширения в ТНД	$\pi_{т2}$ , б/р	1,39	1,745	1,682
Давление за ТНД	$P_{42}$ , МПа	0,371	0,593	0,745
<b>Силовая турбина</b>				
Расход продуктов сгорания в СТ	$G_{ст}$ , кг/с	203,7	203,8	224,07
Давление за СТ	$P_5$ , Мпа	0,10368	0,106125	0,10597
Степень расширения в СТ	$\pi_{ст}$ , б/р	3,574	5,589	7,027
Температура за СТ	$T_5$ , К	844,77	702,89	719,58
Средняя температура в СТ	$T_{ср}$ , К	982,32	868,37	899,50
Удельная изобарная теплоемкость	$C_p$ , кДж/кг·К	1,187	1,172	1,263
Показатель адиабаты	$k$ , б/р	1,321	1,327	1,296
Мощность СТ	$N_{ст}$ , кВт	65838	78244	100805
Удельная работа системы в СТ	$l_e$ , кДж/кг	649,58	771,64	904,2
Расход смеси в СТ	$G_g$ , кг/с	202,8	202,8	222,97
<b>Параметры установки</b>				
Суммарная степень сжатия компрессоров	$\pi_k$ , б/р	15	35	40
Давление за СТ	$P_5$ , Мпа	0,10368	0,106125	0,10597
Степень расширения в СТ	$\pi_{ст}$ , б/р	3,574	5,589	7,027
Температура за СТ	$T_5$ , К	844,77	702,89	719,58
Мощность СТ	$N_{ст}$ , кВт	65838	78244	100805
Удельная работа системы в СТ	$l_e$ , кДж/кг	649,58	771,64	904,2
Расход смеси в СТ	$G_g$ , кг/с	202,7	202,8	222,97
Коэффициент полезного действия	$\eta_e$ , б/р	<b>0,356</b>	<b>0,412</b>	<b>0,495</b>

В ГПТУ с ПО используется также котел-пароперегреватель, в котором вода из ВО нагревается, происходит кипение и перегрев пара до температуры 500 К и направляется в турбину высокого давления, в систему охлаждения, а часть

смешивается с продуктами сгорания. Расход природного газа  $G_T = 4,072$  кг при мощности  $N_e = 100$  МВт. Изменение КПД и мощности установок на газогидратном топливе при изменении степени сжатия и принятой начальной температуре при входе в ТВД приведено на рис.13 и 14.

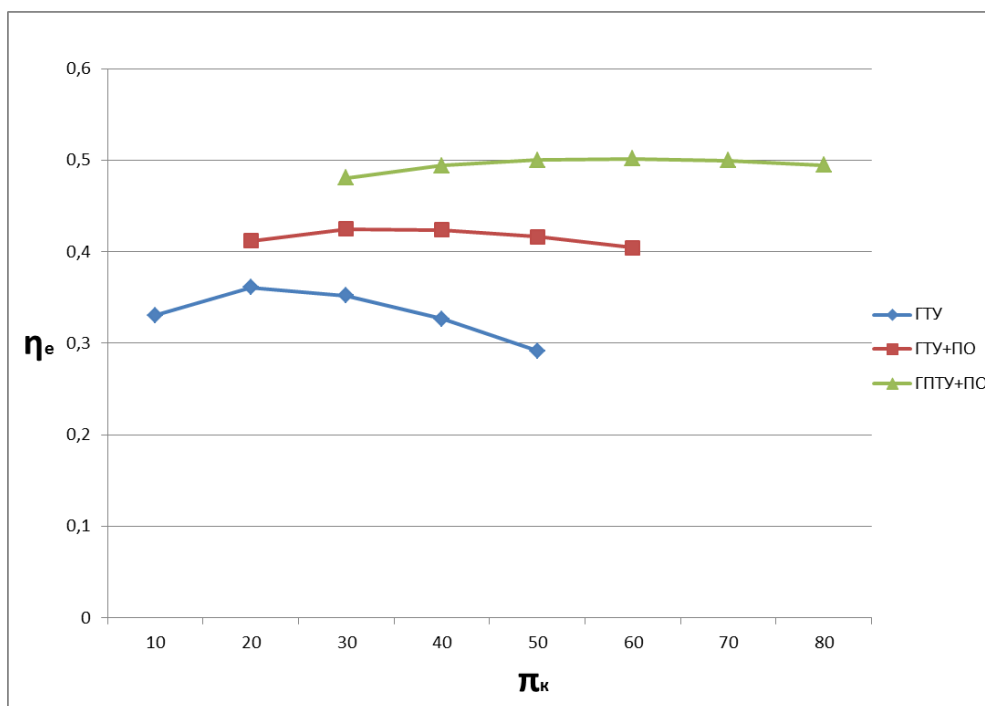


Рисунок 2.2 – График зависимости КПД от степени сжатия в установках.

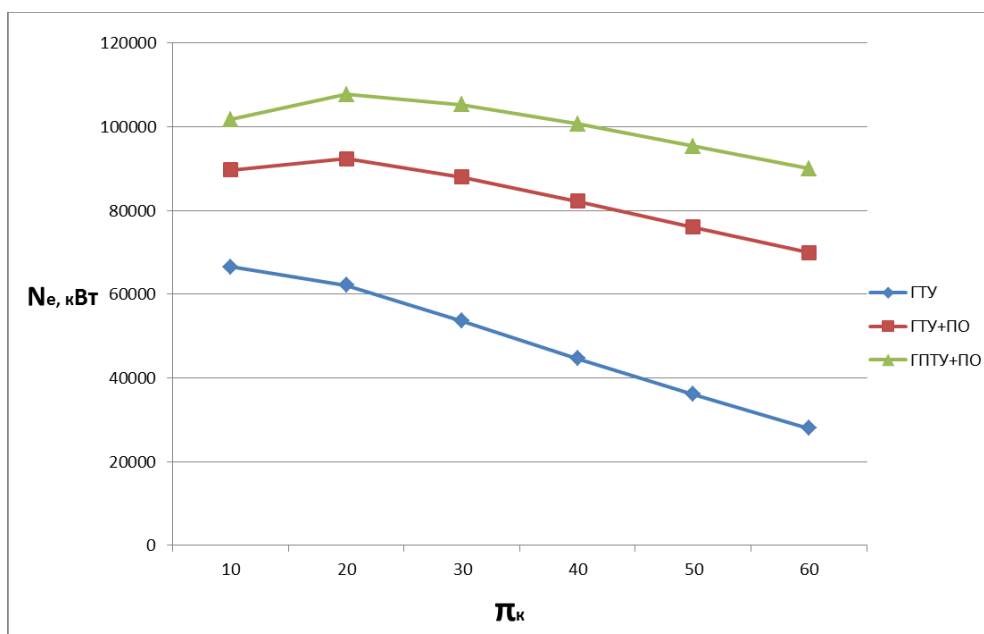


Рисунок 2.3– График зависимости мощности от степени сжатия в установках.

Следует отметить, что при расчете параметров установок использован достигнутый в России уровень [1] экономичности турбомашин и теплообменных аппаратов.

#### Расчет пароперегревателя

После прохождения через воздухоохладитель вода подогревается до  $T_{w \text{ вых}} = 297,5$  К. В пароперегревателе идет подогрев воды до состояния перегретого пара  $T_{\text{пар}} = 500$  К.

$$N_{\text{пп}} = G_{\text{пар}} \cdot ((T_{\text{пар}} - T_{w \text{ вых}}) \cdot C_p (\text{воды}) + \lambda) = 20 \cdot ((500 - 297,5) \cdot 4,2 + 2256) = 62172 \text{ кВт},$$

где  $\lambda$ - фазовый переход вода-пар.

#### Расчет диссоциатора

Массовая доля газа в газогидрате  $\omega_g = 17\%$ ; расхода газа из расчётов  $G_T = 4,072$  кг/с

Расход газогидрата

$$G_{\text{гг}} = \frac{G_m \cdot 100\%}{\omega_g} = \frac{4,072 \cdot 100}{17} = 23,952 \text{ кг/с}$$

Энтальпия плавления газогидрата метана  $\lambda = 3060$  кДж/кг

Необходимая мощность для диссоциации газогидрата

$$N_{\text{необх}} = G_{\text{гг}} \cdot \lambda = 23,952 \cdot 3060 = 73293 \text{ кВт}$$

Мощность диссоциатора

$$N_{\text{нагр}} = G_g \cdot C_p \cdot (T_{\text{ср}} - 273) = 222,97 \cdot 1,263 \cdot (899,5 - 273) = 179204,8 \text{ кВт}$$



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведены расчеты основных параметров газового двигателя и мощности теплового источника, необходимого для разложения газогидрата на газ и воду, а также для подогрева воды. Показано, что впрыск воды, уменьшает расход топлива, а суммарная мощность нагревателя не превышает 12% мощности двигателя. Предложена простая схема устройства подачи в ДВС топлива на основе газогидратов, где в качестве теплового источника предлагается использовать отработанные газы.

Предложена газопаротурбинная установка (ГПТУ) с охлаждением в процессе сжатия на газогидратном топливе, обоснован выбор конструктивной схемы и параметров ГПТУ. Разработана методика и компьютерная программа расчета ГПТУ с промежуточным воздухоохладителем и паровым охлаждением элементов газовых турбин. Выполнен расчетно-параметрический анализ энергетических и транспортных ГПТУ на газогидратном топливе, который позволил обосновать параметры перспективных высокоэкономичных ГПТУ с КПД на уровне 50% при температуре газа перед турбиной  $T_3^* = 1500 \text{ K}$

В лаборатории Тюменского государственного университета выполнены экспериментальные исследования теплофизических параметров газогидратов, которые могут быть использованы при проектировании ГПТУ на газогидратном топливе. Разработанный вариант ГПТУ может быть рекомендован для выполнения ОКР по созданию установки, использующей газогидраты, полученные из нефтяных попутных газов. Результаты выполненных исследований показывают перспективность для промышленного внедрения ГПТУ на газогидратном топливе.

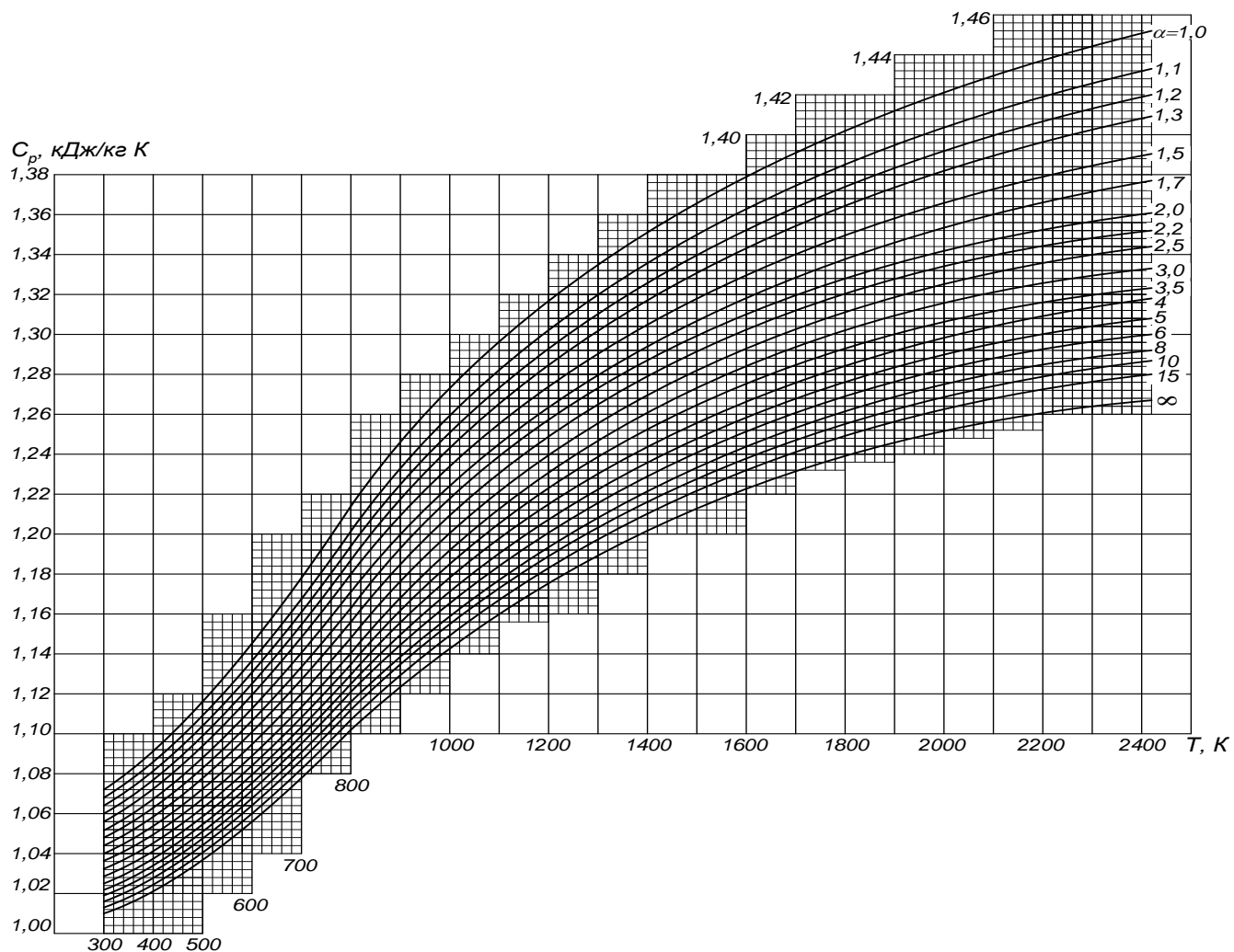
## СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Арбеков А.Н. Теория и проектирование газотурбинных и комбинированных установок: учебник для вузов: под общей редакции А.Ю.Вараксина.- 3-е изд., перераб. И доп.- Москва: Издательство МГТУ им. Н.Э.Баумана, 2016.- 677 с.
2. Булейко В.М., Вовчук Г.А., Григорьев Б.А. Экспериментальное исследование термодинамических свойств гидратов углеводородов алканового ряда // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. тр. — М.: ГазпромВНИИГАЗ, 2012. — 298 с.
3. Быстрицкий Г.Ф. Основы энергетики: Учебник.- М.:ИНФАР-М, 2007.-278с.
- 4.Водно-метаноловый впрыск URL <http://www.studmed.ru/docs/document10087/content>
5. Воробьев А.Е., Малюков В.П. Инновационные технологии освоения месторождений газовых гидратов: Учеб. пособие. — 2-е изд., испр. и доп. — М.: РУДН, 2009. — 289 с.
6. Воронов В. П., Городецкий Е. Е., Григорьев Б. А., Муратов А. Р. Экспериментальное исследование процесса замещения метана в газовом гидрате диоксидом углерода // Вести газовой науки, № 2, 2011, с-146
7. Газогидраты перспективы разработки URL: [http://bizon.ru/news/view/news\\_id/46953](http://bizon.ru/news/view/news_id/46953)
8. Газовый двигатель URL: <http://vaz-time24.ru/page/gazovyj-dvigatel>.
9. Газопаротурбинная установка LMS100: URL:<https://dmenergy.ru/ge-lms100>
10. Гройсман А.Г. Теплофизические свойства газовых гидратов. Новосибирск: Наука, 1985. - 200 с.
11. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. – М.: Недра, 1976. - 200 с.
12. Донцов В.Е., Накоряков В.Е., Черной Л.С. Способ получения газовых гидратов. Патент РФ № 2270053. Дата регистрации 20.02.2006.
13. Донцов В.Е., Накоряков В.Е., Черной Л.С. Ударные волны в воде с пузырьками фреона-12 с образованием гидрата газа // доклады РАН, 2006, 245с.
14. Дядин Ю. А., Гушин А.Л. Газовые гидраты // Соросовский образовательный журнал, №3, 1998, 64 с.
15. Истомин В.А., Квон В.Г. Методика и результаты расчета двухфазных равновесий природного газа с конденсированной водной фазой // Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера. — М.: ВНИИГАЗ, 1995. — 204 с.

16. Кабанов Н.Н. Фазовое распределение и экологические вопросы использования метанола в качестве реагента. - М.: ВНИИЭгазпром, 1996, 19 с.
17. Лавров В.Г. Патент РФ № 2000110447/06. Способ питания двигателя внутреннего сгорания газовым топливом (метаном) с помощью газогидратных образований.
18. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы. – 70 с.
19. Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. – М.: Химия, 1980.- 200с
20. Накоряков В.Е., Цой А.Н., Мезенцев И.В., Мелешкин А.В. Получение газогидратов при помощи ударно-волнового метода// доклады РАН, 2013 с.б.  
Ольховский Г. Г. Энергетические газотурбинные установки - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 304с.
21. Нефтехимия. Газовые гидраты URL:<http://neftegaz.ru/science/view/706-Gazovye-gidraty>
22. Николаенко А.В. Теория, конструкция и расчет автотракторных двигателей. – М.: Колос, 1992. – 250 с.
23. Орлина А.С. Двигатели внутреннего сгорания. Теория поршневых и комбинированных двигателей/ под ред. Орлина А.С., Круглова М.Г.- М.: Машиностроение, 1983 – 232 с.
24. Ольховский Г. Г. Энергетические газотурбинные установки - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 304с.
25. Ремизов В. В. Экономия ресурсов природного газа: энергоэффективные технологии. /Газовая промышленность, № 5, 1999. – 150 с.
26. Смаль Ф.В. Перспективные топлива для автомобилей/ Смаль Ф.В., Арсенов Е.Е.- М.: Транспорт, 1979- 80 с.
27. Тихомиров Б.А. Комбинированные газопаротурбинные установки: Учебное пособие. – СПб: СПб ГМТУ, 2005. – 42с.
28. Трофимчук А.А., Черский Н.В., Царев В.П. Гидраты – новый источник углеводородов// Природа – 1979. №1.- 125 с.
29. Черников К.А. и др. Словарь по геологии нефти и газа, Недра, 1988- 300 с.
30. Шабаров А.Б., Данько М.Ю., Ширшова А.В. Проектирование установки ускоренного роста газогидрата из ледяных частиц микронного размера в потоке газа.– Вестник Тюменского государственного университета, 2011. №7.– 22с.

31. Шабаров А.Б., Кривохижа К.В. Газопаровая установка с охлаждением воздуха при сжатии// Теплофизика, гидродинамика, теплотехника: Сборник научных трудов.- Тюмень: ТГУ, 2002.-129 с.
32. Шабаров А.Б., Кривохижа К.В. Газотурбинные установки с охлаждением воздуха в процессе сжатия для компрессорных станций магистральных трубопроводов// энергосберегающие технологии в нефтегазовой промышленности России: Материалы международного совещания.- Тюмень: ТГНГУ, 2001.- часть 2.-с.110.
33. Шабаров А.Б., Ширшова А.В., Данько М.Ю., Комисарова Н.С. Экспериментальное исследование газогидратообразования пропан-бутановой смеси. Вестник Тюменского государственного университета. №6. 2009. С. 82
34. Ширшова А.В. Исследование газогидратов. Учебно-методическое пособие для студентов направления «Техническая физика». – Тюмень: ТюмГУ, 2016. – 50 с.
35. Ширшова А.В. Данько М.Ю. Способ утилизации попутного нефтяного газа. Патент РФ №2488625. Дата регистрации 27.07.2013.
36. Яковлев Е. И., Иванов В. А., Крылов Г. В. Системный анализ газотранспортных магистралей Западной Сибири. Новосибирск: Наука, Сиб. отд., 1989. -301с.
37. Якушев В.С. и Истомин В.А.,1989. Эффект самоконсервации газогидратов при  $T < 273\text{K}$ . В сб. Тезисы 3-его Международного семинара “Явления включения”. Новосибирск, 150.с
38. Horiguchi K., Watanabe S., Moriya H., Nakai S. (2011), “Completion of natural gas hydrate overland transportation demo project”, Proc. of the 7th Intern. Conference on gas hydrates, Edinburgh, Scotland.- p. 200.
39. Makagon Y.F. (1997), “Hydrates of Hydrocarbons”. Tulsa, Oklahoma. Pennwell publishing company. P. 235
40. Sloan E.D. Introductory overview: Hydrate knowledge development // American mineralogist. 2004. V.89 (8-9). P.1181.

Удельная теплоемкость  $C_p$  продуктов сгорания при различных коэффициентах избытка воздуха  $\alpha$ .



Средняя удельная теплоемкость  $C_{рт}$  продуктов сгорания при различных коэффициентах избытка воздуха  $\alpha$

