В.Н.Бакулин, Е.М.Брещенко, Н.Ф.Дубовкин, О.Н.Фаворский

Газовые топлива и их компоненты

свойства
получение
применение
экология

справочник

Москва
Издательский дом МЭИ
2009

УДК 662.69 (035.5)
ББК 31.354я
Г 135

Победитель общероссийского Конкурса рукописей учебной, научно-технической и справочной литературы по энергетике 2006 г.

Рецензент: чл.-корр. НАН Украины, докт. техн. наук, проф. А.Ф. Аксенов

Г 135 **Газовые топлива** и их компоненты. Свойства, получение, применение, экология : справочник / В.Н. Бакулин, Е.М. Брещенко, Н.Ф. Дубовкин, О.Н. Фаворский. — М.: Издательский дом МЭИ, 2009. — 614 с.: ил.

ISBN 978-5-383-00193-6

Систематизированы и обобщены характеристики природного и нефтяного газов, газовых углеводородных топлив. Рассмотрены теплофизические, акустические, оптические, электрические, транспортные (переносные), термохимические, эксплуатационные свойства и экологические характеристики углеводородов C_1—C_{10} и топлив на их основе. Представлены показатели процессов горения и воспламенения. Освещены опыт и перспективы использования газовых топлив в ряде отраслей промышленности. Приведены требования к газовым топливам.

Предназначен для специалистов в области теплоэнергетики, авиационного, автомобильного, железнодорожного и водного транспорта, а также служб хранения и транспортирования газовых топлив; может быть полезен специалистам химической, нефтехимической и газовой промышленности, работникам агропрома, коммунально-бытовых служб и других отраслей народного хозяйства, а также студентам и аспирантам энергетических, транспортных и технологических специальностей технических вузов.

УДК 662.69 (035.5)
ББК 31.354я

ISBN 978-5-383-00193-6

© В.Н. Бакулин, Е.М. Брещенко, Н.Ф. Дубовкин, О.Н. Фаворский, 2009

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 7

Условные обозначения 10

Раздел 1. **Общая характеристика природного и нефтяного газов и газовых топлив** 12

1.1. Основные направления потребления газа и газовых топлив 12

1.2. Компонентный состав природного и нефтяного газов. Другие горючие газы 14

1.3. Характеристика основных углеводородных компонентов 17

1.4. Характеристики основных неуглеводородных компонентов 20

1.5. Характеристики углеводородов, используемых для улучшения эксплуатационных свойств моторных топлив 27

1.6. Влагосодержание углеводородов и газовых топлив 29

1.7. Газовые гидраты 34

1.8. Растворенные газы 41

Список литературы к разделу 1 44

Раздел 2. **Технология подготовки и переработки природного и нефтяного газов. Получение газовых топлив** 48

2.1. Технология подготовки и переработки природного и нефтяного газов 48

2.2. Получение компримированного (сжатого) природного газа 53

2.3. Получение сжиженного природного газа 54

2.4. Получение моторных топлив из нефтяного газа 57

2.5. Получение стабильного газового бензина 61

Список литературы к разделу 2 62

Раздел 3. **Перспективы и опыт применения газовых топлив в наземном и авиационном транспорте. Требования к газовым топливам и одорантам** 64

3.1. Перспективы и опыт применения газовых топлив 64

3.1.1. Топлива, получаемые из природного газа..... 64

3.1.2. Топлива, получаемые из нефтяного газа..... 70

3.2. Сравнительная технико-экономическая оценка компримированного и сжиженного газов 72

3.3. Требования к газовым топливам..... 73

3.4. Требования к одорантам газовых топлив..... 76

3.5. Методы, средства и порядок контроля качества газовых топлив.... 78

Список литературы к разделу 3 84

Раздел 4. **Фазовые состояния. Температуры фазовых переходов. Критические параметры. Термические коэффициенты**..... 87

4.1. Диаграммы фазового состояния 87

4.2. Температуры фазовых переходов 93

4.2.1. Температуры плавления, кристаллизации, застывания..... 93

4.2.2. Температура кипения..... 95

4.2.3. Точка росы 97

4.3. Критические параметры 99

4.3.1. Критическая температура 100

4.3.2. Критическое давление 103

4.3.3. Критическая плотность 106

4.4. Термические коэффициенты..... 109

4.4.1. Фактор сжимаемости..... 109

4.4.2. Критический фактор сжимаемости. Параметр Риделя 111

4.4.3. Температурный коэффициент расширения..... 112

4.4.4. Коэффициент изотермической сжимаемости..... 114

4.4.5. Адиабатический коэффициент сжимаемости..... 115

4.4.6. Изохорный коэффициент давления. Степень сжимаемости ... 115

Список литературы к разделу 4 116

Раздел 5. **Теплофизические свойства топлив и их компонентов** 118

5.1. Давление насыщенных паров 118

5.2. Плотность..... 126

5.3. Вязкость 139

5.4. Теплопроводность 147
5.5. Диффузия 154
5.6. Поверхностное натяжение 161
5.7. Скорость звука 165
5.8. Оптические свойства 170
5.9. Электрические свойства 174
5.10.Магнитные свойства 180
Список литературы к разделу 5 181

Раздел 6. **Теплотехнические свойства** 187
6.1. Теплота сгорания 187
6.2. Теплопроизводительность 193
6.3. Теплота плавления и испарения 193
6.4. Теплоемкость. Показатель адиабаты 197
6.5. Хладоресурс 204
Список литературы к разделу 6 208

Раздел 7. **Характеристики горения** 210
7.1. Стехиометрический коэффициент 210
7.2. Жаропроизводительность 211
7.3. Нормальная скорость распространения пламени 213
7.4. Концентрационные пределы распространения пламени 226
7.5. Температурные пределы образования взрывоопасных смесей 236
7.6. Энергия, необходимая для воспламенения 239
7.7. Температура и период задержки самовоспламенения 247
7.8. Давление взрыва в замкнутом объеме. Скорость выгорания 252
Список литературы к разделу 7 255

Раздел 8. **Эксплуатационные свойства газовых топлив** 258
8.1. Прокачиваемость топлива по топливной системе 258
8.2. Термоокислительная стабильность 261
8.3. Противоизносные свойства 262
8.4. Детонационные свойства и работоспособность топлива в двигателях 264
8.5. Дымление и излучение продуктов сгорания 270

8.6. Склонность топлива к отложению нагара 276
8.7. Коррозионная агрессивность топлива 279
8.8. Требования техники безопасности при хранении, транспортировании и выполнении технологических операций с газовыми топливами 281
Список литературы к разделу 8 289

Раздел 9. **Экология топлив, получаемых из природного и нефтяного газов** 292
9.1. Проблемы транспортной экологии 292
9.2. Нормирование выбросов вредных веществ 296
9.3. Токсичность индивидуальных углеводородов 301
9.4. Токсичность топлив, получаемых из природного и нефтяного газов. 305
9.5. Токсичность присадок к топливам 307
9.6. Токсичность компонентов продуктов сгорания 310
9.7. Контроль за состоянием окружающей природной среды 316
9.7.1. Методы определения санитарно-защитной зоны предприятия 316
9.7.2. Методы контроля за состоянием атмосферного воздуха 316
9.7.3. Методы контроля качества сточных вод 317
9.8. Меры первой помощи при интоксикации. Средства индивидуальной защиты 318
Список литературы к разделу 9 319

Раздел 10. **Состав, температура и свойства продуктов сгорания углеводородных топлив** 322
10.1.Состав продуктов сгорания 322
10.2.Температура продуктов сгорания 323
10.3.Термодинамические свойства продуктов сгорания 324
10.4.Коррозионная активность продуктов сгорания 326
Список литературы к разделу 10 329

Приложение. Таблицы 330
Summary 604
Contents 605
About authors 609

ПРЕДИСЛОВИЕ

Последние десятилетия характеризуются быстрым сокращением запасов нефти в традиционных районах ее добычи. Новые месторождения находятся, как правило, в труднодоступных районах, что затрудняет их освоение, приводит к существенному росту эксплуатационных расходов по добыче нефти, следовательно, к ее удорожанию. Кроме того, в настоящее время наблюдается быстрый рост загрязнения окружающей среды. Последнее особенно остро ощущается в крупных городах, на нефтепромыслах, в аэропортах, у заправочных станций и у других локальных объектов и часто оказывает серьезное негативное влияние не только на окружающую среду, но и на технический персонал и на население близлежащих районов. Естественный процесс ассимиляции вредных веществ в природе уже не успевает за их поступлением. В результате происходит накопление вредных веществ в атмосфере, почве и водоемах. Возникает угроза развития парникового эффекта, разрушения озонового слоя Земли. Происходит накопление канцерогенных и мутагенных продуктов, местами выпадают кислотные дожди. Все это пагубно влияет на природную среду и прежде всего на сельскохозяйственное производство, а следовательно, и на здоровье населения. В связи с этим во многих странах интенсивно ведутся поиски новых более экологически чистых источников энергии и более эффективного использования их.

В качестве альтернативы топливам, получаемым из нефти, рассматриваются возможности широкого использования газовых топлив, получаемых из природного и нефтяного газов. Газовые топлива по сравнению с нефтяными обладают принципиально лучшими экологическими показателями, а их потенциальные ресурсы во много раз превосходят ресурсы нефти. Топлива из углеводородных газов широко применяются в энергетике для получения электроэнергии и тепла, а также на автомобильном транспорте. Предусматривается дальнейшее значительное увеличение автомобильного парка, эксплуатируемого на сжатом и сжиженном газовом топливе. Ведутся интенсивные работы по переводу части железнодорожного, водного и авиационного парка на газовые топлива. Эти топлива по физико-

химическим и эксплуатационно-экологическим показателям существенно отличаются от стандартных топлив, получаемых из нефти.

В настоящее время основные технические проблемы, связанные с переводом транспортных средств и стационарных силовых установок на газовые (сжатые и сжиженные) топлива, в принципиальном плане решены и даже получен большой опыт их использования в энергетике и некоторый опыт эксплуатации транспортных средств на таких топливах. Однако следует иметь в виду, что при практическом решении конкретных задач, связанных с широким использованием газовых топлив, необходимо более полно знать свойства и особенности поведения их в условиях транспортирования, хранения и применения в различных транспортных средствах и стационарных силовых установках.

На основе общих представлений о перспективах и особенностях применения газовых топлив в различных эксплуатационных условиях с учетом задач, стоящих перед специалистами в этой области, проведены отбор и систематизация материалов для этого издания.

В результате анализа многочисленных литературных источников отобраны самые необходимые данные по физическим, теплотехническим и термодинамическим свойствам, характеристикам горения, токсичности и технике безопасного применения потенциальных компонентов газовых топлив; экспериментальные и расчетные методы определения широкого спектра свойств газовых топлив и их компонентов, а также приведены соответствующие нормативные документы, регламентирующие требования к газовым топливам.

Справочник предназначен для специалистов в области теплоэнергетики, авиационного, автомобильного, железнодорожного и водного транспорта, а также служб хранения и транспортирования газовых топлив; может быть полезен специалистам химической, нефтехимической и газовой промышленности, работникам агропрома, коммунально-бытовых служб и других отраслей народного хозяйства, студентам и аспирантам энергетических, транспортных и технологических специальностей технических вузов.

Вероятно, авторам данного издания не все удалось рассмотреть с необходимой полнотой и глубиной. Многие справочные данные не являются стандартными (метрологически аттестованными), но тем не менее они вполне могут быть использованы в инженерной практике. Читатели, которым требуется более полная информация по тому или иному конкретному вопросу, могут получить ее, использовав обширный библиографический список цитируемых в данном издании работ.

Авторы выражают глубокую признательность начальнику ГНЦ РФ ЦИАМ В.А. Скибину и докт. техн. наук проф. Л.С. Яновскому за поддержку идеи создания справочника по газовым топливам и предоставление благоприятных условий для его написания. Глубокую благодарность авторы выражают академику РАН И.Ф. Образцову за поддержку авторов и их научных исследований. Авторы благодарны докт. техн. наук, проф., чл.-корр. НАН Украины А.Ф. Аксенову за ряд полезных рекомендаций, высказанных при рецензировании рукописи, а также канд. техн. наук В.Г. Маркову за техническую помощь при создании справочника.

Авторский коллектив будет весьма признателен всем за критические замечания и пожелания.

Авторы

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

a — скорость звука, м/с

c_p — истинная изобарная теплоемкость, кДж/(кг · °С)

c_v — истинная изохорная теплоемкость, кДж/(кг · °С)

c — объемное содержание (концентрация) вещества, % (об.)

$c_в$ — объемное содержание (концентрация) вещества на верхнем пределе распространения пламени, % (об.)

$c_н$ — объемное содержание (концентрация) вещества на нижнем пределе распространения пламени, % (об.)

$c_{стех}$ — объемная концентрация топлива в смеси стехиометрического состава, % (об.)

D — коэффициент диффузии паров топлива в воздух, $м^2/с$

g — массовая доля вещества

$H_н$ — теплопроизводительность топлива, кДж/кг

$\Delta H_{исп}$ — теплота испарения, кДж/кг

$\Delta H_{пл}$ — теплота плавления, кДж/кг

$\Delta H_{хр}$ — хладоресурс, кДж/кг

k — показатель адиабаты

ЛЧ — люминометрическое число

L_m — мольный стехиометрический коэффициент, моль воздуха/моль топлива

L_0 — стехиометрический коэффициент, кг воздуха/кг горючего

L_v — объемный стехиометрический коэффициент, $м^3$ воздуха /$м^3$ горючего

M — молекулярная масса

n_D — коэффициент преломления для желтой линии натрия

N — число молей кислорода, необходимого для полного окисления 1 моля топлива

ОЧ — октановое число

p — давление, Па (МПа)

$P_{н.п}$ — давление насыщенных паров, Па

$P_{кр}$ — критическое давление, МПа

$Q_{воспл}$ — энергия, необходимая для воспламенения смеси топлива с воздухом, Дж

$Q_в$ — теплота сгорания топлива высшая, кДж/кг

$Q_н$ — теплота сгорания топлива низшая, кДж/кг

$\widetilde{R}$ — универсальная газовая постоянная, кДж/(кмоль · К)

$\widetilde{R}_0$ — удельная газовая постоянная, Дж/(кг · °С)

r_i — мольная (объемная) доля i-го компонента

T — температура термодинамическая, К

$T_{кр}$ — критическая температура, К

t — температура, °С

$t_{а т}$ — анилиновая точка, °С

$t_{всп}$ — температура вспышки, °С

$t_ж$ — жаропроизводительность смеси стехиометрического состава, °С

$t_{н\ кр}$ — температура начала кристаллизации, °С

$t_{н\ к}$ — температура начала кипения, °С

$t_{кип}$ — температура выкипания 50 % (об.), °С

$t_{к\,к}$ — температура конца кипения, °С

$t_н$, $t_в$ — температуры, соответствующие $\alpha_н$ и $\alpha_в$, °С

$t_{св}$ — температура самовоспламенения, °С

$u^*_н$ — максимальная нормальная скорость распространения пламени, см/с

V — объем, $м^3$

Z — фактор сжимаемости

$Z_{кр}$ — критический фактор сжимаемости

K — коэффициент сжимаемости

α — коэффициент избытка окислителя (воздуха)

$\alpha_н$, $\alpha_в$ — коэффициент избытка воздуха, соответствующий нижнему и верхнему пределу распространения пламени

α_l — коэффициент теплового расширения, $К^{-1}$

$\beta_{ад}$ — коэффициент адиабатической сжимаемости, $Па^{-1}$

$\beta_{из}$ — коэффициент изотермической сжимаемости, $Па^{-1}$

ε — относительная диэлектрическая проницаемость

ε/k — параметр потенциала Штокмайера, К

λ — теплопроводность, Вт/(м · °С)

μ — динамическая вязкость, Па · с

ν — кинематическая вязкость, $м^2/с$

ρ — плотность, $кг/м^3$

$\rho_{кр}$ — плотность в критическом состоянии, $кг/м^3$

σ — поверхностное натяжение, Н/м; параметр потенциала Леннарда—Джонса, Å

τ — время, с

$\tilde{Ф}_д$ — фактор дымности продукта, отнесенный к фактору дымности топлива Т-6

$\tilde{Ф}_н$ — нагарный фактор продукта, отнесенный к нагарному фактору топлива Т-6

χ — удельная магнитная восприимчивость, $м^3/кг$

ω — фактор ацентричности

Раздел 1

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНОГО И НЕФТЯНОГО ГАЗОВ И ГАЗОВЫХ ТОПЛИВ

1.1. Основные направления потребления газа и газовых топлив

В начале XXI в. доля природного газа в мировом топливно-энергетическом балансе составляет около 30 %. Такая высокая доля определяется как существенными преимуществами газа перед другими видами топлив, так и крупными запасами и все возрастающим уровнем добычи газа. Последние обстоятельства особенно относятся к России, являющейся мировым лидером как по запасам, так и по объемам добычи природного газа.

Основными потребителями природного и нефтяного газов являются энергетика, нефтехимия, металлургия. Значительными потребителями газа являются сами нефте- и газодобывающие отрасли промышленности, использующие газ на собственные нужды как технологическое (печное) топливо, энергетическое или моторное топливо в приводах компрессоров, а также в качестве технологического агента для поддержания пластового давления, повышения нефтеотдачи пластов и др. Другие отрасли промышленности и сельское хозяйство, а также коммунально-бытовое хозяйство используют газ (или выделенные из него продукты) в основном как топливо. В последние годы все более заметным среди других потребителей становится транспорт (автомобильный, железнодорожный, водный), использующий газ как моторное топливо [1.1, 1.2]. Современное и перспективное распределение газа между потребителями приведено в табл. 1.1*.

В двигателях транспорта используется в настоящее время два различных по химическому составу вида газового топлива: метановое и пропан-бутановое. Метановое топливо, состоящее более чем на 90 % по объему из метана и именуемое обычно «природным газом», при-

* Все пронумерованные таблицы приведены в Приложении.

меняется или в сжатом (компримированном), или в сжиженном при низких температурах виде (соответственно — КПГ и СПГ). Пропан-бутановое, которое называется обычно «сжиженным нефтяным газом» — СНГ (хотя оно может быть получено и из природного газа), состоит более чем на 90 % из смеси пропана и бутана.

Темпы роста добычи природного и нефтяного газа в России в последние годы показаны в табл. 1.2. Поскольку нефтяной газ добывается попутно с нефтью, которую он насыщает в пластовых условиях, в таблице показана также добыча нефти по данным тех же источников [1.4]. Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2020 года» добыча газа может составить в 2010 и 2020 г. соответственно 700 и 750 млрд $м^3$.

Пользуясь данными табл. 1.2, а также усредненными составами природных и нефтяных газов из табл. 1.3 и 1.4, можно оценить потенциальное содержание основных углеводородов как в природном, так и в нефтяном газе России. Так, в 2004 г. в добытых 590,6 млрд $м^3$ природного газа содержалось более 530 млрд $м^3$ метана (примерно 90 %) и около 12 млрд $м^3$ [около 2 % (об.)], или примерно 24 млн т, пропан-бутановых углеводородов. Нефтяного газа (за вычетом потерь) в этом же году добыто 41,4 млрд $м^3$ с потенциальным содержанием в нем метана около 29 млрд. $м^3$, пропан-бутана около 6,5 млрд $м^3$, или около 13 млн т.

Очевидно, что метановые виды топлив имеют перспективу более массового использования по сравнению с пропан-бутановым. Если же сравнивать перспективы компримированного и сжиженного природного (метанового) топлив, то технико-экономические расчеты показывают, что приведенные затраты на систему «производство — доставка — применение» СПГ на 10—30 % ниже, чем на аналогичную систему по КПГ [1.5]. Сжиженный природный газ по отношению к КПГ обладает и другими существенными преимуществами. Они достаточно подробно рассматриваются в § 3.2. Можно определенно утверждать, что в перспективе доля СПГ в общем потреблении газа будет возрастать. Он будет широко использоваться в качестве моторного топлива, энергоносителя и холодильного агента [1.13].

В качестве моторного топлива СПГ предпочтительно использовать в авиации, в ракетно-космической технике, на речных судах, в тепловозах, карьерных самосвалах, большегрузных автомобилях и автобусах.

Как энергоноситель СПГ удобен для снабжения удаленных от газопроводов потребителей, регулирования пиковых потребностей в

газе, резервирования газоснабжения предприятий, покрытия пиковых нагрузок электростанций.

Как холодильный агент СПГ может использоваться в различных технологических процессах, для хранения пищевых продуктов, в процессах разделения воздуха, преобразования ресурса холода в электроэнергию, в реализации высокотемпературной сверхпроводимости [1.5].

Сжиженный природный газ в ближайшей перспективе составит также существенную статью российского экспорта: уже в 2009 г. предполагается экспортировать в страны Тихоокеанского бассейна (Японию, США и др.) СПГ с завода на юге Сахалина. Прорабатывается вариант поставки СПГ из России в США кратчайшим путем — с Ямала и европейского северного побережья РФ через Северный ледовитый океан с использованием ледокольного флота.

1.2. Компонентный состав природного и нефтяного газов. Другие горючие газы

Компонентный состав является основной характеристикой природного и нефтяного газов, определяющей их потребительские свойства и целесообразные направления использования.

В табл. 1.3 и 1.4 приведены данные по составу природных и нефтяных газов наиболее крупных месторождений различных регионов России и СНГ. Как видно из этих таблиц, состав, а следовательно, и энергетические характеристики природных и нефтяных газов в зависимости от месторождения изменяются в широких пределах.

В нефтяных и природных газах, кроме углеводородов, приведенных в табл. 1.3 и 1.4, содержатся в небольших количествах и более тяжелые углеводороды — гептаны, октаны и др. В некоторых технологических расчетах учет их количественного содержания существенно влияет на достоверность результата.

Из неуглеводородных примесей, кроме наиболее распространенных азота, диоксида углерода и сероводорода, в нефтяном и природном газах могут содержаться в небольших количествах также гелий, кислород, неон, аргон, ртуть, сернистые соединения — меркаптаны (тиоспирты), алкилсульфиды (тиоэфиры), сероуглерод, серооксид углерода. В обводненном природном газе при выходе из скважины содержатся растворенные в минерализованной пластовой воде соли, в основном хлориды и сульфаты щелочных и щелочноземельных металлов. В искусственных (промышленных) углеводородных газах могут содержаться оксид углерода, водород, хлор и его производные,

кислородсодержащие соединения (спирты, эфиры, кетоны, альдегиды, кислоты), непредельные углеводороды.

Компонентный состав «сырого» нефтяного газа, поступающего на переработку на некоторые газоперерабатывающие заводы (ГПЗ), приведен в табл. 1.5. В табл. 1.6 показан состав товарного нефтяного газа, получаемого на ряде ГПЗ СНГ. Видно, что в ряде случаев (при глубоком отбензинивании) его состав приближается к составу природного газа (см. табл. 1.3).

Химический состав природного и нефтяного газов несколько нивелируется в газопроводах в результате смешения газов разных месторождений. Однако и в этих случаях состав газа в различных газопроводах неодинаковый (табл. 1.7). Требования к качеству товарных природного и нефтяного газов, используемых в энергетике, промышленности, других отраслях народного хозяйства и подаваемых в магистральные газопроводы, приведены в табл. 1.8.

В связи с необходимостью изыскания дополнительных энергетических ресурсов, а также экологической защиты природной среды, особенно в крупных городах и в зоне расположения металлургических, коксохимических и нефтеперерабатывающих заводов, возникает настоятельная необходимость утилизации нефтезаводских и других (в том числе низкокалорийных) горючих газов, получаемых в процессе производства чугуна, стали, кокса и других продуктов, а также получения и использования горючих газов из отходов (биогаза) [1.11]. Поэтому в ряде стран проводятся интенсивные работы по изысканию наиболее эффективных путей использования указанных газов в качестве энергетического сырья. При этом рассматриваются два пути их утилизации: для получения химической продукции, в частности спиртов (в основном метанола), и использования в газообразном виде при необходимости с повышением их теплоты сгорания путем удаления таких компонентов, как CO_2, N_2, H_2O и др. Типичные составы газов, получаемых при некоторых процессах нефтепереработки, приведены в табл.1.9.

Одним из перспективных энергетических источников представляется биогаз [1.11, 1.12, 1.16]. Он в широких и все возрастающих масштабах производится в зарубежных странах: в 1987 г. в ФРГ только на мусорных свалках работало 50 установок по производству биогаза, объем которого составлял 35 млн $м^3$/год, ожидалось увеличение его производства в ФРГ к 2000 г. до 500 млн $м^3$ в год при потенциале около 4 млрд $м^3$ в год. Десятки установок функционируют в США, Великобритании, Швейцарии, Италии, Франции и других странах. В Китае 7 млн семей (!) уже в середине 80-х годов имели установки

получения биогаза [1.1]. Используется биогаз в основном как топливо в энергетических установках для производства электро- и теплоэнергии; добавляется в коммунальные системы газоснабжения. Известно также о применении за рубежом обогащенного биогаза (биометана) как моторного газового топлива, аналогичного природному газу. Для России биогаз может представлять интерес как моторное топливо, получаемое из местного возобновляемого сырья [1.10].

Существенным, но пока практически неиспользуемым в России ресурсом газового топлива является так называемый шахтный газ — углеводородный газ угленосных пластов. Ресурсы этого газа в России оцениваются в 100—120 трлн $м^3$, из них наиболее подтвержденные 13 трлн $м^3$ в Кузнецком угольном бассейне, где предполагается в ближайшем будущем добывать до 40 млрд $м^3$/год, что сопоставимо с общероссийской ежегодной добычей нефтяного газа [1.17]. По компонентному составу шахтный газ на 95—98 % (об.) представлен метаном, в котором содержится до 2 % углекислого газа и 3—5 % азота.

В связи с возможным уменьшением добычи нефти во многих странах мира, в том числе в России, проводятся исследования по разработке технологии производства жидких моторных топлив из природного и нефтяного газов, а также газов нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ).

Успешное решение этой проблемы позволило бы сохранить существующую материальную базу, используемую для традиционных топлив, не дорабатывая ее под использование газового топлива [1.1, 1.11, 1.57].

В настоящее время при использовании технологии синтеза газа в жидкость (Gas-to-Ligud) (GTL) разработано несколько технологий получения разнообразных жидких моторных топлив (бензинов, реактивных, дизельных и других топлив) [1.56].

Предполагается, что производство моторных топлив по технологии GTL в ближайшие 15—20 лет в мире достигнет 50—100 млн т в год с инвестициями в этот же период 15—20 млрд долл. [1.11].

Для данного справочника как моторное топливо представляет особый интерес диметиловый эфир (ДМЭ), получаемый по технологии GTL.

К положительным качествам ДМЭ можно отнести:

высокое цетановое число, отсутствие вредных компонентов (ароматических углеводородов, соединений серы), экологическую чистоту выхлопных газов, меньшие затраты на производство по сравнению с другими синтетическими моторными топливами (СМТ) и соответственно меньшую цену (по данным [1.58], мировая цена 1 т

ДМЭ составит 160—180 долл. при производительности установки 1,5 млн т/год и цене исходного природного газа 45 долл/1000 $м^3$.

По температуре кипения ДМЭ находится между пропаном (–42 °С) и бутаном (–0,5 °С) и в связи с этим хранение и заправку ДМЭ в жидком состоянии при температуре окружающего воздуха необходимо производить при повышенном давлении. Последнее обстоятельство позволяет рассматривать ДМЭ как возможное моторное топливо с условиями применения, аналогичными авиационному сконденсированному топливу (АСКТ) как в авиации, так и в наземном транспорте, а также в качестве бытового топлива. Известно, в частности [1.59], об опыте применения ДМЭ, вырабатываемого на Северодонецком химическом заводе на Украине, в качестве заменителя пропан-бутана. В России (в частности, в Москве) реализуется программа перевода части муниципального транспорта на альтернативные виды топлива, в том числе на ДМЭ [1.60]. В недавно опубликованной работе ученых МГТУ им. Н.Э. Баумана [1.61] рассматривается возможность использования ДМЭ как моторного топлива и хладагента, что может повысить эффективность его применения в технике.

Все это позволяет считать вполне актуальной задачей проработку вопроса о применении ДМЭ также и в качестве авиационного топлива.

Весьма перспективным газовым моторным топливом становится водород. В Германии, Японии и других странах созданы автомобили с двигателями на водороде и автозаправочные станции со сжиженным и сжатым водородом [1.28].

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2020 г.» количество сжиженных и сжатых газов, используемых как моторное топливо, в 2010 и 2020 г. будет эквивалентно соответственно 5 и 10—12 млн т нефтепродуктов.

1.3. Характеристика основных углеводородных компонентов

Поскольку многие природные углеводородные газы и их отдельные компоненты широко используются не только в качестве топлив самого разного назначения, но и в качестве химического сырья, ниже приводятся краткие сведения об основных их компонентах.

Метан CH_4. В стандартных условиях бесцветный и без запаха газ в 1,803 раза легче воздуха. Горит почти бесцветным пламенем. Слабо растворим в воде — 3,3 % (об.) при 20 °С; хорошо — в органических растворителях: в спирте — 52 % (об.), в диэтиловом эфире —

106,6 % при 0 °С. Метан — наиболее устойчивый к химическим воздействиям углеводород. При высоких температурах и в присутствии катализаторов способен разлагаться с образованием этилена, ацетилена, водяного газа (в присутствии паров воды), реагировать с азотом, серой, галогенами. В определенных условиях (по температуре и давлению) метан так же, как и его гомологи — этан, пропан, изобутан и сопутствующие диоксид углерода и сероводород, способен образовывать с водой твердые кристаллические образования — газогидраты. Их образование крайне нежелательно.

В природных месторождениях метан в чистом виде не встречается. Он содержится в растворенном виде в нефти, в нефтяном, природном и других (болотном, рудничном) газах, в твердом состоянии в природных газовых гидратах. В наибольших концентрациях метан содержится в гидратах и природном газе (90—99 %); в нефтяном газе содержание метана составляет (за небольшим исключением) 30—80 %, в промышленных углеводородных газах 25—85 %.

В составе биогаза, самопроизвольно образующегося в результате бактериального анаэробного разложения органических веществ — отбросов со всех свалок мира, выделяется в атмосферу 30—70 млн т в год метана (эквивалентно 40—100 млрд $м^3$ в год природного газа (!)) [1.18]. Но в несоизмеримо больших количествах (до 2 трлн $м^3$ в год) выделяется в атмосферу метан из земных недр в результате протекающих там геохимических процессов и диффузии образующегося при этом газа [1.19].

Осредненные данные о содержании метана в природных и нефтяных газах различных месторождений представлены в табл. 1.3—1.7, в газах нефтепереработки — в табл. 1.9.

Этан C_2H_6. При нормальных условиях газ в 1,049 раза тяжелее воздуха. В природных газах этана содержится, за редким исключением (см. табл. 1.3), не более 5 %, в газах газоконденсатных месторождений — до 12 %, в нефтяном газе — от 5—6 до 25 % (см. табл. 1.4). В чистом виде этан как топливо не используется, но он входит компонентом во многие топлива, получаемые из природного и нефтяного газов.

Для химической промышленности из природных, нефтяных и нефтезаводских газов производится так называемая этановая фракция. По химическому составу она должна удовлетворять требованиям ТУ 0272-022-00151638—99, приведенным в табл. 1.10.

Пропан C_3H_8. В стандартных условиях (t = 20 °С, p_c = 0,101 МПа) пропан — бесцветный и без запаха газ в 1,522 раза тяжелее воздуха. В природных месторождениях в чистом виде не встречается. Содер-

жится в растворенном виде в нефти, в нефтяном и природном газах, образуется при крекинге нефтяных фракций, получении углеводородных топлив деструктивной гидрогенизацией и в результате синтеза из оксида углерода и водорода. Термический, каталитический крекинг и гидрокрекинг являются важнейшими источниками промышленного получения низших парафиновых углеводородов — пропана, бутанов, пентанов, а также олефинов, особенно бутиленов.

Значительное количество пропана (до 15 %) содержится, как правило, в нефтяном газе. В природных «сухих» газах неконденсатных месторождений пропана содержится не более 1 %, а в газах газоконденсатных месторождений — до 6 %. Осредненные данные о содержании пропана в природных и нефтяных газах различных месторождений приведены в табл. 1.3—1.7.

В промышленных масштабах выпускается технический пропан высокой концентрации для экспорта по ГОСТ 21443—75Э и ГОСТ Р 51104—97, содержащий до 2 % (об.) непредельных углеводородов, а также две марки пропановой фракции (А и Б) по ТУ 38.101490—89 (табл. 1.11). Состав и свойства экспортного пропана и пропановых фракций марки ПА и технического пропана марки ПТ по ГОСТ Р 52087—2003 приведены в табл. 3.5. и 3.6 соответственно.

Пропан широко используется в качестве бытового топлива, моторного топлива, хладагента в паровых компрессионных холодильных установках, растворителя при депарафинизации и деасфальтизации нефтепродуктов, в смеси с бутаном — в процессах полимеризации винильных эфиров и для экстракции жиров; служит сырьем для получения полипропилена, полимер-бензина и промежуточных продуктов органического синтеза; используется для получения сажи, с кислородом — для резки металлов.

Бутаны C_4H_{10}. Известны два изомера бутана: нормальный бутан и изобутан (2-метилпропан). В стандартных условиях бутан бесцветный и без запаха газ, *н*-бутан в 2,091, а изобутан в 2,064 раза тяжелее воздуха.

В природных месторождениях бутан в чистом виде не встречается. Он содержится в растворенном виде в нефти, в нефтяном и природном газах и газах, получаемых на нефтеперерабатывающих заводах; образуется при крекинге нефтяных фракций, получении углеводородных топлив деструктивной гидрогенизацией и синтезе из углерода и водорода. Наибольшее количество бутана содержится в нефтяных газах (до 12 % (об.)). В природном сухом и газоконденсатном газе бутана содержится не более 2 % (об.).

Отечественной промышленностью освоено производство технических сортов сжиженных высококонцентрированных нормального и

изобутана, состав и свойства которых приведены в табл. 1.12. Изобутан является основным сырьем для получения высокооктанового компонента бензинов — алкилбензина (или алкилата) на нефтеперерабатывающих заводах. Бутаны, имеющие октановое число 93,6 и 101 (по исследовательскому методу без ТЭС), являются ценными компонентами пусковых фракций бензина, однако их содержание в бензинах ограничивается допустимым давлением насыщенных паров топлива.

Бутаны в смеси с пропаном марки ПБТ и БТ по ГОСТ Р 52087—2003 используются как топливо для коммунально-бытового потребления, сушки различных материалов, резки и сварки металлов, а марки ПБА по тому же ГОСТ — как моторное топливо (см. табл. 3.5 и 3.6 соответственно).

Пентаны C_5H_{12}. Известны три изомера пентана: нормальный пентан, 2-метилбутан (изопентан) и 2,2-диметилпропан (неопентан). Бесцветные подвижные жидкости со слабым запахом, легколетучие: при атмосферном давлении *н*-пентан кипит при 36 °С, изопентан — при 27,8 °С, а неопентан — при 9,5 °С.

Пентаны содержатся в нефти, в значительных количествах в нефтяных газах (от 0,3 до 3 %), в небольших (0,01—0,06 %) — в природных газах, в газах газоконденсатных месторождений — до 6,4 % (в сумме с более тяжелыми) (см. табл. 1.3—1.7), а также в бензинах и газах, получаемых при переработке нефти, сланцев, углей. Технические сорта высококонцентрированных *н*-пентана и изопентана (табл. 1.13) получают на газофракционирующих установках газо- и нефтеперерабатывающих заводов выделением из газового конденсата (ШФЛУ) или головных фракций стабилизации нефти. Кроме этих сортов на ряде заводов вырабатывают по отдельным ТУ, согласованным с конкретным потребителем, пентан-амиленовые, пентан-гексановые и другие смеси. Используют пентаны как ценные пусковые фракции бензинов (октановые числа изопентанов 83—90, *н*-пентана — 64) и нефтехимическое сырье в различных процессах синтеза, в том числе для получения изопренового каучука, метил-трет-амилового эфира (МТАЭ, или ТАМЭ).

1.4. Характеристики основных неуглеводородных компонентов

В природном и нефтяном газах содержатся азот, диоксид углерода, сероводород, гелий и некоторые другие продукты. Хотя их содержание в упомянутых газах, как правило, намного меньше, чем углеводородов, тем не менее по ряду причин они заслуживают вни-

мания. Общие свойства наиболее важных неуглеводородных компонентов приведены в табл. 1.14, дополнительные сведения приведены ниже.

В газах различных месторождений могут содержаться низшие меркаптаны и другие соединения серы — сероуглерод, серооксид углерода, низшие алкилсульфиды, инертные газы — неон, аргон. В искусственных (промышленных) газах могут содержаться оксид углерода, хлор и его производные, кислородсодержащие соединения — спирты, эфиры, кетоны, альдегиды и др.

Азот N_2. Легкий газ без цвета и запаха. Азот слабо растворим в воде: 2,33 $см^3$/100 г при 0 °С и 1,32 $м^3$/100 г при 60 °С. При 0 °С примерно такая же растворимость в метаноле и этаноле, несколько больше — в углеводородах (*н*-гексане, *н*-гептане).

Азот является химически инертным в обычных условиях веществом, но связывается ферментативным или химическим (при высоких температурах на катализаторе) путем в соединения с кислородом, водородом, углеродом, образуя важнейшие для живой природы вещества — аминокислоты, белки, нитраты, аммиак и аминосоединения. Выделяется в виде молекулярного азота и аммиака при разложении отходов жизнедеятельности организмов и органических остатков. При действии на молекулярный азот электрическим разрядом при низком остаточном давлении (130—270 Па) образуется активный азот — смесь неустойчивых молекул и атомов, которые легко взаимодействуют с атомарным кислородом и водородом, парами серы, белым фосфором, некоторыми металлами.

В природном и нефтяном газах содержание азота составляет, как правило, от 0 до 15 %, но в отдельных случаях, например в нефтяных газах Удмуртии, — до 77,7 %, в природных газах некоторых месторождений Польши — до 20 %, ФРГ — до 80 % [1.21].

Азот при значительных концентрациях в газе снижает его качество, поскольку, будучи негорючим балластом, уменьшает теплоту сгорания газа. Отделение азота от углеводородного газа может быть осуществлено криогенным способом: ожижением углеводородной части газа с последующим ректификационным отделением азота, гелия и других неконденсирующихся газов. Процесс этот сложен и дорог и экономически оправдан лишь при попутном получении товарного гелия либо сжиженного природного (или нефтяного отбензиненного) газа как целевого продукта, а также при использовании выделенного азота, например, для закачки в нефтеносные пласты в целях повышения нефтеотдачи.

При сгорании углеводородного топлива в области температур выше 750 °С азот, как содержащийся в топливе, так и внесенный

окислителем — воздухом, образует экологически вредные оксиды азота, суммарно обозначаемые NO_x. В некоторых случаях режим горения специально регулируется для уменьшения количества образующихся NO_x. Их содержание в дымовом газе может быть снижено на 90 % впрыском в газ небольшого количества аммиака [1.22], воды и другими методами.

Кислород O_2. Бесцветный газ без вкуса и запаха, слаборастворимый в воде — 4,9 $см^3$/100 г при 0 °С и 3,1 $см^3$/100 г при 20 °С. Является сильным окислителем.

В природном и нефтяном газах кислород встречается редко и в небольших количествах (не более 1,2 %); как правило, попадает в них путем эжектирования воздуха газовым потоком через неплотности арматуры или при вакуумных методах добычи газа, например на Бориславском нефтяном месторождении. Кислород является нежелательным компонентом газа, так как повышает его коррозионную активность. При наличии в газе сероводорода кислород окисляет его до серы, которая может осаждаться в аппаратуре, трубопроводах, регулирующей и запорной аппаратуре, вызывая осложнения и даже аварийные ситуации. Кислород может быть удален промывкой газа поглотительным раствором, например раствором $Na_2S_2O_4$, связыванием хемосорбентами.

Диоксид углерода CO_2 (угольный ангидрид, диоксид углерода, углекислый газ). Бесцветный, слегка кисловатый газ. Может находиться в жидком состоянии при повышенном давлении и в твердом («сухой лед») при температуре ниже –78,5 °С и атмосферном давлении. При более высокой температуре твердый диоксид углерода возгоняется, не переходя в жидкое состояние.

Газообразный CO_2 хорошо растворим в H_2O (примерно 170 $см^3$ в 100 $см^3$ воды при 0 °С, около 50 $см^3$ при 40 °С), а также в анилине, ацетоне и других органических растворителях. При растворении в воде образуется слабая угольная кислота. Жидкий диоксид углерода слабо растворим в воде, хорошо — в спирте и эфире. Термически устойчив, диссоциирует на CO и O_2 при температурах выше 2000 °С, химически инертен. С водой при соответствующих температурах и давлении образует твердые газовые гидраты $CO_2 \cdot 6H_2O$.

В природных и нефтяных газах CO_2 содержится, как правило, в пределах от десятых долей до 5 %, в отдельных случаях более 20 % (Астраханское месторождение) или даже до 80 % (Южная Зала, Венгрия) [1.23]. Диоксид углерода является нежелательным компонентом в горючем газе не только из-за того, что он, подобно азоту, сни-

жает теплоту сгорания, но он, кроме того, как кислотный компонент повышает коррозионную агрессивность газа (особенно в присутствии воды); а также может кристаллизоваться в аппаратуре ГПЗ при низкотемпературных процессах (ниже –60 °С). Его содержание в этане ограничивается потребителями на уровне 0,02 % (об.). Все это вызывает необходимость удалять CO_2 из природного газа.

Выделенный из углеводородного газа CO_2 иногда применяется для обратной закачки в пласт, причем диоксид углерода является наиболее применимым в мировой практике агентом для повышения нефтеотдачи методами газового воздействия на пласты [1.24].

Оксид углерода CO. Газ без запаха и цвета. При низкой температуре химически достаточно инертен; при высоких температурах и в присутствии катализаторов легко вступает в различные реакции, в особенности реакции присоединения; горит синим пламенем.

Оксид углерода содержится во многих искусственных (промышленных) газах (например, в доменном до 28, генераторном — 22—26, водяном — 50 % (об.)).

Водород H_2. Бесцветный газ без вкуса и запаха, самый легкий из встречающихся в природе (плотность при 0 °С всего 0,0899 г/дм^3). Свойства, получение, техническое применение водорода детально описаны в [1.25], а возможность использования в качестве моторного топлива также в [1.13 и 1.26—1.28].

В большинстве природных углеводородных газов водород отсутствует, однако в ряде случаев его содержание может достигать 2 %. Водород содержится в искусственных (промышленных) газах, иногда в очень значительных количествах: в газах каталитического риформинга — до 8,5, пиролиза — до 12, коксовом — до 58 % (об.).

Вследствие химической инертности при обычных условиях и очень малой концентрации водород практически не влияет на эксплуатационные характеристики природных газов.

Водород как технический продукт широко используется во многих отраслях народного хозяйства — в технологических процессах переработки нефти, производства аммиака, метанола, в металлургической промышленности, во многих отраслях науки и техники, в том числе в авиационно-космической технике. В последнее время водород рассматривают как универсальный теплоноситель и как аккумулятор энергии.

Гелий Не. Легкий газ без цвета и запаха. Гелий крайне мало растворим в воде (0,73 см^3/100 г при 18 °С). Химически инертен. Один

из наиболее распространенных в космосе элементов, однако в земной атмосфере его содержание невелико — 0,0005 %.

В большинстве природных и нефтяных газов содержание гелия невелико — не более 0,1 %, хотя в отдельных случаях превышает 0,5 % (0,59 % в газе одного из месторождений Японии, до 2,1 % в газе месторождения близ г. Кейес (США) и даже доходит до 10,2 % в газе источника Санторей во Франции) [1.29, 1.30]. В России высоким содержанием гелия отличаются газы Восточной Сибири (от 0,25 до 0,5 % по разным месторождениям), что делает целесообразным извлечение его при создании ГПЗ в этом регионе [1.20].

Будучи инертным компонентом, содержащимся, как правило, в очень малых концентрациях, гелий практически не оказывает никакого влияния на эксплутационные свойства углеводородных газов, тем не менее считается технически целесообразным извлечение его из газа уже при содержании 0,03 %, что объясняется практически отсутствием других источников гелия и его высокой народнохозяйственной ценностью. В гелиеносных газах, как правило, содержится также аргон в концентрации 0,001—0,065, иногда до 1,0 % [1.8]. Гелий широко применяется как хладагент в ядерной энергетике, в космонавтике как компонент искусственного холода, в аэронавтике для наполнения воздухоплавательных аппаратов, в хроматографии как один из основных газов-носителей и др. [1.30]. Гелий является стратегическим сырьем, в связи с чем в США извлекают максимально возможное количество гелия, закладывая неиспользуемый избыток в подземные хранилища. В Российской Федерации установка по производству гелия имеется в составе Оренбургского ГПЗ, в стадии консервации находятся установки на Миннибаевском и Отрадненском ГПЗ.

Сероводород H_2S (сернистый водород). Бесцветный газ с резким запахом тухлых яиц. Горит слабоокрашенным синим пламенем, образуя диоксид серы SO_2, а при недостатке кислорода — элементную серу. Хорошо растворяется в воде — 437 $см^3$/100 г при 0 °С, 290 $см^3$/100 г при 20 °С, при растворении образует слабую сероводородную кислоту. В 3—4 раза лучше растворяется в этаноле. В присутствии воздуха окисляется до серы, особенно хорошо в водном растворе. Легко окисляется азотной кислотой, хлором, другими галогенами. Сероводород взаимодействует с металлами, образуя их сульфиды и выделяя водород, вследствие этого является очень коррозионно-агрессивным агентом. С водой в области определенных температур и давлений образует твердый газовый гидрат $H_2S \cdot 6{,}1H_2O$.

Сероводород является сильнодействующим ядом. Сероводород содержится в природных и нефтяных газах, в которых его содержание может доходить до 20 % и более (см. табл. 1.3—1.7).

Из-за коррозионных, токсических и гидратообразующих свойств сероводород является самым вредным компонентом природного и нефтяного газов. Вместе с тем его извлечение из газов и последующая обработка позволяет получить так называемую газовую серу (ГОСТ 127.1—93), которая является самой высококачественной и дешевой среди различных сортов серы.

Остаточное содержание H_2S в очищенном товарном газе допускается по стандартам не более 0,02 г/м^3 (примерно 0,0013 % (об.) или от 0,02 до 0,036 % (мас.) в зависимости от плотности газа). В газе, подаваемом в магистральные газопроводы, который может быть отправлен на экспорт, установлено в соответствии с международными нормами содержание H_2S не выше 0,007 г/м^3 (ОСТ 51.40—93, см. табл. 1.8). В сжиженных газах установлены примерно такие же нормы: от 0,002 % (мас.) в АСКТ и этане до 0,003 % (мас.) в пропане, бутанах, автомобильных топливах ПА и ПБА и в ШФЛУ и до 0,005 % (мас.) (в сумме с меркаптанами) в СПГ.

Меркаптаны (тиоспирты, тиолы), метилмеркаптан CH_3SH (метантиол), этилмеркаптан C_2H_5SH (этантиол). Общая формула меркаптанов RSH (где R — алкильный радикал). Метилмеркаптан — газ при комнатной температуре ($t_{кип}$ = 6 °С), следующие гомологи — жидкости: этилмеркаптан кипит при 35,0 °С, пропилмеркаптан — при 67,8 °С и т.д.

Все меркаптаны имеют отвратительный запах, ощутимый уже при микроконцентрациях ($2 \cdot 10^{-9}$ мг/м^3). Благодаря этому свойству меркаптаны (главным образом этилмеркаптан) используются в технике для одоризации углеводородных газов.

Меркаптаны растворяются в воде и органических растворителях, легко реагируют со щелочами и оксидами металлов, образуя соли — меркаптиды. Меркаптиды легко окисляются и галогенируются. В природном газе содержатся главным образом метил- и этилмеркаптан с незначительными примесями пропил- и бутилмеркаптанов. Суммарное содержание меркаптанов в газах достигает 460—700 мг/м^3 (газы Оренбургского, Жанажольского месторождений) и даже более 1000 мг/м^3 (новые месторождения Северного Кавказа). В конденсатах и нефтях содержится до 20 различных меркаптанов, главным образом пропилмеркаптан [1.31].

При избыточном (более 0,002 % (мас.)) содержании меркаптаны являются вредной примесью и удаляются тем или иным способом. Из углеводородных газов меркаптаны частично удаляются при очистке их от H_2S и CO_2.

Выделенные из газа меркаптаны используются как технические одоранты (ТУ 51-31323949—2002) взамен синтетического этилмеркаптана.

Ртуть Hg. Жидкий блестящий металл серебристого цвета, стойкий к окислению кислородом воздуха (во влажном воздухе покрывается пленкой оксида), нерастворим в воде. Давление насыщенных паров: 0,0266 Па при 0 °С; 0,1702 Па при 20 °С; 36,84 Па при 100 °С. Тем не менее содержание паров ртути в связи с ее высокой токсичностью контролируется и жестко нормируется в воздухе производственных и лабораторных помещений ($5 \cdot 10^{-3}$ мг/м^3 и менее), а тем более в воздухе населенных пунктов ($3 \cdot 10^{-4}$ мг/м^3). Ртуть, попадая в виде паров через дыхательные пути в организм, поражает слизистые оболочки пищеварительного тракта, почки, нервную систему.

В природных газах ртуть может находиться в парообразном состоянии в концентрациях от 0,001 мкг/м^3* в газе месторождения Мидуэст (США) до 180 мкг/м^3 в газе месторождения Гронинген (Нидерланды) [1.32] и даже до 450 мкг/м^3 в газах отложений Ротлигенд (ФРГ) [1.21]. Несмотря на столь ничтожные концентрации, присутствию ртути в газе и ее удалению за рубежом уделяется большое внимание вследствие опасности коррозии оборудования из цветных металлов и сплавов ГПЗ (на установках криогенного сжижения газа). В частности, блок удаления ртути из газа впервые в России включен в состав производства СПГ на Сахалине [1.33]. Коррозии могут также подвергаться газопроводы и их арматура как при добыче, так и при использовании газа. Обращают внимание также на экологическую опасность ртути в газе, отходах его переработки и продуктах сгорания [1.32, 1.33].

Содержание ртути в горючих природных газах определяется по ГОСТ 28726—90.

---

* мкг — микрограмм, 1 мкг/м^3 = $1 \cdot 10^{-6}$ г/м^3.

1.5. Характеристики углеводородов, используемых для улучшения эксплуатационных свойств моторных топлив

Нормальный гептан *н*-C_7H_{16} и *изооктан* (2,2,4-*триметилпентан*, *изо*-C_8H_{18}). Эти два углеводорода среди гомологов метана представляют особый интерес, поскольку они являются исходными эталонными веществами для определения важнейшей характеристики топлив для карбюраторных двигателей — октановых чисел.

Они занимают крайние точки на шкале октановых чисел, их октановое число: *н*-гептан — 0, изооктан — 100 пунктов. Смешением их получают калибровочные смеси с заданным октановым числом. Изооктан, кроме того, имеет важное значение как высокооктановая добавка к топливам.

Нормальный гептан — бесцветная подвижная жидкость со слабым запахом. По химическим свойствам близок к другим гомологам метана нормального строения. Содержится в бензиновых фракциях нефтей и синтетических бензинах, из которых получается эталонный *н*-гептан по ГОСТ 25828—83 четкой ректификацией. Основные свойства эталонного *н*-гептана представлены в табл. 1.15.

Изооктан (2,2,4-*триметилпентан*, *изо*-C_8H_{18}) — прозрачная бесцветная жидкость, напоминающая по запаху легкий бензин прямой гонки. Образует бинарные азеотропы с бензолом (2,3 % изооктана, $t_{кип}$ = 80,1 °С), метанолом (47 %, $t_{кип}$ = 59,4 °С), этанолом (60 %, $t_{кип}$ = 71,8 °С) и с другими спиртами. Изооктан содержится в небольших количествах в нефтяных бензинах прямой гонки. При нагревании до 570 °С образует главным образом метан и изобутилен с небольшим количеством этана, этилена, пропилена и водорода.

В промышленности изооктан получают гидрогенизацией диизобутилена или алкилированием изобутана бутиленами. В результате алкилирования получают алкилат широкого углеводородного и фракционного состава, который используют как высокооктановый компонент бензина, а при необходимости из него четкой ректификацией выделяют эталонный или технический эталонный изооктан по ГОСТ 12433—83 (табл. 1.15) с октановым числом соответственно 100 и 99 ± 0,5, или технический изооктан по ГОСТ 4095—75 с октановым числом 92—97*.

Циклогексан C_6H_{12}. Первый гомолог ряда циклогексановых углеводородов — наиболее распространенной группы нафтенов, пред-

* Октановые числа других углеводородов, в том числе описанных ниже, приведены в § 8.4.

ставленных в составе бензинов. В меньшей степени в бензинах присутствуют циклопентановые (циклопентан, метилциклопентан и др.), в незначительной — циклобутановые углеводороды.

Циклогексан представляет собой бесцветную легкоподвижную жидкость с запахом бензина. Смешивается во всех соотношениях с абсолютным этиловым спиртом, ацетоном, бензолом, эфиром, с метанолом при температуре выше 57 °С.

Метилциклогексан C_7H_{14} — нафтеновый углеводород, бесцветная жидкость с запахом бензина; горит некоптящим светлым пламенем. В присутствии катализаторов (Pt, Pd при 200—300 °С) дегидрируется в толуол. Содержится в нефтях и отогнанных из них бензинах. В чистом виде получают гидрированием толуола, тщательно очищенного сульфированием и последующим гидролизом и четкой ректификацией.

Бензол C_6H_6. Подвижная бесцветная жидкость со своеобразным запахом. Он смешивается во всех соотношениях с неполярными растворителями: углеводородами (бензином, керосином, смазочными маслами и др.), эфирами; хуже растворим в метаноле; в 100 г воды при 25 °С растворяется 0,180 г бензола; нерастворим в этиленгликоле, глицерине; растворяет жиры, каучук, смолы и другие неполярные органические вещества, а также серу, фосфор, йод; в 100 г бензола растворяется 0,054 г воды. Бензол дает с водой азеотропную смесь (91,17 % (мас.) бензола, $t_{кип}$ = 69,25 °С); образует двойные и тройные азеотропные смеси со многими соединениями. Основные свойства бензола технического назначения приведены в табл. 1.16.

Бензол применяют как компонент моторного топлива для повышения октанового числа; его также используют как растворитель. Бензол широко используется в химической промышленности: в производстве красителей, фармацевтических препаратов; хлорированием бензола получают хлорбензол, гидрированием — циклогексан, алкилированием — этилбензол и изопропилбензол.

Толуол (*метилбензол* C_7H_8). Бесцветная подвижная горючая жидкость, напоминающая по запаху бензол, смешивается во всех соотношениях с углеводородами, эфирами, ацетоном. При 22 °С в 1 кг воды растворяется 0,492 г толуола. Общие свойства толуола приведены в табл. 1.17.

Толуол термически весьма устойчив. Каталитическим гидрированием толуола при 10—30 МПа и 100—200 °С в жидкой фазе или при атмосферном давлении и 110—180 °С в газовой фазе получают метилциклогексан. При 500—700 °С и под давлением водорода 4—6 МПа деметилированием из толуола в промышленности получают бензол,

каталитическим диспропорционированием получают бензол и ксилолы (диметилбензолы C_8H_{10}).

Толуол используют как высокооктановый компонент авиационных и автомобильных бензинов (только нефтяной толуол по ГОСТ 14710—78), как сырье химического производства, в качестве растворителя в производстве смол, лаков, красок, в резиновой промышленности.

Ксилолы (*диметилбензолы*) и *этилбензол* C_8H_{10}. Бесцветные жидкости с ароматичным запахом. Ксилол существует в трех изомерных модификациях (орто-, мета- и параксилол), различающихся взаимным расположением метильных групп в молекуле. Изомеры и этилбензол значительно различаются по плотности — от 861,1 до 880,2 кг/м^3, температуре кипения — от 136,2 до 144,4 °С и особенно по температуре плавления от –94,9 °С у этилбензола до +13,3 °С у параксилола. Все ксилолы и этилбензол хорошо взаимно растворяются в органических растворителях и плохо в воде (менее 0,015 % (мас.) при 15 °С). По химическим свойствам — типичные ароматические соединения: легко алкилируются, нитруются, галоидируются, окисляются.

Применяются как высокооктановые добавки к авиационным бензинам. Требования к качеству технических ксилолов и этилбензолу приведены в табл. 1.18 и 1.19.

Изопропилбензол (*кумол*) C_9H_{12}. Бесцветная жидкость с ароматичным запахом; смешивается со спиртами, эфирами, ацетоном, бензолом; слабо растворяется в воде (при 20 °С менее 0,01 % (мас.)). Изопропилбензол легко алкилируется, хлорируется, сульфируется и нитруется. Содержится в бензоле, образующемся при коксовании угля или ароматизации нефти. Изопропилбензол используется в основном как высокооктановая добавка к авиационным бензинам, как растворитель лаков и красок и как исходное вещество для получения фенола и ацетона. Технический изопропилбензол выпускается по ГОСТ 20491—75 (табл. 1.20).

1.6. Влагосодержание углеводородов и газовых топлив

Растворимость воды в углеводородах и топливах зависит от многих факторов: химического состава, плотности растворителя, молекулярной массы (рис. 1.1 и 1.2), температуры и давления (рис. 1.3 и 1.4) и от влажности воздуха. Приведенная на рис. 1.4 номограмма, широко используется для определения содержания воды в углеводородах и топливах на их основе.

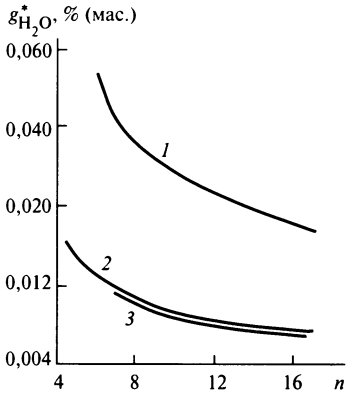


Рис. 1.1. Зависимость максимальной растворимости воды $g^*_{H_2O}$ в индивидуальных углеводородах от числа атомов углерода n в молекуле при t = = 20 °С и p_c = 0,101 МПа [1.34]:

1 — ароматические; *2* — нафтеновые; *3* — парафиновые

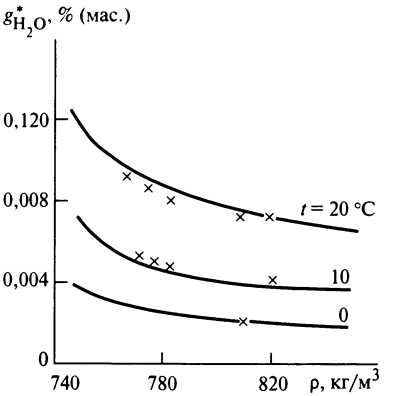


Рис. 1.2. Зависимость максимальной растворимости воды $g^*_{H_2O}$ от плотности топлива ρ при 100 %-ной относительной влажности воздуха [1.35, 1.36]

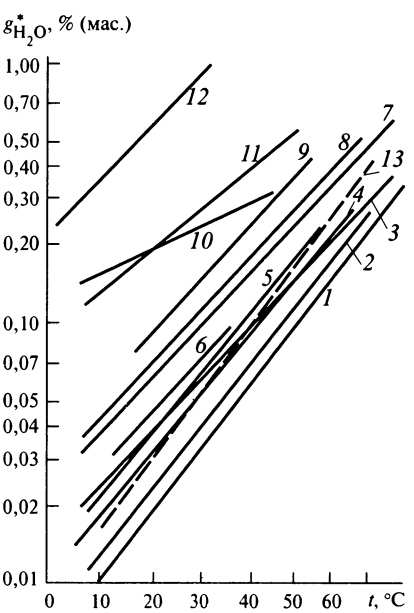


Рис. 1.3. Зависимость растворимости воды $g^*_{H_2O}$ в сжиженных и жидких углеводородах от температуры при p = 0,101 МПа [1.37]:

1 — *н*-бутан; *2* — изобутан; *3* — пропан; *4* — *н*-пентан; *5* — изопентан; *6* — циклогексан; *7* — *н*-гексан; *8* — *н*-гептан; *9* — *н*-октан; *10* — бутадиен-1,3; *11* — бензин; *12* — гептен-1; *13* — ШФЛУ (Нижневартовский ГПЗ [1.38])

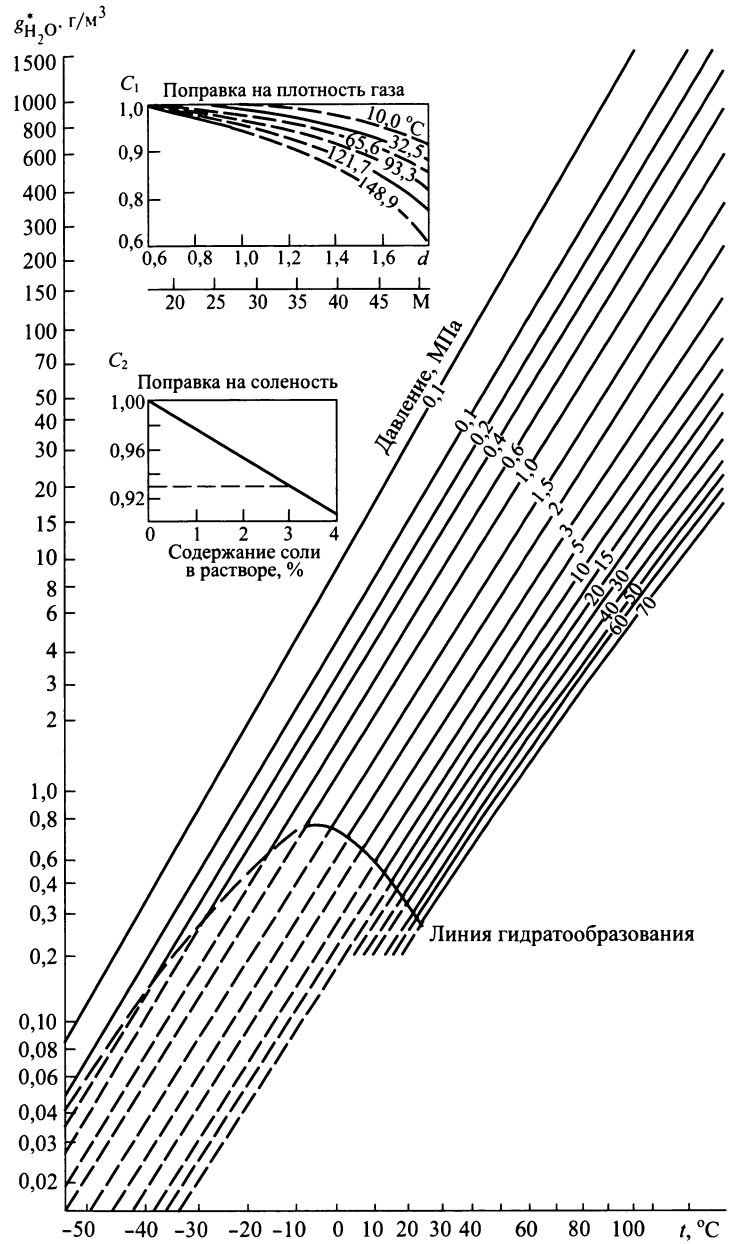


Рис. 1.4. Зависимость равновесного влагосодержания $g^*_{H_2O}$ природного газа от температуры и давления [1.39]

Равновесное содержание воды g_{H_2O} в граммах на метр кубический углеводородного газа, приведенного к температуре 20 °С и давлению 0,1013 МПа, может быть рассчитано по уравнению:

$$g_{H_2O} = \frac{A}{10{,}2p} + B, \qquad (1.1)$$

где A — влагоемкость идеального газа при атмосферном давлении, г/м^3; B — коэффициент, показывающий разницу влагосодержания идеального и реального газов, г/м^3; p — давление газа, МПа.

Значение коэффициента A может быть определено по уравнению

$$A = 12{,}1873 \cdot 10^3 P_{н.п} M/(Tz), \qquad (1.2)$$

где $P_{н.п}$ — давление насыщенных паров воды при температуре T, МПа; T — температура, К; M — молекулярная масса; z — фактор сжимаемости газа.

Для газа с плотностью около 0,7 кг/м^3 значения коэффициентов A и B можно принимать по табл. 1.21. Использование уравнения (1.1) и данных табл. 1.21 (в несколько сокращенном виде, только до 40 °С) предусмотрено в ГОСТ 20060—83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги».

При плотности газа, существенно отличающейся от 0,7 кг/м^3 (при p = 0,101 МПа и t = 20 °С), в уравнение (1.1) вводится поправка — дополнительный коэффициент — множитель C_1, определяемый в зависимости от относительной плотности газа по воздуху d или молекулярной массы M по графику на верхней врезке рис. 1.4. Он используется также и при определении влагосодержания по номограмме этого рисунка. На второй врезке дана поправка на соленость воды, находящейся в равновесии с влагонасыщенным газом, что может иметь место при добыче природного газа с соленой пластовой водой — множитель C_2.

Для характеристики влажности газов в инженерной практике кроме значения влагосодержания, г/м^3, широко используется показатель точки росы влаги, выражаемый температурой начала конденсации влаги из газа при данном давлении.

В табл. 1.22 приведены значения точек росы влаги природного газа при различных давлениях и влагосодержании. Данные растворимости воды в авиационном сконденсированном топливе (АСКТ) и *н*-бутане в зависимости от температуры приведены в табл. 1.23.

В зависимости от условий сжиженный углеводородный газ может быть либо насыщенным, либо ненасыщенным или, наоборот, перенасыщенным водой. В последнем случае избыточная вода выделяется в виде мелких капель, которые частично коалесцируют и выпадают из углеводородной фазы, частично могут удерживаться во взвешенном состоянии.

Для оценки влажности сжиженных углеводородных газов обычно пользуются визуальной оценкой отсутствия помутнения при строго определенных условиях. При необходимости количественной оценки содержания влаги ее определяют химическим путем — титрованием с раствором Фишера (ГОСТ 20060—83) или хроматографически.

Обязательным элементом подготовки газа для производства газового топлива является осушка его до влагосодержания ниже точки росы газа (или растворимости воды в сжиженном газе) во всем возможном диапазоне температур и давлений при его дальнейшем использовании. При нормальной эксплуатации газовой аппаратуры вследствие ее герметичности отсутствует возможность последующего увлажнения подготовленного таким образом газа.

Осушка углеводородных газов в промышленности осуществляется абсорбционными и адсорбционными методами. В качестве абсорбентов — жидких поглотителей влаги — используются чаще всего гликоли (моно-, ди- или триэтиленгликоль, пропиленгликоли, смеси гликолей с различными добавками). Адсорбентами для осушки углеводородных газов служат цеолиты, силикагели, алюмогели. Технология осушки описана во многих монографиях и справочных изданиях [1.37, 1.39, 1.42—1.45, 1.49].

Данные о растворимости воды в жидких углеводородах при нормальном давлении в зависимости от температуры приведены в табл. 1.24.

Примеры расчета.

Пример 1. Определить равновесное влагосодержание природного газа при давлении 5,5 МПа и температуре 30 °С по уравнению (1.1).

Исходные данные: по табл. 1.21 при $t = 30$ °С $A = 32{,}30$ и $B = 0{,}174$.

Решение.

По уравнению (1.1)

$$g_{H_2O} = \frac{32{,}30}{10{,}2 \cdot 5{,}5} + 0{,}174 = 0{,}750 \text{ г/м}^3.$$

Пример 2. Определить относительную влажность газа из примера 1 после сжатия до 10 МПа, при котором произошло повышение температуры до 80 °С.

Решение.

1) определяем равновесное влагосодержание газа при 10 МПа и $t = 80$ °С по уравнению (1.1).

При $t = 80$ °С коэффициенты $A = 363{,}0$ и $B = 1{,}083$,

$$g_{H_2O} = \frac{363{,}0}{10{,}2 \cdot 10} + 1{,}083 = 4{,}642 \text{ г/м}^3;$$

2) зная, что газ до сжатия имел влагосодержание $(g_{H_2O})_1$ 0,750 г/м^3 (см. пример 1), определяем относительную влажность его $(g_{H_2O})_2$ при заданных условиях:

$$(g_{H_2O})_2 = \frac{(g_{H_2O})_1}{g_{H_2O}} = \frac{0{,}750}{4{,}642}\ 100 = 16{,}16\ \%.$$

Пример 3. Определить температуру, при которой начнется конденсация влаги (точку росы) в газе из примера 2: давление газа 10 МПа, влагосодержание 0,750 г/м^3.

По рис. 1.4 находим, что этим параметрам соответствует температура насыщения приблизительно 16 °С.

1.7. Газовые гидраты

При определенных условиях вода в смеси с легкими углеводородами образует газовые гидраты — твердые образования клатратного типа: молекулы воды образуют пространственную кристаллическую решетку, в полостях которой размещаются молекулы газов. Газогидраты не являются, строго говоря, химическими соединениями, хотя и имеют определенный для каждого газа состав. Они образуются под действием вандерваальсовских сил межмолекулярного взаимодействия и не имеют химических связей между атомами воды и газа.

Установлены существование и равновесные параметры образования гидратов многих природных и синтетических газов, кроме водорода, гелия и неона [1.46]. В зависимости от размера молекул газа различные газы образуют гидраты двух кристаллических форм: в I форме в малых полостях размещаются газы, размер молекул которых не более 0,52 нм (5,2 Å) — аргон, азот, метан, сероводород и др., в больших полостях размещаются молекулы размером до 0,59 нм — этан, диоксид углерода, хлор, сернистый ангидрид и др.; II форму кристаллов гидрата образуют газы с размером молекул от 0,59 до 0,69 нм — пропан, изобутан, дихлорметан, трихлорметан (хлоро-

форм) и др. Всего известно 35 видов молекул газов, образующих гидраты I структурной формы, и 65 — гидраты II формы. Нормальный бутан и более высокомолекулярные углеводороды гидратов не образуют. Внешне гидраты в зависимости от условий образования выглядят как кристаллы льда или снежная масса.

Характеристики газовых гидратов, которые могут входить в состав газовых топлив, приведены в табл. 1.25.

Следует отметить, что плотность гидратов и удельный объем воды в них зависят от давления. Так, плотность гидрата метана составляет:

p, МПа	1,0	10	100	1000
ρ, г/см^3	0,895	0,917	0,950	1,053

Газовые гидраты могут образовываться и существовать при определенных условиях (температуре, давлении, влагосодержании) как в газообразных продуктах, так и в сжиженных газах. Они образуются при наличии свободной воды (при влагосодержании продукта выше насыщения) на границе фаз газ — вода или жидкие углеводороды — газ—вода. На рис. 1.5—1.7 показаны условия образования гидратов метана, ряда индивидуальных веществ, а также некоторых нефтяных и природных газов в разных диапазонах давления и температуры. Из этих рисунков следует, что существование гидратов в реальных газах возможно в области довольно обычных температур от 0 до 20 °С и давлений 0,1—6,0 МПа.

Для определения условий гидратообразования предложено несколько довольно сложных методов расчета, требующих привлечения данных по термодинамическим свойствам компонентов смеси, в которой происходит гидратообразование.

С достаточной для технических целей точностью могут быть рекомендованы упрощенные методы определения условий гидратообразования, например метод Катца с использованием констант равновесия системы газ — вода — гидрат по уравнению [1.46, 1.42]:

$$\sum_{i=1}^{N} X_i = \sum_{i=1}^{N} Y_i/K_i = 1, \qquad (1.3)$$

где X_i и Y_i — мольная доля i-го компонента в гидрате и в исходном газе соответственно; K_i — константа равновесия i-го компонента.

Если указанная сумма меньше единицы, гидраты не образуются.

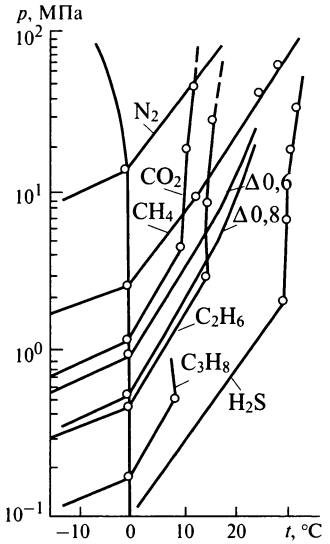


Рис. 1.5. Равновесные условия по температуре и давлению образования гидратов индивидуальных газов и природного газа различной плотности [1.46]:

Δ0,6 и Δ0,8 — относительная плотность по воздуху

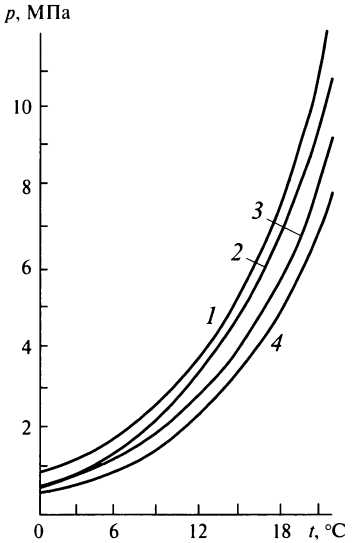


Рис. 1.6. Условия образования по температуре и давлению гидратов нефтяных газов ряда месторождений Западной Сибири [1.46]:

1 — Самотлорское; *2* — Правдинское; *3* — Федоровское; *4* — Трехозерное

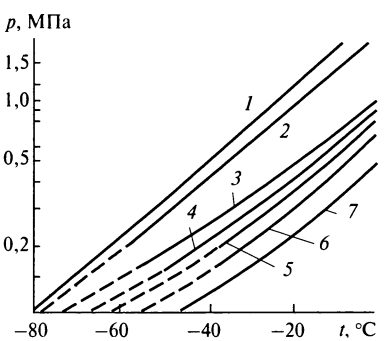


Рис. 1.7. Условия образования по температуре и давлению гидратов природных газов разных месторождений в бывшем СССР при $t < 0$ °С [1.46]:

1 — метан; *2* — Уренгойское (98,4 % CH_4); *3* — Шебелинское; *4* — Уренгойское (89,3 % CH_4); *5* — Оренбургское (1,5 % H_2S); *6* — Вуктыльское; *7* — Оренбургское (4,5 % H_2S)

Значения величины K_i для метана, этана, пропана, изобутана, диоксида углерода и H_2S при разных давлениях и температуре приведены в графической форме и в таблицах в [1.42, 1.46].

Уравнение (1.3) рекомендуется решать путем подбора при заданной температуре (или давлении) второго параметра — давления или температуры соответственно. Достаточно определить для газа данного состава величину $\sum X_i$ при двух значениях давления (или температуры, если задано давление) и линейной экстраполяцией определить параметр, при котором $\sum X_i = 1$.

Для определения давления начала гидратообразования используют также эмпирическое уравнение

$$\lg p = A - \frac{B}{T} - 1, \tag{1.4}$$

где p — равновесное давление, МПа; T — заданная температура, К; A и B — эмпирические коэффициенты, их значения при температуре выше и ниже 273,15 К приведены в табл. 1.26.

Для решения обратной задачи — определения температуры гидратообразования при известном давлении предложены уравнения [1.47]:

для температур 0 °С и более

$$t_г = 18{,}47 \lg p - B + 18{,}65, \tag{1.5}$$

для температур 0 °С и менее

$$t_г = 58{,}5 \lg p + B_1 - 59{,}32, \tag{1.6}$$

где $t_г$ — максимальная температура гидратообразования, °С, при давлении p; p — давление, МПа; B и B_1 — коэффициенты, численные значения которых в зависимости от приведенной плотности газа $\rho_{пр}$ даны в табл. 1.27.

Приведенная плотность определяется по уравнению

$$\rho_{пр} = \sum_{i=1}^{N} \rho_{гi} X_{гi} \Big/ \sum_{i=1}^{N} X_{гi}, \tag{1.7}$$

где $\rho_{гi}$ и $X_{гi}$ — плотность при 0 °С и мольная доля только гидратообразующих i-х компонентов газа.

В [1.48] для расчета условий гидратообразования из жидких (сжиженных) углеводородов и воды предложена система уравнений, включающая константы равновесия и мольные доли компонентов в

жидкой, газообразной и гидратной форме. Учитывая, что в применяемом в технике диапазоне давлений температура гидратообразования в жидкой фазе практически не зависит от давления, определяют условия гидратообразования в сжиженном газе при давлении начала его перехода в газообразное состояние.

Образование газовых гидратов вызывает серьезные осложнения при добыче нефти и газа, при их транспортировании, переработке и использовании в результате забивки трубопроводов, особенно проходных сечений регулирующей и запорной арматуры. В связи с этим разработаны и применяются различные методы профилактики и ликвидации гидратов [1.38, 1.46, 1.49, 1.52].

Главным приемом профилактики следует считать осушку газа до влагосодержания ниже возможной концентрации насыщения во всем диапазоне условий использования газа.

Эффективным средством понижения температуры начала гидратообразования является применение ингибиторов, в качестве которых используются спирты (чаще всего метанол, двухатомные спирты — гликоли) и электролиты (водные растворы хлоридов и сульфатов металлов I, II и III групп периодической системы элементов, чаще всего хлорид кальция), иногда смеси спиртов и электролитов.

В качестве ингибитора гидратообразования может быть применен побочный продукт производства синтетического этанола — эфироальдегидная фракция, которая в среднем имеет следующий состав, % (мас.): этанол — 63; диэтиловый эфир — 33; ацетальдегид — 0,3; вода — 0,7 [1.45].

Количественные зависимости между снижением температуры гидратообразования $\Delta t_г$ и концентрацией ингибитора (после контакта с обводненным газом или конденсатом) $g_{ин}$ показаны на рис. 1.8. С учетом того, что возможно ингибирование в области низких температур, на графике приведены также кривые изменения температуры замерзания водных растворов этих ингибиторов $\Delta t_з$.

Предложены также уравнения для расчета количества ингибитора (метанола), необходимого для снижения температуры гидратообразования [1.50]:

$$g_{ин} = 7{,}07\Delta t^{1/2} \quad \text{при } g_{ин} < 15\ \%; \tag{1.8}$$

$$g_{ин} = 1{,}87\Delta t + 7 \quad \text{при } g_{ин} \geq 15\ \%, \tag{1.9}$$

где $g_{ин}$ — концентрация водного раствора метанола после контакта с обводненным газом, % (мас.); Δt — снижение температуры гидратообразования, °С.

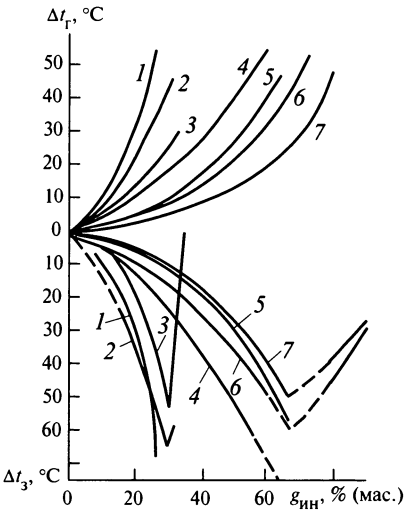


Рис. 1.8. Зависимость понижения температуры гидратообразования $\Delta t_г$ и замерзания $\Delta t_з$ водных растворов ингибиторов от их концентрации $g_{ин}$ [1.46]:
1 — $AlCl_3$; *2* — 90 % $CaCl_2$ + 10 % CH_3OH; *3* — $CaCl_2$; *4* — CH_3OH; *5* — этилкарбитол; *6* — моноэтиленгликоль (ЭГ); *7* — диэтиленгликоль (ДЭГ)

Может быть решена и обратная задача: определение понижения температуры гидратообразования Δt, достигаемого при заданной дозе ингибитора $g_{ин}$ [1.51]:

$$\Delta t_г = 0{,}556 K g_{ин}/[M(100 - g_{ин})], \qquad (1.10)$$

где K — константа, специфичная для каждого вида ингибитора (для метанола $K = 2335$; для гликолей $K = 4000$); M — молекулярная масса ингибитора; $g_{ин}$ — массовая доля ингибитора, % массы воды.

Для той же цели рекомендованы достаточные для оперативных расчетов простые зависимости [1.49];

$$\Delta t = 0{,}6 g_{ин} \quad \text{при} \quad 25 < g_{ин} < 50\ \%; \qquad (1.11)$$

$$\Delta t = 0{,}18 g_{ин} + 0{,}0084 g_{ин}^2 \quad \text{при} \quad g_{ин} > 50\ \%, \qquad (1.12)$$

где значения Δt и $g_{ин}$ те же, что в уравнениях (1.8) и (1.9).

При определении необходимого расхода ингибитора метанола (в отличие от других, более высококипящих ингибиторов) необходимо делать поправку на переход части метанола в газовую фазу и растворение его в углеводородной жидкой фазе. Для этого в уравне-

ние (1.10) вводятся дополнительные члены с эмпирически определенными коэффициентами [1.46, 1.51].

Данные о количестве метанола, необходимого для предотвращения гидратообразования в сжиженном пропане, приведены в табл. 1.28.

Примеры расчета.

Пример 1. Вычислить по уравнению (1.4) давление, при котором начнется гидратообразование в увлажненном метане, имеющем температуру 15 °С (288,15 К).

Решение.

Для метана при $T \approx 273$ К по табл. 1.26 находим $A = 14{,}71$ и $B = 3631$. Далее по уравнению (1.4)

$$\lg p = 14{,}71 - \frac{3631}{288{,}15} - 1 = 1{,}11,$$

следовательно, $p = 12{,}9$ МПа.

По графику в [1.46] для метана при 15 °С давление гидратообразования равно примерно 13 МПа. Сходимость удовлетворительная.

Пример 2. Вычислить температуру гидратообразования нефтяного газа Жанажольского месторождения при давлении 5,5 МПа по уравнению (1.5).

Исходные данные: состав нефтяного газа в мольных долях и плотность ρ_i компонентов приведены в табл. 1.29.

Решение.

Определяем произведения мольных долей гидратообразующих компонентов на их плотности при 0 °С; значения произведений приведены в табл. 1.29.

Далее по уравнению (1.7) вычисляем приведенную плотность

$$\rho_{пр} = \frac{0{,}6971}{0{,}9795} = 0{,}7116.$$

Интерполяцией по табл. 1.27 находим $B = 13{,}83$. Затем по уравнению (1.5.)

$$T_г = 18{,}47 \lg 5{,}5 - 13{,}83 + 18{,}65 = 18{,}14 \text{ °С}.$$

Пример 3. Вычислить возможное понижение температуры гидратообразования в сжиженном нефтяном газе по уравнению (1.10) при подаче ингибитора метанола из расчета концентрации его в образовавшемся водном растворе $g_{ин} = 20$ % (мас.).

Исходные данные: для метанола константа $K = 2335$, молекулярная масса $M = 32{,}04$.

Решение.

По уравнению (1.10) вычисляем

$$\Delta t_г = 0{,}556 \frac{2335}{32{,}04} \frac{20}{100 - 20} = 10{,}13 \text{ °C}.$$

По рис. 1.8 20 %-ной концентрации метанола соответствует снижение температуры гидратообразования $\Delta t_г \approx 10$ °C, т.е. сходимость расчетного и графического методов хорошая.

1.8. Растворенные газы

Растворенные газы содержатся в жидких углеводородах и их смесях в состоянии равновесия с надтопливной атмосферой. Растворимость газов в общем случае снижается с утяжелением углеводорода (топлива), повышением вязкости, поверхностного натяжения и плотности. Обводнение топлива способствует повышению растворимости газов.

Равновесную растворимость газов в топливах выражают коэффициентами Бунзена α, Кюна γ, Рауля δ, Генри K и др.

Коэффициент Бунзена α характеризует объем газа, приведенный к нормальным условиям ($t = 0$ °C, $p_0 = 1{,}01325 \cdot 10^5$ Па), растворенного в 1 м^3 топлива:

$$\alpha = \frac{V_0}{V_ж} = \frac{V_г p_г T_0}{V_ж T (p - P_{н.п})}, \qquad (1.13)$$

где V_0 — объем растворенного газа, приведенный к нормальным условиям, м^3; $V_ж$ — объем растворителя — жидкости при температуре насыщения, м^3; $V_г$ — объем поглощенного газа, измеренный при температуре насыщения, м^3; $p_г$ — давление выделенного газа, Па; $P_{н.п}$ — давление насыщенного пара топлива при температуре насыщения, Па; p — давление в сосуде, где происходит насыщение топлива газом, Па; $(p - P_{н.п})$ — парциальное давление газа, Па; $T_0 = 273$ К; T — температура, К.

Для воздуха коэффициент Бунзена может быть представлен уравнением:

$$\alpha = \frac{0{,}8577}{0{,}1733 + 10^{-3}\rho} - 0{,}7075, \qquad (1.14)$$

где ρ — плотность топлива при температуре 20 °C, кг/м^3.

Все прочие коэффициенты растворимости являются производными коэффициента Бунзена α, их пересчитывают по следующим соотношениям:

Показатель	Коэффициент			
	Бунзена	Кюна	Рауля	Генри
Формула пересчета	α	$\gamma = \alpha/\rho_{ж}$	$\delta = 100\rho_0\alpha$	$K = \rho_0\alpha/p_0$
Ед. измерения	$м^3/м^3$	$м^3/кг$	кг/100 $м^3$	кг/($м^3$ · Па)

Примечание. $\rho_{ж}$ — плотность жидкости, $кг/м^3$; ρ_0 — плотность растворенного газа при $t = 0$ °С и $p_0 = 0{,}101$ МПа.

Отношение растворимости любых двух газов в растворителях, близких по своей природе, примерно постоянно.

Коэффициент Бунзена для воздуха, азота, кислорода и диоксида углерода определяем, если его значение известно для одного из них, используя приведенные ниже соотношения [1.53]:

Воздух	N_2	O_2	CO_2
1,125	1,00	1,60	10,16
1,0	0,89	1,42	9,05

Коэффициенты растворимости Бунзена для воздуха, азота и кислорода связаны соотношением:

$$\alpha_в = 0{,}791\alpha_{N_2} + 0{,}209\alpha_{O_2} \approx 1{,}125\alpha_{N_2}. \qquad (1.15)$$

В интервале температур от −20 до +40 °С экспериментальные данные по растворимости разных газов (с $T_{кр} \le 180$ К) обобщаются с погрешностью не более 1 % уравнением:

$$\alpha = \alpha_{20}(T/293)^{0{,}445}, \qquad (1.16)$$

где α и α_{20} — коэффициент растворимости при температуре T и температуре 293 К (20 °С) соответственно.

Зависимость растворимости газов в топливах от давления описывается уравнением Генри:

$$x = Kp = \rho_0\alpha p/p_0, \qquad (1.17)$$

где x — растворимость газа, $кг/м^3$; ρ_0 — плотность газа при $t = 0$ °С и $p_0 = 0{,}101$ МПа, $кг/м^3$; α — коэффициент Бунзена, $м^3/м^3$; K — коэф-

фициент Генри, кг/(м^3 · Па); p — парциальное давление растворенного газа в надтопливном пространстве, Па; p_0 — нормальное давление, Па.

Сводные данные о взаимной растворимости сжиженных N_2 и CH_4, H_2 и CH_4, CH_4 и C_3H_8, растворимости метана в воде, CH_4 и C_3H_8 в реактивных топливах ТС-1 и Т-6, N_2 и CO_2 в АСКТ приведены на рис. 1.9—1.11 и в табл. 1.30—1.36.

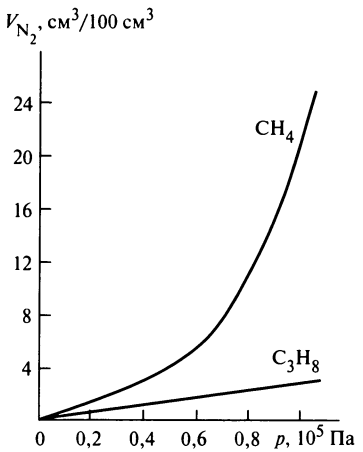
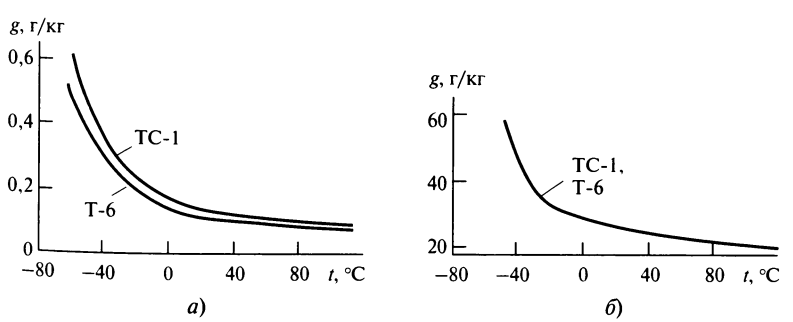


Рис. 1.9. Зависимость растворимости азота V_{N_2} в 100 см^3 жидкого пропана и метана от давления при $t = -180$ °С [1.1]



а *б*

Рис. 1.10. Зависимость растворимости CH_4 в реактивных топливах ТС-1 и Т-6 от температуры при p = 0,05 МПа (*а*) и 5 МПа (*б*)

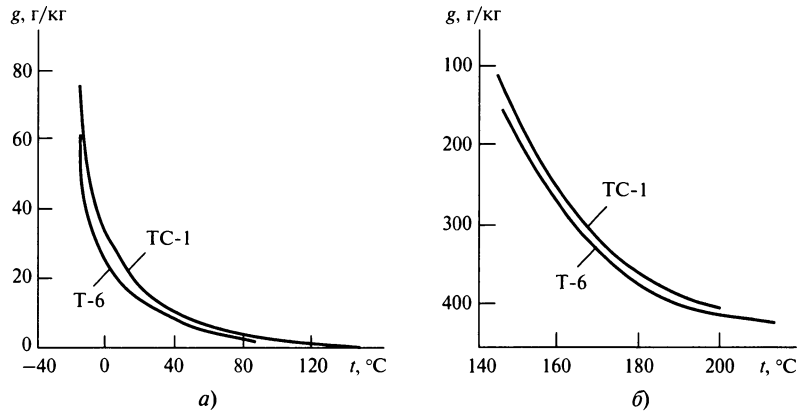


Рис. 1.11. Зависимость растворимости C_3H_8 в реактивных топливах ТС-1 и Т-6 от температуры при p = 0,05 МПа (*а*) и 5 МПа (*б*)

Список литературы к разделу 1

1.1. **Дубовкин Н.Ф., Брещенко Е.М.** Легкие моторные топлива и их компоненты: Справочник. — М.: Химия, 1999. — 480 с.

1.2. **Лапидус А.Л., Крылов И.Ф., Тонконогов Б.П.** // Химия и технология топлив и масел. 2005. № 3. С. 3—8.

1.3. **Албул В.П.** // Газовая промышленность. 2000. № 5. С. 31—32.

1.4. **ТЭК** России. Нефтегазодобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность // Ежемесячный бюллетень № 1 за 2001—2006гг.

1.5. **Сжиженный** природный газ – моторное топливо. Состояние, перспективы, задачи: Материалы международного семинара. Санкт-Петербург: Лентрансгаз—РАО "Газпром", 02—03 июля 1998 г.

1.6. **Нефтяные** и газовые месторождения СССР: Справочник / под ред. С.П. Максимова. — М.: Недра, 1987. Кн. 1. — 358 с.

1.7. **Газовые** и газоконденсатные месторождения: Справочник / под ред. И.П. Жабрева. — М.: Недра, 1983. — 375 с.

1.8. **Старосельский В.И.** Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазовых бассейнов. — М.: Недра, 1990. — 186 с.

1.9. **Геология** и геохимия природных горючих газов: Справочник / В.И. Ермаков, Л.М. Зорькин, В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский; под ред. И.В.Высоцкого. — М.: Недра, 1990. — 315 с.

1.10. **Кириллов Н.Г.** // Тракторы и с/х машины. 2001. № 12. — С. 10—13.

1.11. **Яновский Л.С., Дубовкин Н.Ф., Галимов Ф.М., Иванов В.Ф.** Экология легких моторных топлив. — Казан. НЦ РАН, 1997. — 207 с.

1.12. **Зысин Л.В., Кошкин Н.Л.** // Теплоэнергетика. 1997. № 4. — С. 28—32.

1.13. **Дубовкин Н.Ф., Яновский Л.С., Иванов В.Ф. и др.** Авиационные криогенные углеводородные топлива. — Казань: Изд. АБАК, 1998. — 255 с.

1.14. **Справочник** нефтепереработчика. / под ред. Г.А. Ластовкина, Е.Д. Радченко и М.Г. Рудина. — Л.: Химия, 1986. — 648 с.

1.15. **Копылов Ю.П., Вставская Л.И., Мазгаров А.М.** // Химия и технология топлив и масел. 1996. № 4. — С. 19—20.

1.16. **Houston C.D., Shell W.J.** // Energy Biomass \& Wastes. 10th Conf. Washington. D.C.Apr. 7—10. London — Chicago, 1987. — P. 1671—1672.

1.17. **Получение** метана из угольных пластов // Инф.-аналит. Сборник. — М.: ООО "ИРЦ Газпром". 2001. № 12. — 80 с.

1.18. **Bingemer H.G., Grutzen P.I.** // Y. Geophys. Pes. 1987. № 2. P. 92.

1.19. **Валяев Б.М.** // Газовая промышленность. 1997. № 7. — С. 6—10.

1.20. **Конторович А.Э. и др.** // Нефтегазовая вертикаль. 2005. № 7. — С. 52—55.

1.21. **Grotewold G., Fuhrberg H.D., Philipp W.** // Proc. 18-th World Petrol Congr. 1980. V. 4. — P. 47—54.

1.22. **Защита** атмосферы от промышленных загрязнений: справочное издание: В 2 ч. Ч. 1. / пер. с англ; под ред. С. Колверта, Г.М. Инглунда. — М.: Металлургия, 1988. — 760 с.

1.23.**Балинт В., Бан А., Долешал Ш. и др.** Применение углекислого газа в добыче нефти. — М.: Недра, 1977. — 240 с.

1.24. **Антониади Д.Г., Валуйский А.А., Гарушев А.Р.** // Нефтяное хозяйство. 1999. № 1. — С. 16—23.

1.25. **Гамбург Д.Ю., Дубовкин Н.Ф., Семенов В.П., Смирнова Л.Н.** Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение: справочное изд. — М.: Химия, 1989. — 672 с.

1.26. **Терентьев Г.А., Тюков В.М., Смаль Ф.В.** Моторные топлива из альтернативных сырьевых ресурсов. — М.: Химия, 1989. — 272 с.

1.27. **Васильев Ю.Н., Гриценко А.И., Золотаревский Л.С.** Транспорт на газе. — М.: Недра, 1992. — 342 с.

1.28. **Гольцова Л.Ф.** // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2005. № 1. — С. 15—16.

1.29. **Головко Г.А.** Криогенное производство инертных газов. — Л.: Машиностроение, 1983. — 416 с.

1.30. **Архаров А.М.** // Химическое и нефтяное машиностроение. 1995. № 2. — С. 2—9.

1.31. **Шмаков В.С., Улендеева А.Д., Ляпина Н.К. и др.** // Нефтехимия. 1989. № 1. — С. 14—18.

1.32. **Брещенко Е.М., Аджиев А.Ю., Ещенко О.И.** Ртуть в нефтяных и природных газах: Обзор. информ. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройства нефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 1990. — 56 с.

1.33. **Виноградова О.Н.** // Нефтегазовая вертикаль. 2001. № 13. — С. 49—54.

1.34. **Шампанья А., Вернье Ш., Лен Б., и др.** // Нефтехимия, 1963. Т. 3. № 5. — С. 799—810.

1.35.**Энглин Б.А., Туголуков В.М.** // Химия и технология топлив и масел. 1960. № 3. — С. 45—49.

1.36. **Johnson C.K., Finn D.F., Nixon A.C.** // Ind. Eng. Chem.. 1954. V. 46. № 10. — P. 2166—2169.

1.37. **Кельцев Н.В.** Основы адсорбционной техники. — М.: Химия, 1976. — 512 с.

1.38. **Фридланд В.Я., Эйгенсон С.А., Брещенко Е.М. и др.** Особенности эксплуатации трубопроводов для сжиженных углеводородных газов: Обзор информ. Нефтепромысловое дело. — М.: ВНИИОЭГ. 1984. Вып. 7(114). — 29 с.

1.39. **Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П.** Переработка нефтяных и природных газов. — М.: Химия, 1981. — 472 с.

1.40. **Деточенко А.В., Михеев А.Л., Волков М.М.** Спутник газовика: Справочник. — М.: Недра, 1978. — 311 с.

1.41. **Мишина Л.А., Юрьев М.Я.** Методы химического, физико-механического и метрологического контроля. — Л.: Недра, Ленинградское отделение, 1988. — 192 с.

1.42. **Катц Д.Л., Корнелл Д., Кобаяши Р. и др.** Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. — М.: Недра, 1965. — 676 с.

1.43. **Добыча,** подготовка и транспорт природного газа и конденсата: Справочное руководство: В 2 т. Т. 1. / Под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. — М.: Недра, 1989. — 228 с.

1.44. **Брещенко Е.М., Топлов С.М., Хайтун А.Д. и др.** Состояние и пути совершенствования утилизации нефтяного газа малых месторождений: Обз. информ. Нефтепромысловое дело. — М.: ВНИИОЭНГ, 1982. Вып. 7(15). — 45 с.

1.45. **Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е.** Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие. — М.: Недра, 1988. — 575 с.

1.46. **Макагон Ю.Ф.** Газовые гидраты. Предупреждение их образования и использование. — М.: Недра, 1985. — 232 с. (см. также «Газовая промышленность». 1988. № 1 — С. 32—35 и 41).

1.47. **Бекиров Т.М., Шаталов А.Т.** Сбор и подготовка к транспорту природных газов. — М.: Недра, 1986. — 261 с.

1.48. **Малышев А.Г.** ЭИ. Нефтепромысловое дело. Отечественный производственный опыт. — М.: ВНИИОЭНГ. 1985. Вып. 8. — С. 8—12.

1.49. **Истомин В.А., Елистратов М.В., Елистратов А.В.** Применение гликолей для абсорбционной осушки природных газов. Физико-химические аспекты: Обз. Инф.. — М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. № 12. — 168 с.

1.50. **Алиев А.Г., Абдулганеева Л.И.** // Газовая промышленность. 1988. № 4. — С. 51—52.

1.51. **Кемпбелл Д.М.** Очистка и переработка природных газов / пер. с англ.; под ред. С.Ф. Гудкова. — М.: Недра, 1977. — 349 с.

1.52. **Истомин В.А., Салихов Ю.Б.** / НТС. Газовая промышленность. Сер.: Газификация. Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа. — М.: ИРЦ Газпром, 1999. № 2—3. — С. 39—45.

1.53. **Дубовкин Н.Ф., Маланичева В.Г., Массур Ю.П., Федоров Е.П.** Физико-химические и эксплуатационные свойства реактивных топлив: Справочник. — М.: Химия, 1985. — 250 с.

1.54. **Справочник** химика. — 2-е изд. / Под ред. Б.П. Никольского и др. — М.: Госхимиздат, 1962. — 1070 с.

1.55. **Рид Р., Праусниц Д., Шервуд Т.** Свойства газов и жидкостей. — 3-е изд. — Л.: Химия, 1982. — 592 с.

1.56. **Розовский А.Я.** Синтез моторных топлив из природного газа // Химическая промышленность. 2000. № 3. — С. 127—139.

1.57. **Брещенко Е.М., Дубовкин Н.Ф., Зайцев В.П.** Переспективы производства авиакеросина из углеводородных газов. // Газовая промышленность. 2004. № 2. — С. 64—66.

1.58. **Кессель И.Б., Шурупов С.В., Гриценко А.И. и др.** На диметиловом эфире // Нефтегазовая вертикаль. 2000. № 9. — С. 96—98.

1.59. **Колбановский Ю.А.** Некоторые вопросы создания экологически чистых топлив для карбюраторных двигателей // Нефтехимия. 2002. Т. 42, № 2. — С. 154—159.

1.60. **Антифеев В.Н.** Материалы XI расширенного заседания комиссии по газомоторному топливу. — М.: ИРЦ Газпром, 2002. — С. 29—33.

1.61. **Архаров А.М. и др.** Использование ДМЭ как моторного топлива и хладагента // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2003. № 6. — С. 17—21.

Раздел 2

ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНОГО И НЕФТЯНОГО ГАЗОВ. ПОЛУЧЕНИЕ ГАЗОВЫХ ТОПЛИВ

2.1. Технология подготовки и переработки природного и нефтяного газов

Целевые продукты из природного и нефтяного газов вырабатываются на газоперерабатывающих заводах. Универсальная блоксхема ГПЗ, включающая все возможные сочетания технологических установок, блоков или узлов, в том числе товарные и транспортные цехи, представлена на рис. 2.1. Ни один из ГПЗ бывшего Советского Союза не имеет в своем составе полного набора приведенных на схеме блоков, однако в сумме на отечественных ГПЗ представлены все эти технологические блоки.

В самом общем виде подготовка и переработка газа заключается в отделении жидких и твердых примесей, приносимых газом (блок *А2*), осушки (блок *В*) и отделении тяжелых конденсирующихся углеводородов — отбензинивании (блок *Д*). На этом блоке получают:

товарный отбензиненный газ, удовлетворяющий требованиям потребителей, т.е. соответствующий нормам ГОСТ 5542—87, или ОСТ 51.40—93, или местным действующим ТУ;

углеводородный конденсат, называемый также нестабильным газовым бензином, или широкой фракцией легких углеводородов.

Наличие всех остальных блоков обусловлено либо особыми свойствами газа, либо дополнительными задачами, поставленными перед газоперерабатывающим предприятием.

Особыми свойствами газа, влияющими на схему ГПЗ, можно считать:

1) *низкое давление нефтяного газа*, связанное с условиями добычи нефти и сепарации газа от нефти — обычно при давлении от 0,6—0,8 МПа на 1-й ступени до 0,105 МПа на последней. Это делает невозможной дальнейшую технологическую цепочку по газу, чем и вызвано наличие блока *Б* — сырьевой компрессорной станции

(цеха), где газ дожимается центробежными или поршневыми компрессорами до давления 6 МПа. В отличие от нефтяного природный газ, как правило, поступает на ГПЗ с естественным высоким давлением (10 МПа и более), что достаточно не только для переработки и подачи в магистральный газопровод (МГП) без дополнительного компримирования (т.е. без блоков *Б* и *И*), но в ряде случаев позволяет получать технологический холод путем частичного сброса давления — дросселирования (блок *Е4*);

2) *наличие в газе кислых компонентов* — сероводорода и (или) диоксида углерода. В связи с ограничением максимально допустимого содержания H_2S в товарном газе (7—20 мг/м^3) и CO_2 в товарной этановой фракции (0,02 % (мас.) и менее) необходима в таких случаях очистка газа от этих соединений (блок *Г*)*. При высоком содержании H_2S в исходном газе возникает экономическая целесообразность и экологическая необходимость переработки выделенного сероводорода в товарную элементную серу (блок *П*), складирования (блок *Р*) и отгрузки (блок *О*) этой серы;

3) *высокое содержание гелия в исходном газе* (0,035 % (об.) и более), делающее целесообразным (а в ряде зарубежных стран обязательным!) его извлечение (блок З) для последующего использования по многим направлениям [2.1, 2.2].

Дополнительными задачами ГПЗ являются:

1) *фракционирование углеводородного конденсата*, как выделенного при отбензинивании газа на блоке *Д*, так и полученного со стороны, на несколько товарных продуктов (блок *М*). Полученные продукты направляются затем в товарно-сырьевой парк (блок *Н*) и далее на отгрузку — на железнодорожную или автомобильную сливоналивную эстакаду (блок *О*) или непосредственно в магистральный продуктопровод. В блоке *М* возможны различные варианты фракционирования исходного жидкого сырья:

выделение пропановой и пропан-бутановой фракций по ГОСТ Р 52087—2003 (как автомобильных топлив или сжиженного газа для коммунально-бытовых и промышленных нужд и стабильного газового бензина);

разделение на пропановую и (или) пропан-бутановую фракции и авиационное топливо АСКТ;

* Последовательность блоков *Б*, *В*, *Г* на схеме — условная, возможны схемы, в которых очистка предшествует компримированию, или осушка располагается между ступенями компримирования, или очистка растворителями (как правило!) предшествует осушке.

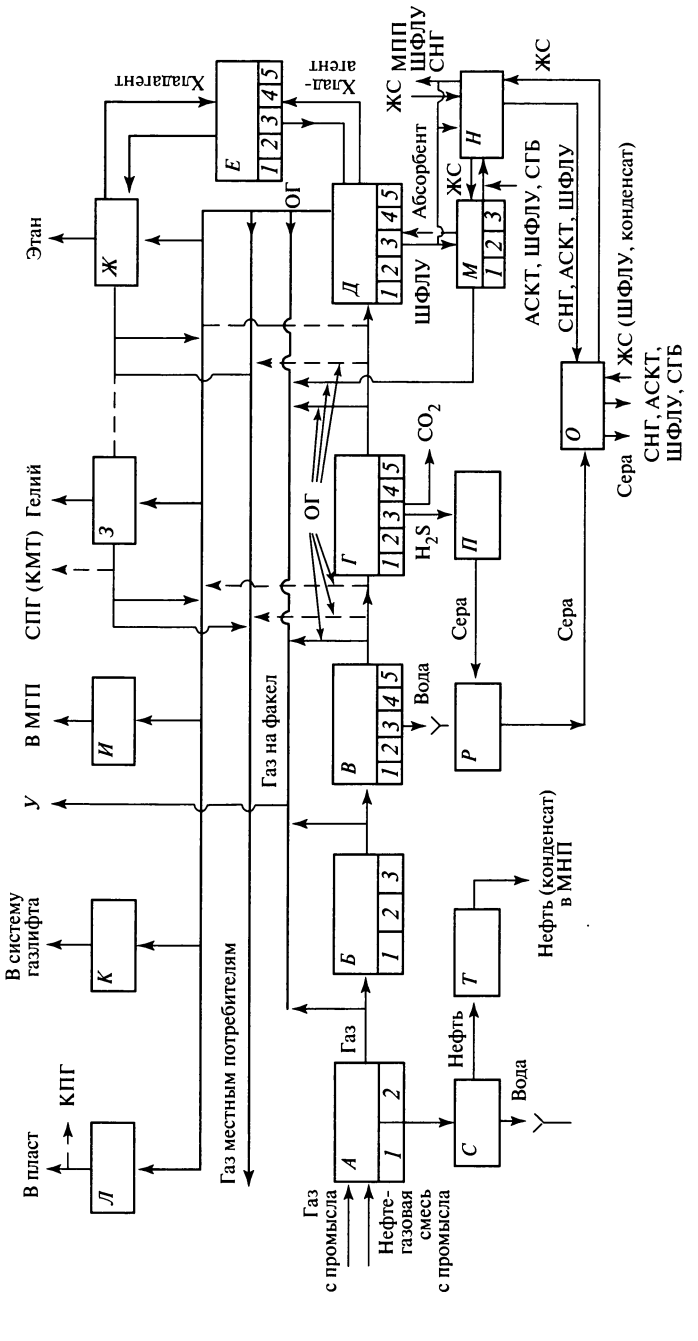

Газ с промысла
Нефте-газовая смесь с промысла
А
1
2
Газ
Нефть
Вода
С
Б
1
2
3
Т
Нефть (конденсат) в МНП
В
1
2
3
4
5
Вода
Газ на факел
Газ местным потребителям
В пласт
КПГ
Л
В систему газлифта
К
У
В МГП
И
СПГ (КМТ)
Гелий
З
Этан
Ж
Г
1
2
3
4
5
H_2S
CO_2
ОГ
П
Сера
Р
Сера
Д
1
2
3
4
5
ОГ
Хладагент
Хлад-агент
Е
1
2
3
4
5
ШФЛУ
Абсорбент
ЖС
М
1
2
3
ЖС МПП ШФЛУ СНГ
Н
ЖС
АСКТ, ШФЛУ, СГБ
СНГ, АСКТ, ШФЛУ
О
ЖС (ШФЛУ, конденсат)
СНГ, АСКТ, ШФЛУ, СГБ

Рис. 2.1. Универсальная технологическая блок-схема ГПЗ [1.1]:

А — блок сепарации: *А1* — разгазирование нефти, *А2* — очистка газа от взвесей; *Б* — сырьевая компрессорная: *Б1* — с электроприводом компрессоров, *Б2* — с газомоторным приводом компрессоров, *Б3* — с турбоприводом компрессоров; *В* — установка осушки: *В1* — абсорбционная, *В2* — впрыск гликоля, *В3* — адсорбционная, *В(Г)4* — абсорбционная, комбинированная с очисткой, *В(Г)5* — адсорбционная, комбинированная с очисткой; *Г* — установка очистки от кислых газов (H_2S, CO_2): *Г1* — хемосорбционная (аминовая), *Г2* — абсорбционная, *Г3* — окислительная, *(В)Г4* — абсорбционная, комбинированная с осушкой, *(В)Г5* — адсорбционная, скомбинированная с осушкой; *Д* — установка переработки (отбензинивания) газа: *Д1* — абсорбционная при умеренной температуре (МАУ), *Д2* — абсорбционная при низкой температуре (НТА), *Д3* — конденсация (ректификация) при умеренном холоде (НТКу) ($t = -25 \div -30$ °С); *Д4* — конденсация (ректификация) при глубоком холоде (НТКг) ($t = -80 \div -100$ °С); *Д5* — адсорбционная (и другие методы); *Е* — холодильная установка; *Е1* — пропановая, *Е2* — пропан, детандер, *Е3* — этано-пропановый каскад, *Е4* — дросселирование (эффект Джоуля—Томсона), *Е5* — аммиачная; *Ж* — выделение этана (этановой фракции); *З* — криогенная установка (выделение гелия, ожижение углеводородного газа); *И* — дожимная компрессорная транспортная ($p = 5{,}5 \div 7{,}5$ МПа); *К* — дожимная компрессорная газлифтная ($p = 8 \div 11$ МПа); *Л* — дожимная компрессорная высокого давления ($p = 20 \div 35$ МПа) для закачки газа в пласт, для получения сжатого (компримированного) газа для автотранспорта; *М* — газофракционирующая установка (ГФУ): *М1* — получение СНГ (пропана, бутана, пропан-бутановой фракции) и стабильного газового бензина, *М2* — получение СНГ (или автомобильного газового топлива) и топлива АСКТ, *М3* — получение индивидуальных углеводородов C_3, C_4, C_5 и СГБ; *Н* — товарно-сырьевой парк углеводородов; *О* — железнодорожная и (или) автомобильная эстакада; *П* — производство серы (установка Клауса); *Р* — склады серы; *С* — установка обезвоживания и обессоливания нефти; *Т* — установка стабилизации нефти; *У* — факел. Принятые на схеме сокращения: КМТ — криогенное метановое топливо; АСКТ — авиационное сконденсированное топливо; ЖС — «жидкое» сырье газофракционирующей установки (ШФЛУ, конденсат); КПГ — компримированный (сжатый) природный газ как автомобильное топливо; МГП — магистральный газопровод; МНП — магистральный нефтепровод; МПП — магистральный продуктопровод; СГБ — стабильный газовый бензин; СНГ — сжиженный (при высоком давлении — до 1,6 МПа) нефтяной газ — пропановая или бутановая фракция (может быть получена и из природного газа); СПГ — сжиженный при низком давлении и криогенной температуре природный газ — практически чистый метан (может быть получен и из глубоко отбензиненного и деэтанизированного нефтяного газа); ШФЛУ — широкая фракция легких углеводородов (одна из технических разновидностей газовых конденсатов); ОГ — отходящие газы

разделение на высококонцентрированные фракции индивидуальных углеводородов (пропана, *н-* и *изо*-бутана, *н-* и *изо*-пентана) для нужд нефтехимии или нефтепереработки и стабильный газовый бензин (СГБ);

разделение на товарную ШФЛУ и СГБ при высоком содержании в исходном конденсате гексанов и более тяжелых углеводородов. При подаче на переработку на ГПЗ тяжелого природного конденсата вместо СГБ может быть получен стабильный газовый конденсат, который либо смешивается с нефтью, либо разгоняется, подобно легкой нефти, на отдельной установке на бензин, дизельное топливо и остаток;

2) *выделение этана* или *этановой фракции* на блоке *Ж* при достаточно высоком содержании этана в исходном газе (в природном — при содержании 5 % (об.) и более, в нефтяном —10 % (об.) и более) и при наличии поблизости потребителя этана — нефте- или газохимического предприятия, к которому этан транспортируется, как правило, по трубопроводу;

3) *глубокое извлечение целевых жидких углеводородов* от C_3 и выше на блоке *Д*, для чего в современной технологии применяют в основном абсорбционные или конденсационно-ректификационные процессы разделения газовой смеси при низких температурах (от $-25 \div -30$ °С до $-80 \div -100$ °С). Низкие температуры достигаются применением какого-либо способа получения искусственного холода или комбинированием нескольких способов на блоке *Е*;

4) *дожатие отбензиненного* (или частично подготовленного) *газа* для различных целей:

подачи в МГП при давлении, как правило, 5,5—7,5 МПа (блок *И*);

подачи в системы газлифтной добычи нефти при давлении, как правило, 8—11 МПа (блок *К*);

закачки в нефтяные пласты для поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи при давлении, как правило, 25—35 МПа (блок *Л*). При этом же давлении хорошо подготовленный природный или отбензиненный нефтяной газ может использоваться как автомобильное топливо — сжатый (компримированный) природный газ (КПГ), либо закачиваться непосредственно в топливные баллоны автомобилей с давлением до 20 МПа или в заправочные баллоны передвижных автогазозаправщиков (ПАГЗ) с давлением до 32 МПа;

5) *совмещение переработки нефтяного газа с разгазированием и подготовкой нефти* или тяжелого природного конденсата на единой технологической площадке. В этом случае исходный или частично разгазированый флюид нефтяной скважины (нефтегазоводяная смесь) поступает в сепараторы ГПЗ (блок *А1*), из которых газ прохо-

дит описанную выше технологическую цепочку, а нефть доводится до товарных кондиций путем обезвоживания и обессоливания.

Как видно из экспликации к рис. 2.1, процессы осушки, очистки от кислых компонентов, отбензинивания, газофракционирования, получения холода (блоки *В*, *Г*, *Д*, *М*, *Е*) могут осуществляться в различных технологических модификациях. Подробно эти технологии описаны в специальных трудах и справочниках: для нефтяных газов в [2.3, 2.4], для природных — в [2.4—2.6].

Новым технологическим приемом в газопереработке является разделение газовых компонентов путем избирательной диффузии через непористые полимерные пленки — мембраны (мембранная технология).

Технологии, аналогичные технологическим процессам ГПЗ, могут осуществляться на малогабаритных газоперерабатывающих блочных установках (МГБУ), расположенных в непосредственной близости к нефте- и газодобывающим промыслам и отличающихся от ГПЗ по производительности на порядок и более (в меньшую сторону). Описаны МГБУ для промысловой подготовки и переработки нефтяного газа [2.7, 2.8], а также по переработке природного углеводородного конденсата с получением компонента бензина, товарного дизельного топлива, уже действующие в Западной Сибири [2.9].

2.2. Получение компримированного (сжатого) природного газа

Компримированный природный газ по ГОСТ 27577—2000 может быть получен на ГПЗ при наличии на нем блоков достаточно глубокой осушки (до 0,009 г/м^3), отбензинивания (для нефтяного и «жирного», т.е. содержащего 60 г/м^3 и более углеводородов $C_{3+в}$, природного газа) и компримирования до 20 или 32 МПа. Сжатый газ как моторное топливо более целесообразно получать в пунктах, приближенных к потребителю топлива. Его получают на автоматизированных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС), которые забирают газ непосредственно из магистральных или распределительных газопроводов, компримируют, глубоко осушают и заправляют его в топливные баки автомобилей, аккумуляторы или передвижные автогазозаправщики (ПАГЗ). Подробно устройство, работа и технико-экономические показатели систем получения и заправки КПГ приведены в [2.10, 2.11].

2.3. Получение сжиженного природного газа

Технология производства СПГ при всем многообразии вариантов сводится к следующим стадиям:

подготовка газа к глубокому охлаждению: осушка и очистка от H_2S и CO_2, как правило, адсорбентами — цеолитами до концентрации около 10^{-4} % (мас.), а также от ртути;

охлаждение газа до криогенных температур, для этого используется один из следующих способов:

а) каскадный холодильный цикл с применением последовательно нескольких хладагентов (обычно пропана, этана или этилена, метана, азота);

б) однопоточный холодильный цикл на многокомпонентном хладагенте;

в) каскадное дросселирование охлаждаемого газа (расширение по Джоулю—Томсону);

г) детандирование охлаждаемого газа.

Чаще всего применяется комбинация из нескольких описанных способов. Принципиальная технологическая схема получения СПГ показана на рис. 2.2.

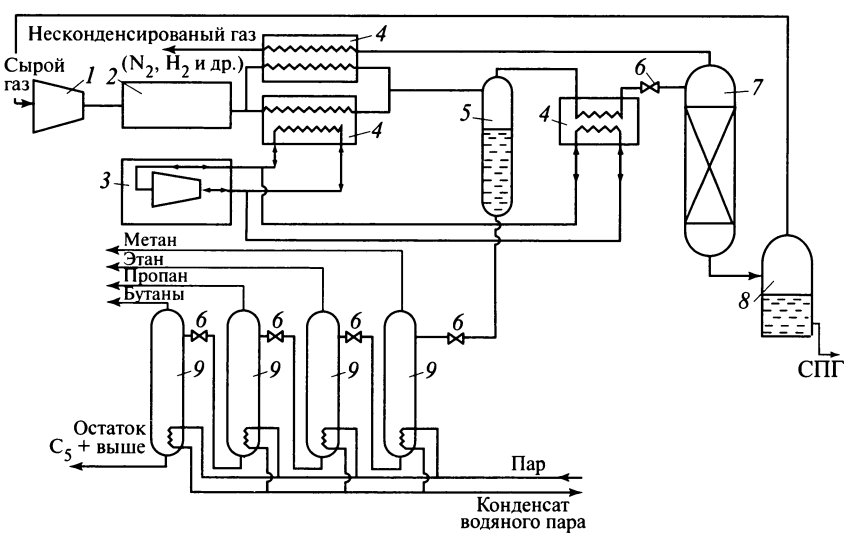


Рис. 2.2. Схема установки по получению сжиженного природного газа или криогенного метанового топлива:

1 — компрессор; *2* — блок подготовки (осушки, очистки) газа; *3* — блок получения холода; *4* — теплообменники; *5* — сепаратор; *6* — дроссельные клапаны; *7* — азотная колонна; *8* — изотермический резервуар; *9* — колонны газофракционирования

Наиболее экономичным признан однопоточный холодильный цикл:

разделение охлаждаемого газа с отделением от этана и более тяжелых углеводородов в виде конденсата;

конденсация основной, метановой, части газа и отделение от нее неконденсирующихся компонентов (азота, гелия);

изотермическое хранение СПГ.

В зависимости от состава газа и поставленных задач в комплекс по производству СПГ могут включаться дополнительно установки: разделения конденсата $C_{2+в}$ на товарные этановую, пропановую, бутановую фракции (как показано на рис. 2.2); выделения гелия из несконденсировавшегося газа и т.п. Характеристики СПГ в значительной мере зависят от глубины предварительного извлечения более тяжелых, чем метан, углеводородов. Различные варианты технологии сжижения природного газа описаны в [2.5, 2.12, 2.13].

В России производству СПГ как моторного топлива в последние годы уделяется повышенное внимание [2.14]. В 2008 г. завершается сооружение крупного завода СПГ на юге Сахалина мощностью 9,6 млн т/год. Намечено создание таких же крупных заводов СПГ на побережье Северного Ледовитого океана на базе Штокмановского месторождения и газов Ямала. Лентрансгазом с участием отечественных фирм «Сигма-Газ», «Крионорд» и других разработаны и внедряются малогабаритные установки по производству от 100 до 450 кг/ч СПГ, привязанные к газораспределительным станциям (ГРС) газопроводов или к автомобильной газонаполнительной компрессорной станции (АГНК). Установки прошли ведомственные испытания и рекомендованы к серийному выпуску.

Принципиальная схема одной из установок приведена на рис. 2.3 [2.15]. Установка сжижения природного газа размещается на газораспределительной станции *ГРС*. Блок очистки и осушки природного газа *БО и О* укомплектован двумя адсорберами и газоподогревателем для осуществления периодической регенерации отработанного в них адсорбента. В блок сжижения природного газа входят два последовательно соединенных теплообменника *ТО-1* и *ТО-2* и вихревой аппарат сжижения *АС*. Очищенный в одном из адсорберов прямой поток природного газа *ПП* поступает в блок сжижения. Проходя два последовательно включенных теплообменника предварительного охлаждения *ТО-1* и *ТО-2* и вихревой аппарат сжижения *АС*, природный газ сжижается. Жидкий метан из аппарата сжижения отводится в стационарную или передвижную цистерну *ПЦ*, а несжиженная часть (обратный поток — *ОП*) проходит навстречу прямому потоку *ПП*, отдает ему свой холод и затем утилизируется потребителем. Блок сжижения имеет габаритные размеры

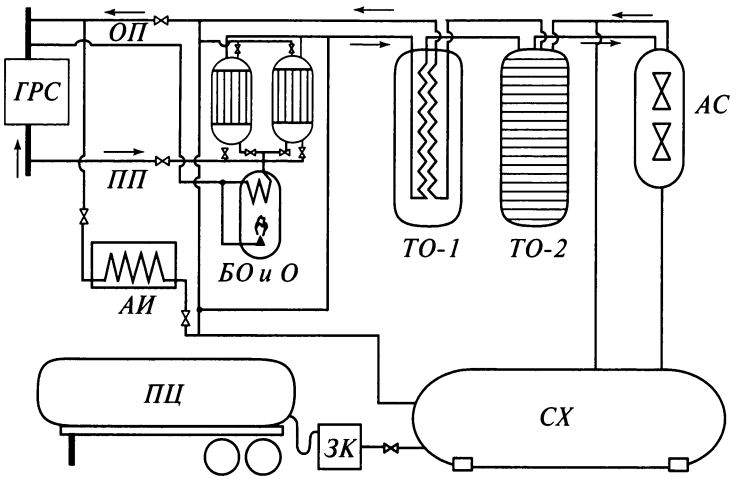


Рис. 2.3. Принципиальная схема установки для сжижения природного газа производительностью от 100 до 450 кг/ч:

ГРС — газораспределительная станция; *ТО-1* и *ТО-2* — теплообменники; *БО и О* — блок очистки и осушки природного газа; *АС* — аппарат сжижения; *АИ* — аппарат испарения; *ПЦ* — цистерна для перевозки СПГ; *СХ* — стационарное хранилище *СПГ*; *ЗК* — запорный кран; *ПП* — прямой поток; *ОП* — обратный поток

1700×1400×4000 мм, массу 3700 кг и занимает площадь 20 м^2. Техническая характеристика блока сжижения [2.15]: производительность по СПГ — до 400 кг/ч, рабочее давление — до 7,5 МПа, расход газа — от 2000 до 7000 м^3/ч. Установка обладает рядом преимуществ: простота конструкции; высокая надежность в связи с отсутствием движущихся частей (повышенная по сравнению с дроссельным циклом).

В табл. 2.1 приведена технологическая характеристика установки по сжижению природного газа производительностью до 1500 кг/ч СПГ.

Стоимость СПГ, получаемого на АГНКС, зависит от ее нагрузки. Чем она больше, тем ниже стоимость СПГ: при 10 %-ной загрузке она составляет 2600 руб/т, а при 100 %-ной — 686 руб/т (рис. 2.4). Расчеты применительно к котельной малой мощности, результаты которых приведены в табл. 2.2, показывают, что при полной загрузке АГНКС по производству СПГ его стоимость для потребителя (включая транспортные расходы) не превышает 1000 руб/т (в ценах первой половины 1998 г.), а затраты на производство 1 Гкал тепловой энергии почти в 2,5—3,0 раза ниже, чем при использовании угля, в 1,5—2,0 раза

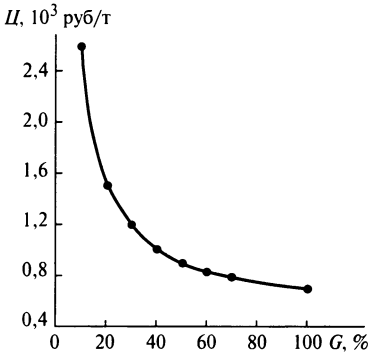


Рис. 2.4. Зависимость стоимости СПГ, получаемого на АГНКС, от ее загрузки

меньше, чем при использовании дизельного топлива, и соизмеримы с затратами при использовании мазута [2.15].

Сжиженный природный газ по ТУ 51-03—86 и аналогичное ему по составу криогенное метановое топливо могут быть получены также на ГПЗ, имеющем в своем составе установку выделения гелия (блок *3* на рис. 2.1). По технологии получения гелия предварительно отбензиненный углеводородный газ подвергается охлаждению до криогенной температуры –180 °С при давлении 1,4—1,8 МПа [2.3, 2.16]. При этом вся углеводородная часть газа конденсируется и представляет собой практически готовое топливо СПГ или КМТ. Крупные гелиевые установки работают в Оренбургском газохимическом комплексе, намечено их создание на одном из восточно-сибирских ГПЗ [1.20]. Конечно, при получении СПГ или КМТ на ГПЗ одновременно с гелием должен быть предусмотрен дополнительный источник холода, чтобы компенсировать «унесенный» с СПГ потенциал холода, который в обычном гелиевом производстве рекуперируется. При отсутствии гелиевого производства СПГ (КМТ) может быть получен практически на каждом ГПЗ с глубоким отбензиниванием газа при условии сооружения специальной криогенной установки сжижения газа.

2.4. Получение моторных топлив из нефтяного газа

Нефтяной газ в настоящее время является основным сырьевым источником получения авиационного сконденсированного топлива АСКТ (ТУ 39-1547—91) и газового топлива ПА, ПБА для автотранспорта (ГОСТ 27578—87, ГОСТ Р 52087—2003). Следует подчеркнуть, что в перспективе сопоставимым и даже большим по ресурсам

источником сырья для этих топлив станут природный «жирный газ» (типа газов Валанжинских отложений в Западной Сибири) и легкие фракции углеводородных конденсатных месторождений. Эти топлива могут быть получены практически на любом ГПЗ, имеющем в своем составе газофракционирующую установку (ГФУ).

В 1989 г. во ВНИПИгазпереработке была спроектирована специальная типовая установка производительностью 70 тыс. т в год сжиженного нефтяного газа (диапазон нормальной работы 50—125 % проектного). Была предусмотрена ее привязка на всех ГПЗ Западной Сибири, которые не имеют в своем составе ГФУ и выпускают сейчас ШФЛУ как конечный товарный продукт. На этой же установке при необходимости одновременно с СНГ может быть получено АСКТ. Установка с товарным парком, наливной эстакадой для отпуска СНГ и АСКТ в автомобильные или железнодорожные цистерны и автозаправочной станцией для раздачи СНГ непосредственно в газовые баллоны автомобилей показана на рис. 2.5. Установка включает в себя ректификационную колонну с 12 теоретическими тарелками, в которой исходное сырье (ШФЛУ, взятая непосредственно из потока на выходе конечной технологической установки ГПЗ) разделяют на

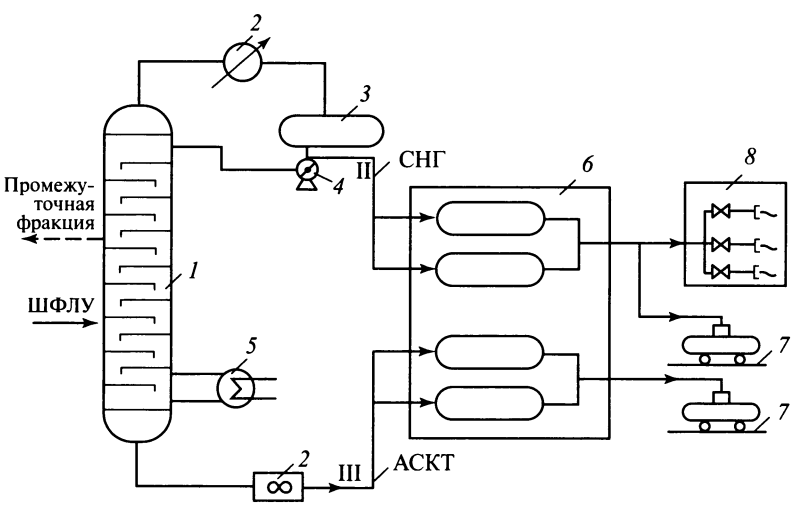


Рис. 2.5. Схема получения и реализации моторных топлив СНГ и АСКТ на ГПЗ:

1 — ректификационная колонна; *2* — холодильники; *3* — рефлюксный резервуар; *4* — насос; *5* — рибойлер колонны; *6* — товарный парк; *7* — наливная эстакада; *8* — автозаправочная станция

верхний, легкий, поток — пропановую (ПА) или пропан-бутановую (ПБА) фракцию, соответствующую требованиям к автомобильному топливу, и нижний, тяжелый, поток — АСКТ. Заданный режим колонны (температура верха 63 °С, температура низа 92—94 °С при температуре сырьевого потока примерно 78 °С и давлении 1,7 МПа) обеспечивается подводом тепла вниз циркулирующим потоком теплоносителя и отводом тепла на верху колонны циркулирующим потоком орошения (рефлюкса), представляющего собой часть сконденсированного в воздушном холодильнике и охлажденного до 35 °С верхнего продукта — СНГ.

В зависимости от колебаний состава сырья, а также от сезонных или специальных требований к составу верхнего и нижнего продуктов может возникнуть необходимость в выводе промежуточного потока (например, избытка бутанов при получении зимнего сорта СНГ-ПА). Этот поток может быть выведен как боковой погон из колонны или выделен другим путем — применением двухколонной системы. Выделенная промежуточная фракция может быть сброшена в сырье ГПЗ или использована как целевой продукт при наличии потребителя.

В табл. 2.3 приведены данные о возможном объеме выработки СНГ и АСКТ на одной технологической линии каждого из ГПЗ в Западной Сибири с учетом различий компонентного состава исходного газа по заводам. Показана потенциально возможная выработка этих продуктов при переработке всей ШФЛУ линии, а также выработка СНГ и количество остатка ШФЛУ при заданном объеме выработки АСКТ [2.17].

Аналогично описанной схеме топлива СНГ и АСКТ могут быть получены и на МГБУ [2.7—2.9]. На рис. 2.6 изображена блочная автоматизированная малогабаритная установка МГБУ-25 (производительность 23—28 млн $м^3$ в год нефтяного газа), разработанная ВНИПИгазпереработкой, Краснодарским политехническим институтом и Центральным конструкторским бюро нефтеаппаратуры (ЦКБН, г. Подольск, Московская обл.).

Установка состоит из отдельных функциональных блоков, перечисленных в подрисуночной подписи рис. 2.6. Каждый блок представляет собой законченное машиностроительное изделие в виде блока-бокса, в котором размещены и обвязаны всеми внутренними коммуникациями технологическая аппаратура, оборудование, приборы контроля и автоматики. На строительной площадке осуществляется лишь размещение блоков на фундаментах и соединение их межблочными и внешними коммуникациями. В ЦКБН был сконструирован комбинированный колонный аппарат, совмещающий функции

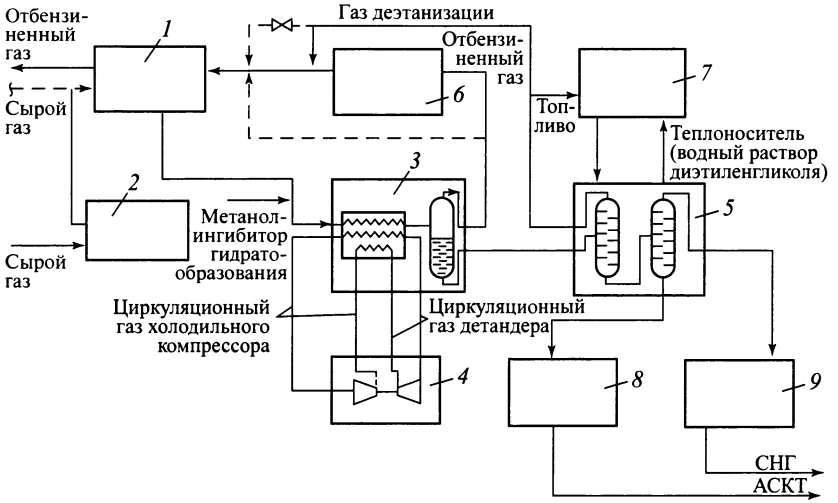


Рис. 2.6. Блок-схема малогабаритной установки МГБУ-25 по переработке нефтяного газа [1.1]:

Блоки: *1* — редуцирования и измерения объема газа; *2* — компримирования; *3* — низкотемпературной сепарации; *4* — детандерно-компрессорный (холодильный); *5* — деэтанизации и получения СНГ (и АСКТ); *6* — дожимной компрессорный; *7* — нагрева теплоносителя; *8*, *9* — расходных резервуаров со станциями налива (*8* — АСКТ; *9* — СНГ)

нескольких блоков, успешно испытанный на МГБУ г. Прилуки (Украина) [2.19]. В качестве компрессоров и холодильного детандера использованы винтовые машины НПО «Компрессормаш» (г. Казань).

В зависимости от содержания в исходном газе пропана и более тяжелых углеводородов ($C_{3+в}$) и ассортимента получаемой продукции выработка автомобильного топлива может составлять от 1450 до 2800 т; авиационного — от 890 до 1000 т в год.

В зависимости от внешних условий (параметров сырьевого газа, требований потребителей) установка может поставляться с неполным набором блоков. Например, при высоком давлении сырьевого газа на промысле, где размещается МГБУ, из ее состава могут быть исключены входные блоки *1* и *2* — редуцирования и компримирования; при низком (ниже 0,5 МПа) давлении в газовой сети потребителя исключается блок *6* — дожимная компрессорная. Могут быть построены специальные МГБУ в местах потребления СНГ и АСКТ по трассам крупных магистральных продуктопроводов, транспортирующих ШФЛУ, или в пунктах слива и налива ШФЛУ, транспортируемой железнодо-

рожным или водным путем. В этих случаях в состав МГБУ будут входить лишь четыре из девяти блоков МГБУ, а именно блоки *5*, *7—9* (см. рис. 2.6). Технико-экономические показатели МГБУ-25 приведены в табл. 2.4. Первую такую МГБУ предполагалось установить на Трехозерном месторождении нефти Тюменской области. Технико-экономическая оценка применения МГБУ такого типа на других месторождениях Западной Сибири приведена в [2.20].

В последние годы в НИПИгазпереработке разработан целый ряд малогабаритных установок подготовки и переработки газов, конденсата и нефти производительностью от 10 до 50 млн $м^3$/год газа и от 3—5 до 50 тыс. т/год конденсата или нефти, на которых могут быть получены наряду с другими продуктами также СНГ и АСКТ.

Некоторые из этих установок изготовлены (аппаратура и блоки — в основном силами НИПИгазпереработки) и внедряются в различных районах России [2.20, 2.21].

2.5. Получение стабильного газового бензина

Стабильный газовый бензин по ТУ 39-1340—89 получается на ГПЗ (или МГБУ), имеющих в своем составе газофракционирующие установки и перерабатывающих газы или конденсаты с высоким содержанием тяжелых углеводородов $C_{6+в}$. Свойства стабильного газового бензина, нормируемые ТУ 39-1340—89, приведены в табл. 3.14. СГБ сам по себе не является готовым товарным моторным топливом прежде всего по антидетонационной характеристике (октановому числу). Он может быть доведен до кондиций автомобильного топлива по ГОСТ Р 51105—97 в условиях ГПЗ путем компаундирования с привозным высокооктановым бензином, высокооктановыми добавками (алкилбензином, бензолом, толуолом) или введением антидетонационной присадки. Из природного газового конденсата может быть выделен СГБ, в частности, на малогабаритных установках ВНИИгаза. Причем из конденсата Мастахского газоконденсатного месторождения (Саха — Якутия) получен бензин, полностью соответствующий как требованиям ГОСТ Р 51105—97, так и показателям квалификационной оценки для автобензина А-76 [2.22].

Разработанный Институтом катализа Сибирского отделения АН СССР и ГрозНИИ процесс цеоформинг — каталитический риформинг фракции, выделенной из конденсата или СГБ, на цеолитном катализаторе в довольно мягких условиях (температура 350—420 °С, давление 1,0—1,5 МПа) — позволяет получить высокооктановый бензин типа АИ-92 — АИ-95 [2.23]. На Нижневартовском ГПЗ (НВГПЗ) построена опытная установка «Цеоформинг» и отработана силами

Западно-Сибирского филиала ВНИПИгазпереработки и Института катализа аналогичная технология применительно к сырью из нефтяного газа. По результатам этой работы там же, на НВГПЗ, создана опытно-промышленная установка производительностью 5 тыс. т/год, а затем в 1997 г. на НПЗ «Глимар» в Польше по данным НИЦ «Цеосит» (Новосибирск) и проекту фирмы «Лурги Хемниц ГмбХ» построена и успешно эксплуатируется первая промышленная установка «Цеоформинг» производительностью 40 тыс. т/год [2.24].

Аналогичная технология реформинга легкой бензиновой фракции на цеолитном катализаторе реализована ВНИПИгазпереработкой и НПО «Термнефть» на полупромышленной установке «Цеокат» в НГДУ «Черноморнефть» (Краснодарский край).

Список литературы к разделу 2

2.1. **Афанасьева Г.Г., Тихонова Р.А.** Современное состояние производства гелия в капиталистических странах: Обз. информ. Сер. Химическая промышленность за рубежом. — М.: НИИТЭхим, 1985. Вып. 2(275). — 111 с.

2.2. **Архаров А.М.** // Химическое и нефтяное машиностроение. 1995. № 2. — С. 2—9.

2.3. **Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П.** Переработка нефтяных и природных газов. — М.: Химия, 1981. — 472 с.

2.4. **Катц Д.Л., Корнелл Д., Кобаяши Р. и др.** Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. — М.: Недра, 1965. — 676 с.

2.5. **Добыча,** подготовка и транспорт природного газа и конденсата: Справочное руководство: В 2 т. Т. 2. / Под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. — М.: Недра, 1989. — 288 с.

2.6. **Бекиров Т.М.** Первичная переработка природного газа. — М.: Химия, 1987. — 253 с.

2.7. **Брещенко Е.М., Топлов С.М., Хайтун А.Д. и др.** Состояние и пути совершенствования утилизации нефтяного газа малых месторождений: Обз. информ. Нефтепромысловое дело. — М.: ВНИИОЭНГ, 1982. Вып. 7(15). — 45 с.

2.8. **Берлин М.А., Гореченков В.Г.** // В сб. Химическая технология. — Киев: Наукова думка, 1987. № 5. — С. 32—36.

2.9. **Пак Д.А., Майоров В.И.** // Газовая промышленность. 1984. № 2. — С. 6—8.

2.10. **Боксерман Ю.И., Мкртычан Я.С., Чириков К.Ю.** Перевод транспорта на газовое топливо. — М.: Недра, 1988. — 220 с.

2.11. **Васильев Ю.Н., Гриценко А.И., Золотаревский Л.С.** Транспорт на газе. — М.: Недра, 1992. — 342 с.

2.12. **Иванцов О.М., Двойрис А.Д.** Низкотемпературные газопроводы. — М.: Недра, 1980. — 303 с.

2.13. **Ткаченко И.Г., Лайко В.С.** // В сб. Сбор, подготовка и переработка легкого углеводородного сырья: Материалы XXII Всероссийского межотраслевого совещания 8—12 сентября 2003 г. — Краснодар: ОАО «НИПИ газопереработка», 2004. — С. 47—59.

2.14. **Перспективы** и опыт применения сжиженного природного газа на объектах ООО «Газпром»: Материалы НТС. — М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. — 126 с.

2.15. **Сердюков С.Г., Казаченков В.З., Ходорков И.Л. и др.** / К Российской программе газификации на основе технологий сжижения природного газа – СПГ: В материалах международного семинара «Сжиженный природный газ – моторное топливо. Состояние, перспективы, задачи». Санкт – Петербург, предприятие «Лентрансгаз»; РАО «Газпром», 02—03 июля 1998.

2.16. **Берго Б.Г., Никитина И.Е., Барсук С.Д. и др.** Анализ работы установок получения гелия и этана Оренбургского гелиевого завода и пути повышения их эффективности: Обз. информ. Газовая промышленность. Сер. Подготовка и переработка газа и газового конденсата. — М.: ВНИИЭгазпром, 1987. Вып. 10. — 42 с.;

2.17. **Брещенко Е.М., Панасян Г.А.** В сб.: Проблемы энергетики воздушного транспорта: Материалы Всесоюзной научно-практической конференции «Проблемы энергетики транспорта». Тр. ЦИАМ № 272. — М.: ЦИАМ, 1989. — С. 326—333.

2.18. **Серебровский А.Л.** ЭИ. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 1991. Вып. 4. — С. 22—38.

2.19. **Зиберт Г.К., Седых А.Д., Кашицкий Ю.А. и др.** Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технология и оборудование: Справочное пособие. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. — 316 с.

2.20. **Аджиев А.Ю., Бойко С.И., Шеин О.Г. и др.** // В сб. «Проблемы получения и использования легкого углеводородного сырья: Материалы Всероссийского межотраслевого совещания. Краснодар. 4—8 сентября 2000 г.». — М.: ИРЦ Газпрома, 2001. Т. 1. — С. 126—130.

2.21. **Агеев В.Г., Корелов М.А., Пипа Т.С.** // Нефтяное хозяйство. 1996. № 1. — С. 58—61.

2.22. **Гусейнов Н.М.** / ЭИ. Подготовка, переработка и использование газа. Отеч. производств. опыт. — М.: ВНИИЭгазпром, 1987. В. 8. — С. 5—9.

2.23. **Степанов В.Г., Снытикова Г.П., Агабалян Л.Г., Ионе К.Г.** // Газовая промышленность. 1989. № 1. — С. 54—57.

2.24. **Ионе К.Г., Степанов В.Г., Ечевский Г.В. и др.** Цеоформинг – новая промышленная технология получения бензина: Материалы презентационного семинара. Институт катализа СО РАН, НИЦ «Цеосит». Новосибирск. 14—18. 12. 1998г.

Раздел 3

ПЕРСПЕКТИВЫ И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОВЫХ ТОПЛИВ В НАЗЕМНОМ И АВИАЦИОННОМ ТРАНСПОРТЕ. ТРЕБОВАНИЯ К ГАЗОВЫМ ТОПЛИВАМ И ОДОРАНТАМ

3.1. Перспективы и опыт применения газовых топлив

Истощение запасов нефти на фоне устойчивой тенденции роста ее потребления побуждает многие страны интенсивно изыскивать дополнительные новые сырьевые источники получения топлив.

Если до последнего времени требования к топливам определялись главным образом сырьевыми ресурсами и уровнем развития техники, то в настоящее время и особенно в перспективе тенденции и стратегия развития топливно-энергетической базы все более будут определяться экономическими и экологическими факторами. В этой связи перспективным является широкое использование газовых топлив, получаемых из природного и нефтяного газов, а также из газов нефтепереработки и других промышленных процессов.

3.1.1. Топлива, получаемые из природного газа

Топлива, получаемые из природного газа, достаточно широко используются во многих странах мира (США, Италии, Новой Зеландии и др.) на автомобильном и железнодорожном транспорте, а также в стационарных поршневых двигателях и газотурбинных двигателях (ГТД). Производство газовых топлив не требует глубокой химической переработки сырья, а связано в основном с физическими методами их подготовки к применению.

В бывшем СССР первый практический опыт использования газа на автомобильном транспорте относится к 1934—1936 гг. (газобаллонные автомобили ЗИС-50 на сжатом до 20 МПа природном газе в Днепропетровской обл.) [3.1].

В 1985 г. на нужды автотранспорта в СССР было выделено 400 тыс. т сжиженного нефтяного газа (СНГ). Им заправляли 28 тыс.

грузовых автомобилей, а также легковые газобаллонные автомобили (такси) и автобусы [3.2]. К середине 1988 г. СНГ в бывшем СССР заправляли автомобили на 280 станциях более чем в 150 городах страны. Около 160 тыс. грузовых автомобилей в это время работали на сжатом (КПГ) и около 50 тыс. на сжиженном (СНГ) газе. К концу 12-й пятилетки (1990 г.) для эксплуатации на сжатом газовом топливе был сконструирован газовый автобус ЛАЗ-695НГ, разработана газовая модификация легкового автомобиля ГАЗ-24-27 (такси) и начат массовый выпуск этих автомобилей [3.3]. Массовым автомобилем, работающим на сжатом природном газе, являлся грузовой автомобиль ЗИЛ-138 А. Характеристики этого и других газовых автомобилей приведены в табл. 3.1.

В 1989—1990 гг. была разработана комплексная программа, предусматривавшая создание общесоюзной системы обеспечения транспорта сжатым газом.

Наибольший экономический и экологический эффект от газовых топлив может быть получен при использовании их на автотранспорте в крупных городах [3.34]. Так, в Москве выбросы вредных веществ автотранспортом достигают 87 % общего их выброса всеми источниками. Использование КПГ позволяет в 2—4 раза сократить выбросы в атмосферу сажи, высокотоксичных ароматических углеводородов, монооксида углерода, углеводородов и оксидов азота [3.4]. Учитывая это, правительство Москвы и правление РАО «Газпром» в 1996 г. приняли постановление «О мерах по охране атмосферного воздуха в г. Москве за счет расширения использования сжатого природного газа в качестве моторного топлива на автотранспорте».

Расчеты показали, что за период до 2005 г. включительно общий экономический эффект составлял в виде полученных чистых доходов 203 млрд руб. (в ценах 1997 г.). За период 1998—2000 гг. экономия жидких моторных топлив должна была составить 94,6 тыс. т, потребление КПГ в Москве, как ожидалось, возрастет до 67 млн $м^3$ в 2000 г. Сеть АГНКС предполагалось расширить в 1998 г. на 1441 единицу и в 1999—2000 гг. еще на 3386 единиц.

Оценка возможного перевода автотранспортных средств на КПГ по административным округам Москвы на 2005 г. дана в табл. 3.2.

Опыт эксплуатации газовых автомобилей на сжатом природном газе выявил следующие их преимущества и недостатки: моторесурс двигателя увеличивается на 35—40 %, срок службы свечей — на 30—40 %, продукты сгорания экологически более чистые. Однако при работе на сжатом природном газе мощность двигателя снижается на 18—20 %, что ведет к снижению максимальной скорости на 5—6 %, время разгона возрастает на 24—30 %, максимальные углы пре-

одолеваемых подъемов уменьшаются. Из-за большой массы баллонов для хранения газа высокого давления грузоподъемность автомобиля снижается на 9—14 %. Этот показатель существенно улучшается по мере внедрения высокопрочных легких баллонов из композитных материалов. Дальность пробега на одной заправке газа не превышает 200—280 км. Трудоемкость технического обслуживания и ремонта автомобиля увеличивается на 7—8 % [3.7].

Накоплен большой положительный опыт в процессе эксплуатации на природном газе ГТД, используемых для перекачки газа по магистральным газопроводам. При этом используются как двигатели, отработавшие ресурс в авиации, что само по себе дает большой экономический эффект, так и специально разработанные с учетом специфики транспортировки газа.

Во второй половине 1980-х годов объем торговли СПГ в мире превышал 42 млрд $м^3$ [3.8], а мировое потребление СПГ выросло с 1990 до 2002 г. от 72 до 143 млрд $м^3$/год (примерно от 53 до 106 млн т/год) и по прогнозам в 2007 г. должно было составить 212 млн т/год [3.9]. Сжижение позволяет уменьшить объем газа почти в 600 раз, что создает благоприятные возможности для использования его в транспортных системах. Таким образом, в принципе нет проблем в снабжении транспорта сжиженными газами. Практический опыт эксплуатации газобаллонных автомобилей на сжиженных газах показал ряд их преимуществ. Благодаря отсутствию жидкой фазы в топливно-воздушной смеси обеспечивается большая равномерность ее распределения по цилиндрам двигателя, исключается смывание смазки с зеркала цилиндров, значительно снижается загрязнение масла и нагарообразование. В результате ресурс работы двигателя, его межремонтный пробег возрастет в 1,4—2,0 раза. Однако трудоемкость обслуживания и ремонта газобаллонной системы питания возрастает на 3—5 %. Кроме того, сжиженные газы имеют пониженные пусковые свойства — надежный запуск холодного двигателя возможен при температуре окружающего воздуха до –7 °С. При более низких температурах в условиях безгаражного хранения для запуска двигателя требуется его тепловая подготовка [3.7].

Сжиженный природный газ в настоящее время используется в газодизельных двигателях танкеров — метановозов. Рядом фирм Швеции, ФРГ, Франции и США выпущены опытные партии автомобилей и автобусов, эксплуатируемых на таком топливе.

В нашей стране по проблеме применения криогенных топлив в авиации накоплен наибольший опыт по сравнению с другими странами. Еще в середине 1970-х годов были начаты интенсивные работы по этому направлению.

В АНТК им. А.Н. Туполева был создан экспериментальный самолет ТУ-155, а самарским НТК «Двигатель НК» — специальный двигатель, предназначенные для работы на газовых топливах, в том числе на СПГ [3.10, 3.32]. Самолет ТУ-155 прошел весь комплекс наземных и летных испытаний с использованием жидкого водорода и СПГ. На этом самолете было установлено 14 мировых рекордов. Он совершил ряд показательных полетов по маршрутам Москва — Братислава — Ницца, Москва — Берлин, Москва — Ганновер, Москва — Париж (на авиасалон в Ла Бурже).

Работы с криогенными топливами на самолете ТУ-155 выявили основные проблемы, стоящие перед конструкторами. При создании самолета ТУ-155 был успешно решен ряд научно-технических проблем, что позволяет промышленности создавать авиационную технику, эксплуатируемую на СПГ.

В процессе создания экспериментального самолета ТУ-155 были решены проблемы рациональной компоновки и размещения криогенного топлива на борту самолета, что обеспечивает пожаро- и взрывобезопасность; создания рациональной конструкции криогенных баков; утилизации хладоресурса СПГ; организации горения топлива, обеспечивающего наилучшие экологические параметры; наземной эксплуатации, что обеспечивает минимальные потери СПГ при испарении, решены и другие проблемы [3.10].

АНТК им. А.Н. Туполева совместно с самарским НТК «Двигатель НК», самарским авиазаводом «Авиакор», ЦАГИ, ЦИАМ и многими другими смежными предприятиями и научно-исследовательскими организациями России ведут работы по созданию грузопассажирского самолета ТУ-156, использующего в качестве топлива СПГ и авиакеросин.

В настоящее время разработана принципиальная схема хранения топлива и заправки самолетов в аэропорту. Для хранения СПГ в больших аэропортах предлагается использовать несколько резервуаров вместимостью 1500—2000 $м^3$. В зависимости от потребности аэропорта в топливе система хранения может быть скомплектована из вертикальных резервуаров вместимостью 25 и 63 $м^3$ или горизонтальных резервуаров вместимостью 100 и (или) 250 $м^3$.

Есть основания предполагать, что топливная экономичность самолетов, использующих СПГ, будет не хуже, чем на керосине, а стоимость перевозок заметно снизится вследствие меньшей стоимости СПГ по сравнению с авиакеросином.

Для аэродромного обеспечения гражданской авиации СПГ, вероятно, будут необходимы ожижительные установки производительностью около 15 т/ч, что позволит обеспечивать заправку пяти—семи

самолетов типа ТУ-204 в сутки. Такие установки целесообразно выполнить по наиболее экономичной схеме получения СПГ с использованием дроссельного цикла с охлаждением с помощью внешнего холодильного цикла на смесях углеводородов. Такая схема получения СПГ позволяет ожижать около 100 % газа при минимальных затратах электроэнергии (0,5—0,6 кВт/кг), а также извлекать тяжелые фракции углеводородов, получать дополнительно электроэнергию и горячую воду.

В конструкторском бюро общего машиностроения (КБОМ) разработаны проекты наземного комплекса получения, хранения и заправки самолетов СПГ [3.11].

Заводы-ожижители целесообразно размещать вблизи аэропортов, обеспечивая трубопроводную связь с хранилищем аэропорта и стационарную заправку самолетов. Это исключит необходимость транспортировки топлива автомобильным и другими способами, сократит потери топлива не менее чем на 30 % и снизит стоимость заправки. Как показали расчеты [3.11], стоимость такого комплекса около 18 млн долл., из них установка получения СПГ — 12 млн долл. Окупаемость два-три года. По данным разработчиков [3.11а], в 2002 г. стоимость СПГ с доставкой составляла от 1440 до 3180 руб/т, в то время как отпускная цена авиационных керосинов у его производителей в тот же период колебалась от 6400 до 8500 руб/т.

Исследования и испытания, проведенные в СССР и США, показали реальную возможность использования СПГ в качестве топлива в авиации. В России для сверхзвуковой авиации предложено метановое криогенное топливо (КМТ), а для дозвуковой — из нефтяного газа (АСКТ) [3.12—3.16].

Теплота сгорания КМТ на 14 % выше, чем у авиационных топлив типа ТС-1, что допускает увеличение дальности полета и полезной нагрузки. По сравнению с топливом ТС-1 КМТ обладает примерно в 5 раз большим хладоресурсом, обусловленным более широким рабочим диапазоном температур: от температуры криогенного хранения –162 °С до +700 °С, т.е. до начала термического разложения. Это позволяет использовать КМТ для охлаждения лопаток турбины ГТД как непосредственно, так и воздухом, поступающим из компрессора и предварительно охлажденным КМТ. При этом можно повысить температуру газа перед турбиной, уменьшить массу двигателя и удельный расход топлива и увеличить полезный груз примерно на 27 %.

Метановое топливо может быть получено из возобновляемых источников, например из биомассы и органических отходов. Считается, что этот источник может покрыть приблизительно до 20 % текущего потребления нефти [3.17]. Для транспортирования КМТ может быть использована существующая сеть трубопроводов. Одной из при-

влекательных особенностей такого топлива является снижение эмиссии CO и дымности продуктов сгорания по сравнению с керосином. К недостаткам КМТ в качестве авиационного (и не только) следует отнести его низкую плотность и криогенную температуру хранения, при которой баки и коммуникации требуют хорошей теплоизоляции.

В США начиная с 1983 г. действует программа исследований, направленных на выявление возможностей использования КМТ в качестве альтернативного топлива для вертолетов. Проведенные в 1983 г. в рамках этой программы стендовые испытания поршневого двигателя фирмы «Лайкоминг» доказали, что характеристика двигателя при работе на КМТ по сравнению с бензином, за исключением снижения мощности на 10 %, не ухудшилась. В 1984 г. завершены две серии летных испытаний учебно-тренировочного вертолета TH-55 A, оснащенного тем же двигателем и топливным баком вместимостью 85 $дм^3$, а также системой преобразования жидкого метанового топлива в газообразное. Результаты испытаний положительные.

Фирмой Bech Aircraft в США рассмотрена [3.18] возможность эксплуатации вертолетов с ГТД на метановом топливе. По мнению американских исследователей, при использовании метана следует ожидать снижения расходов на эксплутационное обслуживание вертолетов, увеличения ресурса двигателя и уменьшения стоимости ремонта, так как при горении метана образуется более чистое пламя, чем при использовании бензина; существенно уменьшается отложение нагара в камере сгорания и дымление двигателя. Предполагается, что снизится опасность пожара при авариях с разрушением бака и топливной системы вследствие быстрого испарения сжиженного газа при нормальной температуре с уходом паров метана вверх. В [3.19] рассматриваются некоторые технико-экономические аспекты эксплуатации вертолетов на метановом топливе.

Следует отметить следующие серьезные трудности по внедрению сжиженного метанового топлива: необходимость сооружения большого количества заводов по ожижению природного газа и получению из него криогенного топлива; необходимость создания надежных криогенных баков для транспортных средств; потребуется создание разветвленной специальной наземной инфраструктуры; необходима специальная одежда для защиты обслуживающего персонала от обмораживания. Следует также иметь в виду, что высокая стоимость модификации существующего парка самолетов для работы на метановом топливе, большие сроки проведения НИОКР по двигателям, бортовому оборудованию и планеру, а также по наземному оборудованию отодвигают сроки массового применения метанового топлива в авиации в далекую перспективу.

3.1.2. Топлива, получаемые из нефтяного газа

Сжиженные углеводородные газы (пропан-бутановые фракции), получаемые из нефтяного газа, давно освоены и широко применяются в автомобильном транспорте [3.2]. Ведутся интенсивные исследования в целях проверки возможности использования нефтяного газа в авиации. В частности, комплексный анализ, выполненный в ЦИАМ, ЦАГИ и ВНИПИгазпереработке в начале 80-х годов, показал, что для вертолетов оптимальным топливом, получаемым из нефтяного газа, является смесь пропана, бутана, пентана и гексана, получившая в дальнейшем условное название «авиационное сконденсированное топливо» [3.13, 3.19]. Его можно получать из широкой фракции легких углеводородов, вырабатываемой в больших количествах из нефтяного и нефтезаводских газов на ГПЗ и НПЗ в разных районах страны, в том числе в Западной Сибири.

Авиационное сконденсированное топливо по многим эксплуатационным показателям превосходит применяемые на вертолетах традиционные авиатоплива. Оно экологически более чистое и менее коррозионно-активное: в нем отсутствуют сернистые соединения, ароматические углеводороды, смолы, асфальтены и другие вредные вещества, присутствующие в авиационных топливах, получаемых из нефти (ТС-1, РТ и др.). Авиационное сконденсированное топливо обладает лучшими пусковыми свойствами по сравнению с массовым авиационным топливом ТС-1. Технологические проработки, выполненные во ВНИПИгазпереработке, показали, что производство АСКТ можно организовать практически на любом ГПЗ при небольшом его дооборудовании. Более того, было выявлено, что в случае необходимости такое топливо можно в принципе получать непосредственно на нефтепромыслах, а также в любой точке по трассе продуктопровода, по которому ШФЛУ транспортируется в центр, с помощью малогабаритных блочно-комплектных установок [3.20]. Важно отметить, что при производстве АСКТ из ШФЛУ получается «в остатке» другой ценный народнохозяйственный продукт — пропан-бутановая фракция, т.е. тот самый «сжиженный газ», который так необходим для автомобильного транспорта, бытовых нужд и нефтехимии [3.16, 3.20—3.23].

Авиационное сконденсированное топливо по физико-химическим и эксплуатационным свойствам существенно отличается от топлив, получаемых из нефти, поэтому перевод транспортного средства на АСКТ требует определенной доработки двигателя и летательного аппарата.

По инициативе ЦАГИ и ЦИАМ в 1982 г. было решено для технической реализации предложения об использовании топлива, получаемого из нефтяного газа, выбрать вертолет Ми-8Т. В ЛНПО им. В.Я. Климова была проведена доработка двигателя, а на Московском вертолетном заводе (МВЗ) им. М.Л. Миля — вертолета. Топливная система была доработана из расчета подачи в камеру сгорания АСКТ в жидком состоянии [3.24].

Для автоматического управления двигателем была разработана дополнительная система топливопитания и регулирования, обеспечивающая работу двигателя на сжиженном газе и штатном авиационном топливе. Принципиальная схема регулирования топливоподачи штатного топлива (ТС-1) и сжиженного газа приведена на рис. 3.1.

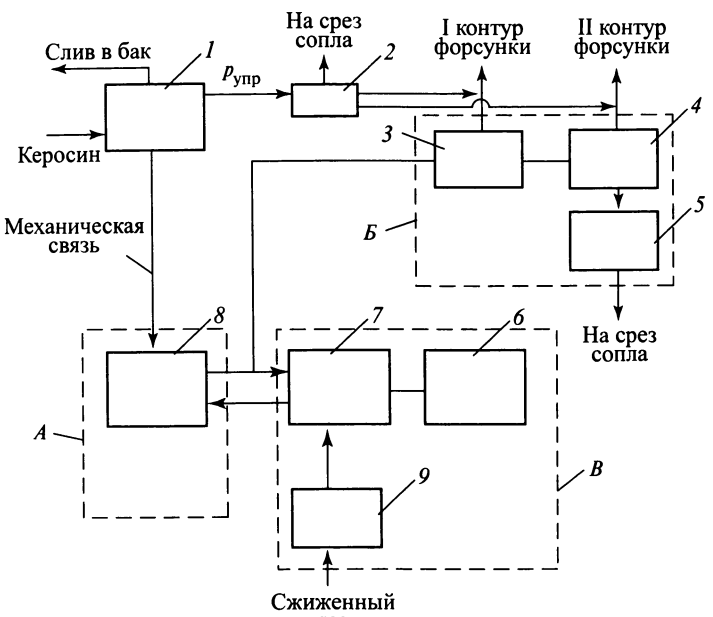


Рис. 3.1. Принципиальная схема системы регулирования топливопитания двигателя топливом типа АСКТ:

А — насос-регулятор НР-40ТГ; *Б* — автоматический распределитель топлива АРТ-40ТГ; *В* — главный насос НР-40ТГ; *1* — штатная топливорегулирующая аппаратура; *2* — дренажный бачок; *3* — распределительный клапан; *4* — подпорный клапан; *5* — клапан стравливания воздуха; *6* — корректор плотности топлива; *7* — клапан постоянного перепада давления; *8* — дозатор сжиженного газа; *9* — качающий узел

Предварительные стендовые испытания двигателя на сжиженном газе были проведены в ЛНПО им. В.Я. Климова в конце 1985 г. Двигатель испытывался на техническом бутане, пропан-бутановых смесях, пропане и топливе ТС-1. Было установлено, что основные параметры двигателя при работе на сжиженных газах и топливе ТС-1 практически не отличались от параметров серийного двигателя; степень неравномерности поля температур при выходе из камеры сгорания двигателя при работе его на сжиженных газах и топливе ТС-1 практически одинаковая как в окружном, так и в радиальном направлении и не отличается от степени неравномерности поля температур серийного двигателя; на всех испытанных топливах двигатель работал устойчиво.

Модернизированный двигатель был установлен на специально подготовленный вертолет Ми-8Т [3.24]. Первый полет экспериментального вертолета состоялся в конце 1987 г., а в начале 1988 г. были успешно завершены летные испытания. Испытания вертолета проводились во всем эксплуатационном диапазоне высот и скоростей полета. Общая наработка двигателя на газовом топливе составила 50 ч.

Экипаж вертолета отмечал, что двигатель на сжиженном газе работает без каких-либо нарушений, имеет хорошую приемистость и устойчивость, практически не отличающиеся от работы на штатном топливе. На стенках камеры сгорания, лопатках турбины и выхлопной трубе двигателя отсутствовал нагар, что дает основание предполагать возможность увеличения ресурса двигателя при работе на сжиженном газовом топливе типа АСКТ. Загазованность в вертолете и вокруг него была в десятки раз ниже допустимой по санитарным нормам.

Таким образом, проведенные в ЦАГИ, ЦИАМ, ЛНПО им. В.Я. Климова и МВЗ им. М.Л. Миля исследования, конструктивные проработки, наземные и летные испытания двигателя показали принципиальную возможность создания вертолетов с ГТД, работающим на АСКТ.

3.2. Сравнительная технико-экономическая оценка компримированного и сжиженного газов

Компримированный и сжиженный газы по своим физическим свойствам и эксплуатационным показателям существенно различаются. И в связи с этим в конкретных условиях их применения проявляются те или иные достоинства и недостатки. Наиболее полно такое сопоставление указанных видов топлива выполнено применительно

к локомотивам железнодорожного транспорта [3.25]. Результаты этого сопоставления в значительной мере можно распространить и на другие транспортные средства.

Для тепловозов важнейшим показателем является массогабаритная характеристика системы хранения газомоторного топлива. Она определяет возможность размещения на локомотиве необходимого, так называемого межэкипировочного, запаса топлива при таких конструктивных и эксплуатационных ограничениях. Поскольку при получении СПГ объем газа уменьшается примерно в 600 раз, то запас криогенного топлива на тепловозе может втрое превышать возможный запас КПГ, находящегося под давлением 20—25 МПа. Однако по сравнению с топливами, получаемыми из нефти, система хранения СПГ в расчете на эквивалентный энергозапас имеет существенно более низкие показатели. При применении КПГ энергозапас, размещаемый в равной с нефтяным топливом емкости, примерно в 6 раз меньше (табл. 3.3).

Следовательно, применение КПГ на тепловозах повлечет за собой уменьшение межэкипировочных пробега и периода столь значительное, что это не согласуется с действующей на железных дорогах системой эксплуатации и периодического технического обслуживания локомотивов. Одновременно для газотепловозов на КПГ потребуется не железнодорожная, а автотранспортная система доставки газа. А эта система малопроизводительна: масса газа, перевозимого передвижным автозаправщиком типа ПАГЗ под давлением 20—25 МПа, составляет всего 2,5—3,0 т при массе баллонов 16,5—17,0 т; коэффициент опорожнения — 0,5—0,9. Кроме того, по варианту КПГ невозможно реализовать требование к локомотивному хозяйству о резервировании запасов топлива на срок от 10 до 30 сут.

При использовании СПГ рассмотренные выше проблемы становятся решаемыми. Дополнительным положительным фактором экономической эффективности по сравнению с КПГ является перспективная тенденция снижения стоимости СПГ, которая основана на технологии сжижения газа с утилизацией энергии перепада давления на газораспределительных станциях.

3.3. Требования к газовым топливам

Из природного и нефтяного газов вырабатываются топлива самого разнообразного назначения. В частности, промышленностью освоен выпуск из природного и нефтяного газов следующих топлив, специально предназначенных для транспортных двигателей: сжатый (ком-

примированный) природный газ; сжиженные углеводородные (нефтяные) газы.

На разных стадиях разработки и внедрения находятся следующие специально предназначенные для транспорта сорта топлив: сжиженный природный газ для поршневых двигателей по ТУ 51-03-03—85; криогенное метановое топливо; авиационное сконденсированное топливо по ТУ 39-1547—91.

Кроме того, в качестве добавок к моторным топливам или второго топлива могут использоваться и другие продукты переработки газов: широкая фракция легких углеводородов по ТУ 38.101524—93; пропан-бутановые смеси, фракции технического бутана, нормального и изобутана, нормального и изопентана; стабильный газовый бензин по ТУ 39-1340—89.

Сжатый (компримированный) природный газ. Это топливо предназначено для заправки автомобилей и соответствует техническим требованиям ГОСТ 27577—2000 «Газ природный топливный компримированный для ДВС». Нормы качества газа приведены в табл. 3.4.

Топливо с такими свойствами получается из магистрального природного газа на АГНКС. Избыточное давление газа в момент заправки баллонов должно соответствовать ТУ на АГНКС и ТУ на газобаллонные средства заправки. Температура газа (топлива), заправляемого в баллоны, может превышать температуру окружающего воздуха не более чем на 15 °С, но не должна быть выше 60 °С.

Сжиженный нефтяной газ. Топливо предназначено для транспортных целей и выпускается в соответствии с ГОСТ Р 52087—2003 «Газы углеводородные сжиженные топливные двух марок — ПА (пропан автомобильный) и ПБА (пропан-бутан автомобильный)» с показателями качества, приведенными в табл. 3.5.

Марка ПА, содержащая от 80 до 100 % пропана, предназначена для использования в зимнее время в районах, где температура опускается ниже –20 °С. Ее применение рекомендуется в температурном интервале от –20 до –35 °С. В весенний период для срабатывания запасов топлива марки ПА допускается использование его при температурах до 10 °С. Топливо марки ПБА допускается к применению во всех климатических зонах при температуре воздуха не ниже –20 °С. При содержании меркаптановой серы менее 0,001 % (мас.) топливо должно быть одорировано до такого содержания. Близкими по составу и свойствам к автомобильным топливам являются технические продукты, получаемые на ГПЗ: пропановая фракция, пропан-бутановые смеси (табл. 3.6) а также концентрированные фракции пропана и бутанов (см. табл. 1.10 и 1.11), которые в исключительных случаях могут применяться вместо топлив марок ПА и ПБА соответ-

ственно в указанных выше пределах температур воздуха. В табл. 3.7 приведены составы СНГ, которые могут быть получены на ГПЗ Западной Сибири одновременно с АСКТ.

Сжиженный природный газ. Предназначается для использования в двигателях автомобилей, тепловозов, речных судов в соответствии с ТУ 51-03—85 и в авиации (топливо КМТ).

Топливо по ТУ 51-03—85 изготавливается из природного или глубоко отбензиненного нефтяного газа. Основной компонент в этом топливе — метан. По физико-химическим свойствам топливо должно соответствовать требованиям и нормам, приведенным в табл. 3.8.

Это топливо без цвета и запаха, относится к криогенным жидкостям с температурой $-168 \div -150$ °С при атмосферном давлении; плотность 430—480 кг/м^3.

Холодные пары топлива с температурой ниже 150 К тяжелее воздуха, вследствие чего они могут опускаться вниз или перемещаться по поверхности разлива топлива, а затем после нагрева подниматься вверх, образуя пожаро- и взрывоопасные смеси.

Отпуск топлива производится в криогенные изотермические цистерны, предназначенные для перевозки СПГ и отвечающие требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (ПБ 03-576-03), утвержденных Ростехнадзором. Отбор проб для контроля качества топлива производится по ГОСТ 18917—82.

В табл. 3.9 приведены характеристики СПГ с ряда зарубежных промышленных установок. Из данных этой таблицы видно, сколь широк диапазон составов СПГ, вырабатываемых за рубежом.

Авиационное сконденсированное топливо (АСКТ). На топливо разработаны технические условия ТУ 39-1547—91. Оно представляет собой смесь легких парафиновых углеводородов (пропана, бутана, пентана, гексана с небольшими примесями этана и гептана). Авиационное сконденсированное топливо — бесцветная, прозрачная жидкость, кипящая при отрицательных температурах, имеет специфический запах. Основным сырьем для его производства является ШФЛУ, получаемая на ГПЗ из нефтяного газа. Топливо предназначено для использования в летательных аппаратах с ГТД. По физико-химическим свойствам АСКТ должно соответствовать требованиям и нормам, приведенным в табл. 3.10.

Авиационное сконденсированное топливо по компонентному составу и соответственно свойствам, предусмотренным требованиями ТУ 98-1547—91, может быть получено на многих ГПЗ Западной Сибири с учетом фактического состава ШФЛУ, вырабатываемой каждым ГПЗ (см. табл. 3.7, 3.11). Как видно из табл. 3.7, кроме одного

случая, состав СНГ при этом соответствует требованиям ГОСТ на автомобильное топливо марки ПА (см. табл. 3.5). Выводя промежуточную пропановую фракцию, можно на всех этих ГПЗ получать при необходимости одновременно с АСКТ также и топливо марки ПБА. Количества АСКТ и СНГ, которые могут быть получены на ГПЗ Западной Сибири, приведены в табл. 2.3.

Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение АСКТ должны соответствовать требованиям ГОСТ 14921—78. Транспортируется АСКТ в цистернах железнодорожным, водным и автомобильным транспортом без ограничения расстояния. Отбор проб для контроля качества АСКТ производится по ГОСТ 14921—78.

Широкая фракция легких углеводородов. Этот продукт представляет собой смесь предельных углеводородов C_1—C_6 и выше, применяется в качестве сырья ГФУ нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических предприятий, а также может использоваться как топливо. Из ШФЛУ получают АСКТ и пропан-бутановую фракцию. Широкая фракция углеводородов вырабатывается по ТУ 38.101524—93. По физико-химическим свойствам ШФЛУ должна соответствовать требованиям и нормам, приведенными в табл. 3.12.

Фактический средний состав ШФЛУ, выпускаемой ГПЗ Западной Сибири, приведен в табл. 3.7.

Стабильный газовый бензин. Это топливо производится на ГПЗ при выработке ШФЛУ и более легких продуктов. По ТУ 39-1340—89 нормируются давление насыщенных паров и фракционный состав СГБ (табл. 3.13), по которому он подразделяется на марки БЛ и БТ (легкий, тяжелый). В отличие от всех других газовых продуктов для СГБ нормируется содержание фактических смол и коррозионная активность (испытание на медной пластинке), так же как и для автобензинов, в состав которых может вовлекаться СГБ.

3.4. Требования к одорантам газовых топлив

Углеводородные газы практически не имеют запаха, и это создает определенные неудобства в обращении с ними: затрудняется своевременное обнаружение и устранение утечек газа из герметизированных систем. Согласно «Правилам безопасности систем газораспределения и газопотребления» ПБ 12-529-03 и «Правилам безопасности объектов, использующих сжиженные углеводородные газы» ПБ-609-03 Ростехнадзора запах нетоксичных газов (в частности, природного газа) должен ощущаться при содержании в воздухе не более 1/5 нижнего концентрационного предела воспламенения, что составляет для природного газа 1 % (об.), для углеводородов сжиженных газов

0,3—0,5 % (об.) газа в воздухе, а запах токсичных газов — при содержании, допускаемом санитарными нормами. В связи с этим подвергают одоризации как сжиженные, так и обычные газы в целях придания им устойчивого запаха. Содержание меркаптановой серы в сжиженном углеводородном газе устанавливается государственными стандартами на эти продукты. В автомобильных газовых топливах ПА и ПБА по ГОСТ Р 52087—2003 ее должно быть не менее 0,001 % (мас.) (10 г/т или около 5 г/м^3), в СНГ для коммунально-бытового потребления по ГОСТ 20448—90 и по РД 38.40112—90 «Газы сжиженные. Одоризация» — не менее 0,002 % (мас.) (20 г/т).

В газообразных продуктах максимальная норма одоризации установлена техническими требованиями на одорант (табл. 3.14), согласно которым она составляет 16 г/1000 м^3 в стандартных условиях (20 °С; 0,1013 МПа) или 15—22 г/т. При содержании естественной меркаптановой серы менее указанной нормы углеводородный газ должен быть дополнительно одорирован, т.е. должно быть введено недостающее до нормы количество этилмеркаптана или другого одоранта из приведенных в табл. 3.14.

После освоения в 1982 г. на Оренбургском ГПЗ процесса выделения смесей жидких меркаптанов из природного газа эта смесь применяется вместо синтетического этилмеркаптана C_2H_5SH в качестве одоранта газов. По действующим техническим условиям ТУ 51-3132949—2002 массовый состав смеси меркаптанов Оренбургского ГПЗ следующий: этилмеркаптана — до 44,0; пропилмеркаптанов — до 37,0; бутилмеркаптанов — до 17,5; тетрагидротиофена — до 1,5 % [3,29]. В качестве одоранта применяют также *трет*-бутилмеркаптан и тетрагидротиофен [3.30], свойства которых приведены в табл. 3.14, и ряд других веществ. В частности, для одоризации сжиженных газов могут применятся смесь синтетических меркаптанов, пропилен, бутилен и ШФЛУ с содержанием меркаптанов не менее 0,3 % и углеводородов $C_{5+в}$ не более 15 % (мас.)

Одоризация сжиженных углеводородных газов коммунально-бытового потребления производится на нефтеперерабатывающих, газоперерабатывающих и нефтехимических предприятиях. Опыт эксплуатации показал, что одоранты химически связываются оксидами железа в стальных трубопроводах и растворяются в конденсатах, которые могут находиться в газопроводах, поэтому периодически (не реже 3 раз в месяц) проверяют степень одоризации газа в разных точках разветвленных газовых сетей [3.31].

Степень одоризации сжиженных газов, получаемых от заводов-изготовителей и баз поставщиков, проверяют не реже 1 раза в месяц

методом органолептического анализа. Проверку по ГОСТ 22387.5—77 (для сжиженных газов — с дополнением по п. 3.4 ГОСТ 20448—90) проводят пять испытателей с оценкой по пятибалльной шкале:

0 баллов — отсутствие запаха;

1 балл — запах очень слабый, но неопределенный;

2 балла — запах слабый, но определенный;

3 балла — запах умеренный;

4 балла — запах сильный;

5 баллов — запах очень сильный и нестерпимый.

Запах считается достаточным, если не менее трех испытателей дадут оценку интенсивности запаха не ниже 3 баллов.

3.5. Методы, средства и порядок контроля качества газовых топлив

Контроль качества газовых топлив (в том числе сжиженных) по сравнению с жидкими топливами имеет ряд специфических особенностей. Эти особенности обусловлены прежде всего газообразным состоянием испытуемого продукта, а также высоким давлением или низкими температурами, при которых продукт может быть в жидком состоянии. Специфичны как методы отбора проб, так и способы определения основных показателей качества: химического (компонентного) состава, плотности, влагосодержания, теплоты сгорания, содержания кислорода, серы, других примесей. Еще одной особенностью газов по сравнению с жидкими углеводородными топливами является их сравнительно простой химический состав: основную массу составляют два—восемь индивидуальных химических соединений, содержание которых легко и с высокой точностью определяется хроматографическим анализом. Это позволяет заменить сложные инструментальные анализы (плотности, теплоты сгорания) простыми расчетами по аддитивности этих показателей для индивидуальных компонентов. Отбор проб газов производится по ГОСТ 18917—82. Отбор газов в зависимости от давления может осуществляться: в газометры; газовые пипетки; бутылки под слой жидкости при давлении, близком к атмосферному (при необходимости проводится отсос-вакуумирование, если давление газа в трубопроводе или газгольдере недостаточно); в металлические пробоотборники по ГОСТ 14921—78 емкостью до 1 $дм^3$ или в баллоны емкостью до 40 $дм^3$. При отборе пробы необходимо учитывать возможность наличия жидкости в газовом потоке, которая должна быть выделена и определена ее масса. При наличии в газе сероводорода и других соединений серы

пробоотборники и соединительные трубки должны быть выполнены из нержавеющей стали. Пробоотборники должны быть продуты отбираемым газом в течение 10—15 мин с расходом газа 2—3 $дм^3$/мин, а в баллоны до отбора пробы 5—8 раз набирают отбираемый газ.

Для отбора сжиженных газов по ГОСТ 14921—78 применяют металлические пробоотборники типов ПУ и ПГО, обеспечивающие сохранение отобранного продукта в сжиженном состоянии и при давлении, близком к давлению в продуктопроводе или цистерне, из которых отбирается сжиженный газ. Перед отбором пробы пробоотборник продувают отбираемым продуктом до появления из выходного вентиля ровной струи жидкости. После отбора пробы из пробоотборника выпускают 15—20 % отобранного продукта, чтобы не допустить избыточного давления при возможном последующем нагреве пробоотборника.

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 23781—87 (или по ГОСТ 14920—79) проводится на газовом хроматографе с детектором теплопроводности в изотермическом режиме параллельно в двух адсорбционных колонках: с цеолитом CaA или NaX, на котором разделяются водород, гелий, кислород, азот, метан, и с адсорбентом ТЭГМ, поролак и другим равноценным им, нанесенным на твердый носитель типа сферохром, на котором разделяются этан, CO_2, пропан, бутаны, пентаны и сумма гексанов + высшие углеводороды. В качестве газа-носителя используется гелий, а при необходимости определения в исследуемом газе содержания кислорода и (или) гелия газом-носителем служит аргон, водород или азот. На хроматограмме выписываются пики, соответствующие каждому из перечисленных компонентов, площади которых определяются вручную или автоматически интегратором в процентах [% (об.); % (мас.)] и соответствуют содержанию данного компонента в исходном газе. Объем пробы газа для анализа составляет всего 1—3 $см^3$.

При малом содержании в газе бутанов и более тяжелых углеводородов (до C_8) определяют содержание индивидуальных C_4, C_5, C_6 и групп углеводородов C_7 и C_8 по этому же стандарту.

Для определения в нефтяном газе и газоконденсате раздельно углеводородов C_6, C_7, C_8, C_9, $C_{10+в}$ во ВНИПИгазопереработке разработана модификация этого метода (РМ 39-32-1317—85, РМ 28-9—2003). По ГОСТ 5439—76 в газах может быть определено содержание суммы кислых газов (CO_2, SO_2, H_2S и др.), суммы непредельных углеводородов, а также кислорода и оксида углерода.

Углеводородный состав сжиженных газов определяют по ГОСТ 10679—76 на хроматографе с детектором по теплопроводности или с пламенно-ионизационным, используя в первом случае газ-носитель гелий, во втором — гелий или азот. Адсорбционная колонка набивается адсорбентом — оксидом алюминия или трепелом, модифицированным вазелиновым маслом или дибутилфталатом. Объем пробы в газовой фазе 1 $см^3$ для детектора по теплопроводности и 0,1—0,2 $см^3$ для пламенно-ионизационного детектора. Длительность анализа 30—35 и 20—25 мин при температуре термостата с колонкой 60 и 50 °С соответственно для адсорбентов указанных выше типов. В пробе определяется массовая доля парафинов от метана до пентана и олефинов от этилена до амиленов.

Плотность может определяться экспериментально по ГОСТ 17310—2002 путем взвешивания в стеклянных газовых пикнометрах, однако для газов более удобно и принято определять плотность расчетным путем, например по ГОСТ 22667—82, а для сжиженных газов — по ГОСТ 28656—90.

Плотность природного газа, содержащего, как правило, не более 6 % (об.) пропана, 4 % бутанов, 4 % пентанов и 0,2 % более тяжелых компонентов, рекомендуется определять расчетным путем, предусмотренным серией ГОСТ 30319—96: с достаточной для практических целей точностью с использованием аддитивности (ГОСТ 30319.1—96) и более точно с применением ЭВМ по уравнению состояния с использованием вириальных коэффициентов и псевдокритических параметров (ГОСТ 30319.3—96).

Удельная теплота сгорания газов может определяться по ГОСТ 10062—75 (с учетом требований ГОСТ Р 8.577—2000) в калориметрической бомбе в среде кислорода под давлением 0,6—0,8 МПа (проба исследуемого газа вводится в бомбу с давлением, близким к атмосферному, давление создается кислородом, подаваемым из баллона в бомбу с газом) или по ГОСТ 27193—86 при непрерывном сжигании потока измеренного объема газа в калориметре с отводом и измерением количества тепла, выделившегося в охлаждающую воду. По обоим методам определяется высшая теплота сгорания, $кДж/м^3$, из которой далее может быть рассчитана низшая теплота сгорания. Удобно расчетное определение теплоты сгорания газов и легких моторных топлив по ГОСТ 22667—82 по известным высшей и низшей теплоте сгорания компонентов.

Аналогично плотности топлива теплота сгорания природного газа может быть рассчитана по одному из ГОСТ серии Р 30319.

В стандартах и коммерческих расчетах вместо удельной теплоты сгорания часто используется показатель, связывающий теплоту сгорания с плотностью газа — *число Воббе*, определяемое по уравнению

$$W_{в(н)} = \frac{Q_{в(н)}}{\sqrt{\tilde{\rho}}}, \qquad (3.1)$$

где $W_{в(н)}$ — высшее (низшее) число Воббе; $Q_{в(н)}$ — высшая (низшая) теплота сгорания, МДж/м^3; $\tilde{\rho}$ — относительная плотность газа по воздуху.

Содержание воды и точка росы влаги определяются по ГОСТ 20060—83 одним из трех методов:

1) *конденсационным*, по которому газ подается на медленно охлаждаемое зеркальце, визуально фиксируется начало помутнения зеркальца и соответствующая ему температура конденсации, затем (после прекращения охлаждения) — температура испарения влаги с зеркальца и определяется точка росы как среднее арифметическое этих температур. По определенной точке росы влаги и давлению измерения по п. 2 ГОСТ 20060—83 можно определить влагосодержание газа, г/м^3;

2) *электролитическим* путем измерения тока электролиза воды, поглощенной пентооксидом фосфора, причем показания анализатора градуированы в единицах содержания водяных паров;

3) *абсорбционным*, по которому вода поглощается диэтиленгликолем в абсорбере, через который пропускают испытуемый газ, а затем содержание воды в гликоле определяют титрованием с реагентом Фишера по ГОСТ 14870—77 или хроматографическим анализом. Как по второму, так и по третьему методу определенное в граммах на метр кубический содержание воды может быть пересчитано в значения точки росы по табл. 2 ГОСТ 20060—83.

Влагосодержание в сжиженных газах также может быть определено путем титрования с реагентом Фишера либо хроматографически, однако в промышленной практике обычно ограничиваются визуальным определением наличия свободной воды, определяя одновременно наличие щелочей.

Наличие жидкого остатка, свободной воды и щелочи в ШФЛУ, АСКТ и других сжиженных газах определяют способом, описанным в п. 2.3 ГОСТ 21443—75Э. Анализируемый продукт через нижний штуцер вертикально расположенного пробоотборника наливают в сухой сосуд Дьюара или в толстостенную склянку. Сосуд наполняют на половину его емкости, после чего закрывают корковой пробкой с

вставленным в нее капилляром для медленного испарения, проводят медленное испарение продукта. Если необходимо, для ускорения испарения анализируемого продукта сосуд погружают в водяную баню с температурой 60—70 °С. При отсутствии воды топливо остается прозрачным; небольшое количество воды вызывает помутнение топлива, а в сильно обводненном топливе вода замерзает и выпадает на дно сосуда.

Если после испарения продукта в сосуде остается вода, то она проверяется на содержание щелочи. Для этого в сосуд Дьюара или в толстостенную склянку добавляют 10 $см^3$ дистиллированной воды, проверенной на нейтральность, и две-три капли раствора фенолфталеина. Окрашивание раствора в розовый цвет указывает на присутствие щелочи. (Аналогично с некоторыми вариациями определяют наличие воды и щелочи по ГОСТ Р 51104—97, п. 7.2.)

Точка росы углеводородов (температура начала конденсации тяжелых углеводородов из газа при давлении измерения) определяется по ГОСТ 20061—84 конденсационным методом, аналогичным описанному выше методу определения точки росы влаги. В отличие от точки росы влаги, для углеводородов фиксируется только температура начала конденсации (помутнения зеркальца) и за точку росы принимается среднее арифметическое значений трех таких определений.

Точка росы углеводородов может быть также рассчитана для смеси известного состава при заданных давлении и температуре с использованием констант парожидкостного равновесия.

Содержание в газе сероводорода и меркаптанов определяют по ГОСТ 22387.2—97: йодометрическим способом при концентрации H_2S от 0,01 $г/м^3$ и более и меркаптановой серы от 0,01 до 1,0 $г/м^3$; потенциометрическим при H_2S и меркаптановой серы от 0,001 до 0,5 $г/м^3$; фотоколориметрическим при концентрации H_2S от 0,0001 до 0,05 $г/м^3$ и меркаптановой серы от 0,0002 до 0,25 $г/м^3$ (по большинству стандартов в очищенном газе нормируется содержание H_2S не более 0,020, по некоторым — не более 0,007 $г/м^3$).

В сжиженных газах и ШФЛУ содержание H_2S и меркаптанов определяется по ГОСТ 22985—90 путем поглощения их раствором гидрооксида натрия (калия) или раствором углекислого натрия и едкого натрия, и последующего потенциометрического титрования образовавшихся сульфида и меркаптидов азотно-кислым серебром.

По ГОСТ 26374—84 определяют наличие общей серы гидрированием всех сераорганических соединений до сероводорода и анализом

содержания H_2S фотоколориметрическим методом. Присутствие органической серы затем определяют по разности с отдельно определенным содержанием H_2S до гидрирования.

Содержание сероводорода в газах нефтепереработки в широких пределах — от 0,001 до 15,0 % (об.) — определяется по ГОСТ 11382—76 с помощью реакции H_2S с уксусно-кислым свинцом, нанесенным на силикагель, по высоте слоя силикагеля, окрашенного в черный цвет образовавшимся сернистым свинцом.

Содержание общей серы в сжиженных газах, а также в ШФЛУ и пентановых фракциях определяется по п. 2.5 ГОСТ 21443—75Э ламповым способом — сжиганием навески продукта в специальной горелке с последующим поглощением SO_2 раствором перекиси водорода.

Содержание метанола в сжиженных газах, предназначенных для экспорта должно быть 0,005 % (мас.) и менее. В ГОСТ 21443—75Э и ГОСТ Р 51104—97 внесен и описан метод определения этой примеси. Метод заключается в хроматографическом определении с использованием пламенно-ионизационного детектора и испарительной приставки по ГОСТ 10679—76.

Содержание кислорода определяется по ГОСТ 22387.3—77 поглощением кислорода раствором пирогаллола из газа, предварительно освобожденного от кислых компонентов, и расчетом объемной доли кислорода по разности объемов газа до и после удаления из него кислорода.

Давление насыщенных паров сжиженных газов определяют, как правило, расчетным методом по ГОСТ 28656—90, по известному компонентному составу и фугитивности индивидуальных компонентов при различных температурах, приведенной в приложении к стандарту.

В арбитражных целях используют экспериментальное измерение давления насыщенных паров, описанное в ГОСТ 20448—90 (п. 3.3) и ГОСТ 21443—75Э (п. 2.4).

Определение запаха газов (в том числе и сжиженных), нормируемого в ряде стандартов, осуществляется органолептическим методом по ГОСТ 22387.5—77, описанным в § 3.4.

Пределы воспламенения газа в смеси с воздухом определяют по ГОСТ 12.1.044—89, приготавливая в специальном аппарате смеси газа с воздухом, точно дозированные по концентрации горючего компонента, и поджигая их электрической искрой. Концентрационными пределами воспламенения являются смеси с максимальной и минимальной концентрациями испытуемого газа в воздухе, которые спо-

собны воспламеняться от источника зажигания и распространять пламя на весь объем смеси.

Расчетные методы определения концентрационных и температурных пределов воспламенения как индивидуальных веществ, так и горючих смесей сложного состава предусмотрены ГОСТ 12.1.044—89 (приложения 4, 6).

Октановое число — показатель для газовых топлив до последнего времени не нормировался и в связи с этим не определялся систематически. Однако введенный в действие с 01.01.1989 г. ГОСТ 27577 на сжатый природный газ устанавливает минимально допустимое октановое число этого топлива, равное 105 пунктам. Определение октанового числа по п. 3.4 этого стандарта должно производиться расчетным методом по уравнению:

$$\text{ОЧ} = \sum_{i=1}^{N} \text{ОЧ}_i r_i \Big/ \sum_{i=1}^{N} r_i, \qquad (3.2)$$

где ОЧ — расчетное октановое число топлива; ОЧ_i и r_i — октановое число и объемная доля i-го горючего компонента топлива; N — число горючих компонентов топлива, определенное хроматографическим анализом.

Согласно приложению А к ГОСТ 27577—2000 ОЧ_i принимают: для метана — 110; для этана — 108; для пропана — 105; для бутанов — 94; для пентанов — 70.

Список литературы к разделу 3

3.1. **Васильев Ю. Н., Гриценко А. И., Золотаревский Л. С.** Транспорт на газе. — М.: Недра, 1992. — 342 с.

3.2. **Боксерман Ю. Н., Мкртычан Я. С., Чириков К. Ю.** Перевод транспорта на газовое топливо. — М.: Недра, 1988. — 220 с.

3.3. **Мкртычан Я. С., Рачевский Б. С.** // Газовая промышленность. 1988. № 11. С. 56—57.

3.4. **Белоусенко В.А.** Перспективы внедрения газомоторного топлива // Газета ГАЗтранспортИНФО. № 2, февраль 1998.

3.5. **Гайнулин Ф. Г., Гриценко А.И., Васильев Ю.Н. и др.** Природный газ как моторное топливо на транспорте. — М.: Недра, 1986. — 255 с.

3.6. **Кленников Е.В., Мартиров О.А., Крылов М.Ф.** Газобаллонные автомобили: техническая эксплуатация. — М.: Транспорт, 1986. — 175 с.

3.7. **Терентьев Г.А., Тюков В.М., Смаль В. Ф.** Моторные топлива из альтернативных сырьевых ресурсов. — М.: Химия, 1989. — 272 с.

3.8. **Hough G.** // Petroleum Economist. 1989. V. 51. № 10. — P. 439.

3.9. **Зарубежная информация** // Обз.- аналит. инф. — М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. № 2. — С. 21—22, № 4. — С. 3.

3.10. **Борисов В.Д.** В материалах международного семинара «Сжиженный природный газ — моторное топливо. Состояние, перспективы, задачи». Санкт-Петербург, предприятие Лентрансгаз, РАО «Газпром», 02—03 июля 1998.

3.11. **Кунис И.Д.** В материалах международного семинара «Сжиженный природный газ – моторное топливо. Состояние, перспективы, задачи». Санкт-Петербург, предприятие «Лентрансгаз»; РАО «Газпром», 02—03 июля 1998.

3.11а. **Сердюков С.Г., Ходорков И.Л.** // Газовая промышленность. 2003. № 2. — С. 76—79.

3.12. **Дубовкин Н.Ф., Яновский Л.С., Галимов Ф.М., Иванов В.Ф. и др.** Авиационные криогенные углеводородные топлива. — Казань: АБАК, 1998. — 255 с.

3.13. **Арутюнов А.И., Дубовкин Н.Ф., Зайцев В.П.** / В сб.: Материалы 1-й Всесоюзной научно-технической конференции по экономии топливно-энергетических ресурсов на воздушном транспорте. (ноябрь 1983 г.). — М.: ГосНИИГА, 1984.

3.14. **Фаворский О.Н., Зайцев В.П., Дубовкин Н.Ф.** // Газовая промышленность. 1994. № 3. — С. 27—28.

3.15. **Фаворский О.Н. Дубовкин Н.Ф., Зайцев В.П.** Газовое топливо на транспорте // Экология и жизнь. 1998. № 1. — С. 48—51.

3.16. **Фаворский О.Н., Дубовкин Н.Ф., Зайцев В.П.** // Русско-американский научный журнал "Актуальные проблемы авиационных и аэрокосмических систем". 1996. № 1. — С. 43—51.

3.17. **Дубовкин Н.Ф., Брещенко Е.М.** Легкие моторные топлива и их компоненты. — М.: Химия, 1998. — 480 с.

3.18. **Flight** Tests Using Natural Gas as Helicopter Fuel. // Plane and Pilot. 1985. V. 21. № 6. — P. 10.

3.19. **Лушанский В.Е., Маврицкий В.И., Зайцев В.П. и др.** / В сб. Материалы 1-й Всесоюзной НТК по экономии топливо-энергетических ресурсов на воздушном транспорте. — М.: ГосНИИГА, 1984. — С. 157—163.

3.20. **Брещенко Е.М., Панасян Г.А., Дубовкин Н.Ф., Мартыненко Л. А.** / В сб. Создание экологически чистых процессов и оборудование для подготовки, транспорта и переработки нефтяного газа. Тр. ВНИПИгазпереработки. — М.: ВНИИОЭНГ, 1990. — С. 52—57.

3.21. **Брещенко Е.М., Панасян Г.А.** / В сб.: Проблемы энергетики воздушного транспорта. Тр. ЦИАМ №1272. — М.: ЦИАМ, 1989. — С. 326—333.

3.22. **Зайцев В.П.** Вертолет на нефтяном газе — перспективный транспорт для нефтедобывающих регионов. // Газовая промышленность № 10. 1993. — С. 38.

3.23. **Яновский Л.С., Дубовкин Н.Ф.** / В сб. Материалы Московской международной конференции "Газ в моторах". — М.: ВИНИТИ, 1996. — С. 251—261.

3.24. **Арьков О.Ф, Виленский Г.Н, Дубовкин Н.Ф. и др.** / В сб. Проблемы энергетики воздушного транспорта. (Материалы всесоюзной научно–практи-

ческой конференции "Проблемы энергетики транспорта"). Тр. ЦИАМ №1272. — М.: ЦИАМ, 1989. — С. 252—270.

3.25. **Флегонтов Н.С.** / В материалах международного семинара "Сжиженный природный газ — моторное топливо. Состояние, перспективы, задачи". Санкт-Петербург, предприятие "Лентрансгаз", РАО "Газпром". 02—03 июля 1998.

3.26. **Васильев Ю.Н., Гриценко А.И., Чириков К.Ю.** Газозаправка транспорта. — М.: Недра, 1995.

3.27. **Гуардеев А.А., Азев В.С., Камфер Г.М.** Топливо для дизелей. Свойства и применение. — М.: Химия, 1993.

3.28. **Иванцов О.М., Двойрис А.Д.** Низкотемпературные газопроводы. — М.: Недра, 1980. — 303 с.

3.29. **Калименева О.А.** // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2005. № 8. — С. 70—71.

3.30. **Эксплуатационнику** магистральных газопроводов: Справ. пособие / Громов А. В., Хачикян Л. А. и др. — М.: Недра, 1987. — 176 с.

3.31. **Белашов А.Д.** Эксплуатация баллонных и групповых резервуарных установок сжиженного газа. — Л.: Недра, 1979. — 156 с.

3.32. **Яновский Л.С., Дмитренко В.П., Дубовкин Н.Ф. и др.** Основы авиационной химмотологии. — М.: МАТИ, 2005. — 680 с.

3.33. **Дубовкин Н.Ф., Яновский Л.С., Харин А.А. и др.** Топлива для воздушно-реактивных двигателей. — М.: МАТИ-РГТУ им. К.Э. Циолковского, 2001. — 443 с.

3.34. **Емельянов В.Е., Крылов И.Ф.** Альтернативные экологически чистые топлива для автомобилей. — М.: АСТ, Астрем, 2004. — 128 с.

Раздел 4

ФАЗОВЫЕ СОСТОЯНИЯ. ТЕМПЕРАТУРЫ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ. КРИТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ. ТЕРМИЧЕСКИЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ

4.1. Диаграммы фазового состояния

Для углеводородных топлив характерен широкий диапазон температур и давлений, в котором компоненты топлива могут находиться в разных агрегатных (фазовых) состояниях, присутствовать одновременно в двух и более фазах, претерпевать фазовые переходы из одного агрегатного состояния в другое, достигать критических условий по температуре и давлению, в которых теряют свою индивидуальность. Количественные показатели перехода из одной фазы в другую, равновесия фаз, суммарные свойства многофазных систем имеют широкое техническое применение.

Удобным графическим методом представления информации о составе и свойствах двух- и многофазных систем являются диаграммы фазового состояния. Простейший вид диаграммы состояния индивидуального вещества в координатах *T-p* представлен на рис. 4.1, где показаны области (термобарические условия) существования вещества в твердом, жидком и газообразном (паровом) состоянии (зоны *1*, *2*, *3* соответственно). Линии, разделяющие фазы, являются геометрическим местом точек фазовых переходов: линия *HE* — из твердого состояния в газовое и обратно (соответственно возгонка и сублимация); *EL* — из твердого в жидкое и обратно (плавление и застывание или кристаллизация); *EC* — из жидкого в газовое и обратно (испарение и конденсация).

Каждому сочетанию величин *p* и *T* соответствует точка диаграммы, показывающая пребывание вещества в этих условиях в той или иной фазе, либо переход из одного фазового состояния в другое при подводе или отводе энергии при неизменных *p* и *T*. Характерными точками диаграммы являются точка *E*, соответствующая одновременному равновесному присутствию всех трех агрегатных фаз вещества, и точка *C* — критическая точка, в которой исчезает разли-

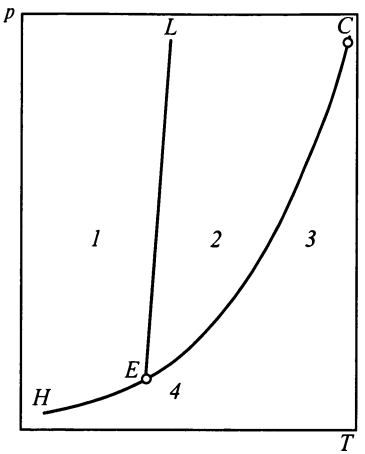


Рис. 4.1. Диаграмма фазового состояния индивидуального вещества:
1 — твердое; *2* — жидкое; *3* — газообразное; *4* — тройная точка

чие в свойствах жидкой и газовой фаз. Параметры вещества: давление, температура, объем, плотность — в данной точке называются критическими, а область более высоких температур и давлений — закритической областью.

Для двух- и многокомпонентных систем диаграммы состояния имеют более сложный вид, прежде всего за счет разделения каждой из линий фазового перехода на две линии — начала и конца фазового перехода, охватывающие область совместного существования двухфазной системы.

Наиболее интересными для целей настоящего издания являются диаграммы фазового состояния двух- и многокомпонентных систем в областях наличия жидкой и газовой фаз. На рис. 4.2 изображены диаграммы состояния двух образцов АСКТ*, различающихся компонентным составом.

Линия *AB* на диаграмме является линией начала испарения (и соответственно окончания конденсации), линия *CB* — линией начала конденсации и окончания испарения. Эти линии называются также линией точек закипания или начала кипения (НК) и линией точек росы соответственно. Например, при давлении p_1 для АСКТ-1 точка A_1 начала кипения соответствует температуре t_{A_1} = 120 °С, точка начала конденсации (точка росы) B_1 — t_{B_1} = 140 °С, для АСКТ-2

* Составы образцов АСКТ — см. в табл. 5.99 и 5.111.

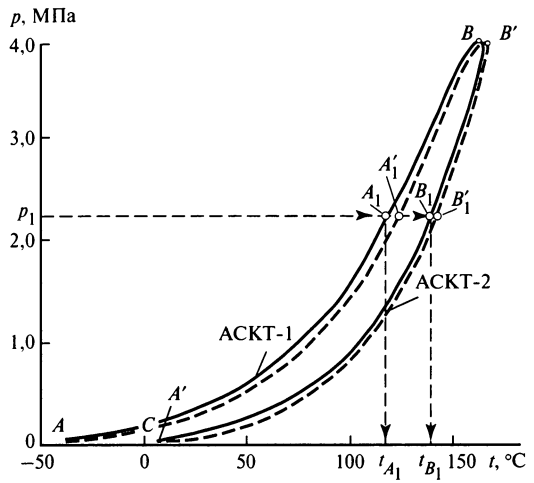


Рис. 4.2. Диаграмма фазового состояния авиационного сконденсированного топлива [4.34]

соответственно A_1' — 125,5 °С, B_1' — 143 °С. Очевидно, что при повышении температуры (при постоянном давлении) от точки A до точки B количество паровой фазы в системе будет непрерывно возрастать от нуля до 100 %, а жидкой соответственно убывать от 100 % до нуля. Внутри области ABC можно было бы нанести вдоль линий AB и BC семейство линий, соответствующие 10, 20, ..., 90 %-ному содержанию паровой фазы. Точки B и B' на рис. 4.2 примерно соответствуют критическим значениям давления и температуры.

Возможны случаи существования в системе более трех фаз за счет раздельных твердых фаз газогидратов и льда воды наряду с жидкой и газовой фазами влажного углеводородного газа или наличия двух жидких несмешивающихся фаз, например жидкой воды и углеводородов.

Диаграммы состояния могут быть построены в координатах любой пары характеристик (параметров) вещества: температуры T, давления p, объема V, энтропии S, энтальпии H, внутренней энергии U. Наиболее распространены диаграммы типа H-T, T-S, H-p ($\lg p$), H-S.

На рис. 4.3 приведена в общем виде схема диаграммы состояния вещества в координатах H-p. По оси абсцисс отложены значения энтальпии (теплосодержания) вещества H, по оси ординат — давления p (или $\lg p$). Соответственно горизонтальные прямые линии на любом уровне являются линиями равных давлений (изобарами), а вертикальные — линиями равных энтальпий (изоэнтальпами). Линия

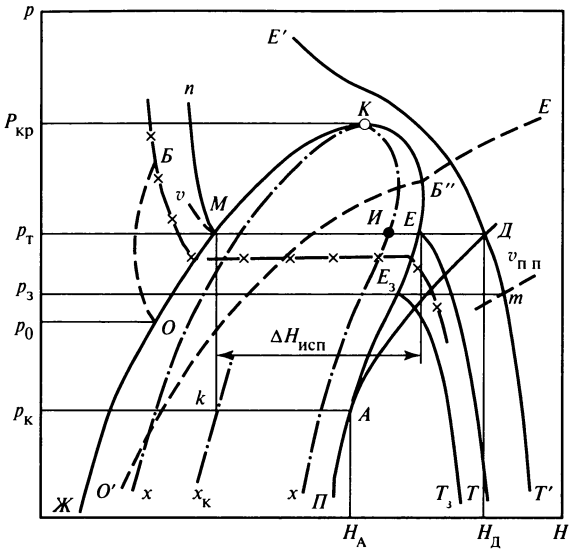


Рис. 4.3. Схема диаграммы состояния вещества в координатах давление — энтальпия

ЖК характеризует состояние насыщенной жидкости, а линия *КП* — состояние насыщенного пара. Область, ограниченная линией *ПКЖ*, соответствует одновременному сосуществованию жидкости и пара. В этой области из критической точки *K* проводят семейство линий *КХ* постоянной сухости пара x (кг/кг). Изотермы (линии энтальпий вещества в зависимости от давления при T = const) на диаграмме состояния изображаются ломаной кривой *TEMn* при $p < P_{кр}$ и плавной кривой *T′E′* при $p \geq P_{кр}$. На диаграмму состояния наносят линии постоянных удельных объемов (изохоры) v (м^3/кг) — *O′Б″E* в области пара и *ОБ* в области жидкости; эти же линии соответствуют линиям постоянной плотности (изоденсам) ρ (кг/м^3). На пограничной кривой жидкости (точка *O*) эти линии показывают удельный объем жидкого (сконденсированного) газа, находящегося в емкости при давлении p_0. Линии постоянной энтропии (адиабаты) *АД* используются для определения параметров газа при сжатии его в компрессоре, а также при истечении его из сопла.

Давление насыщенных паров $P_{н.п}$ определяется точкой пересечения соответствующей изотермы, например T_3, с линией насыщения

КП. Это означает, что при данной температуре газ не перейдет в жидкое состояние.

Удельный объем насыщенной жидкости и насыщенного пара на диаграмме состояния определяется точками пересечения соответствующей изобары с линиями *КЖ* и *КП*. Удельный объем перегретых паров $v_{п.п}$ определяется по давлению и температуре в точке пересечения соответствующих изобар и изотерм (точка *m*).

Теплосодержание газа $H_п$ и жидкости $H_ж$ (соответственно точки *E* и *M*) отсчитываются на оси абсцисс при заданных значениях давления и температуры, в точке пересечения изобар с изотермами, пограничными кривыми или линиями x = const.

Теплота испарения $\Delta H_{исп}$ при заданном давлении $p_т$ определяется как разность энтальпий точек пересечения заданной изобары с обеими линиями насыщения (*ЖК* и *КП*). Степень сухости пара x определяется в точке пересечения изобары и кривой постоянной сухости при заданной энтальпии (точка *И*).

Параметры жидкости при дросселировании по диаграмме состояния определяются следующим образом. Пусть дросселирование жидкости производится от давления $p_т$ до $p_к$ (линия *Mk*). Процесс дросселирования жидкости начинается на линии насыщения в точке *M* и заканчивается на изобаре $p_к$ в точке *k*; при этом энтальпия остается постоянной. Пересечение в точке *k* наклонной кривой степени сухости пара $x_к$ с изобарой $p_к$ показывает, какое количество пара $x_к$ образовалось при дросселировании.

Процесс сжатия газа на диаграмме изображается адиабатами (линия *АД*). Теоретически процесс сжатия насыщенного пара от давления $p_к$ до $p_т$ происходит по линии *АД*. Температура газа в конце сжатия определяется изотермой, проходящей через точку *Д*. Теоретическая работа сжатия 1 кг газа определяется разностью энтальпий в точках *Д* и *А*. Действительная работа сжатия будет несколько больше.

Диаграммы состояния легких углеводородов от метана до *н*-бутана приведены в [4.1, 4.2], метана и некоторых неуглеводородных веществ — в [4.3], воды и водяного пара в — [4.4]. В [4.5] даны диаграммы состояния влажных углеводородных газов, включающие газогидратную и ледяную фазы.

В качестве примера на рис. 4.4 приведена диаграмма состояния в координатах *H-p* для пропана.

Для трехкомпонентных смесей пользуются треугольными диаграммами фазовых составов [4.1], откладывая по каждой стороне равностороннего треугольника значения концентрации от нуля до 100 %

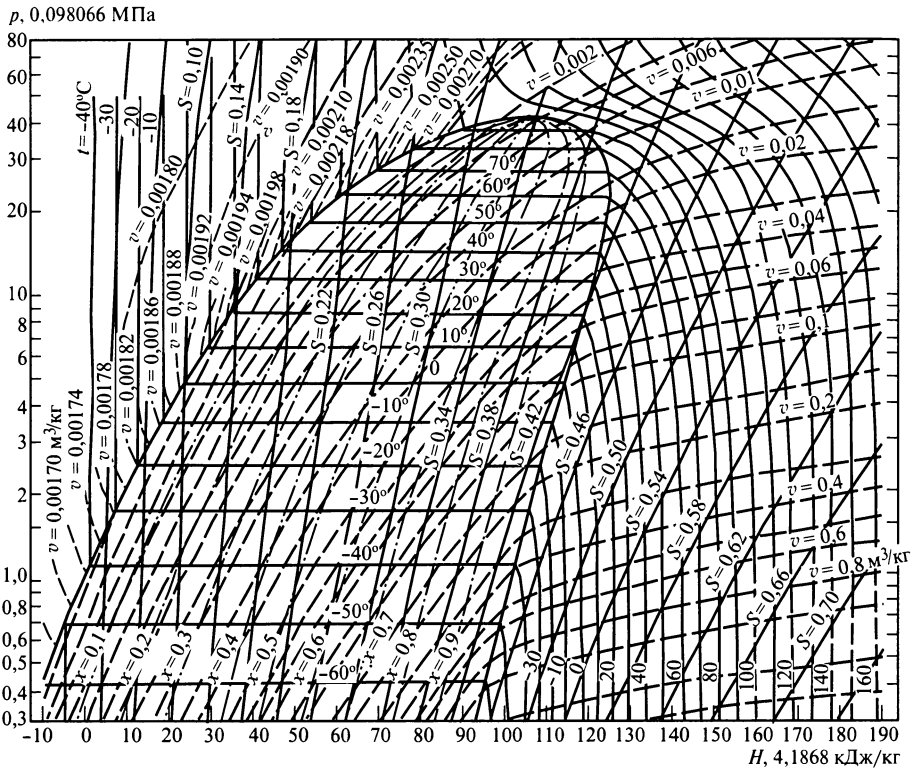


Рис. 4.4. Диаграмма фазового состояния пропана [4.2]:
v — удельный объем, м³/кг; S — энтропия, 4,1868 кДж/(кг · К); t — температура, °С

одного из трех компонентов и строя кривые фазовых переходов при различных p и T = const, или, наоборот, при различных T и p = const.

Смеси, содержащие более трех компонентов, обычно условно делят на бинарные или трехкомпонентные и оперируют с ними на соответствующего вида диаграммах. Например [4.6], нефтегазовую смесь, находящуюся в пласте или добываемую при повышенных давлении и температуре из скважины, делят на легколетучий компонент (метан плюс азот плюс гелий), среднелетучий (углеводороды от этана до бутанов или пентанов включительно) и низколетучий (жидкие углеводороды от пентанов или от гексанов и выше), после чего представляют фазовые составы или же свойства на треугольных диаграммах.

4.2. Температуры фазовых переходов

4.2.1. Температуры плавления, кристаллизации, застывания

Различают несколько разновидностей перехода вещества из одного фазового состояния в другое: плавление — процесс перехода вещества из твердого состояния в жидкое; кристаллизация — процесс образования и роста кристаллов вещества при переходе его из жидкого или газообразного состояния в кристаллическое; застывание — процесс образования малоподвижной массы, не имеющей кристаллической структуры.

Температура плавления характерна для индивидуальных углеводородов. Температуру кристаллизации обычно определяют в бензинах и керосинах. Это максимальная температура, при которой невооруженным глазом обнаруживаются кристаллы. Температура застывания характерна для дизельных топлив и более тяжелых нефтепродуктов. Разница между температурой начала кристаллизации (образование первых кристаллов) и температурой плавления (исчезновение последних кристаллов) составляет 2—20 °С. Такое различие наблюдается у моноциклических и ароматических углеводородов между температурами прекращения и восстановления подвижности.

Сводные данные по температуре плавления индивидуальных углеводородов, а также топлив, получаемых из природного и нефтяного газов, приведены в табл. 4.1 и 4.2.

Температура плавления весьма существенно зависит от структуры молекулы углеводорода. Изомеризация сопровождается, как правило, ее понижением. Температура плавления определенным образом связана с температурой кипения. Она, как правило, повышается с увеличением температуры кипения. Этому правилу не следуют первые члены гомологических рядов. Температурный интервал жидкого состояния у всех углеводородов расширяется при повышении температуры кипения, за исключением первых членов гомологических рядов.

Кристаллизация многокомпонентных углеводородных топлив начинается с выпадения прежде всего парафиновых углеводородов нормального строения, которые образуют ориентированные молекулы. В дальнейшем они являются центрами образования кристаллов. На температуру кристаллизации и плавления могут оказывать существен-

ное влияние неуглеводородные примеси, особенно поверхностно-активные вещества (ПАВ). Например, присутствие в топливе воды вызывает повышение температуры кристаллизации углеводородов.

У нормальных парафиновых углеводородов наблюдается весьма характерная особенность: при переходе от углеводорода с четным к углеводороду с нечетным числом атомов углерода в молекуле повышение температуры плавления происходит менее резко, чем при переходе от нечетного к четному числу атомов углерода в молекуле. Эта особенность до сих пор не имеет должного теоретического обоснования.

Температура плавления нормальных парафиновых углеводородов с нечетным числом атомов углерода в молекуле при $7 \le n \le 21$ с погрешностью в пределах ±1 °С может быть вычислена по температуре плавления углеводорода с ближайшим меньшим четным числом атомов углерода в молекуле по уравнению [4.11]

$$(t_{пл})_{n+1} = (t_{пл})_n + 3{,}85, \qquad (4.1)$$

где n — четное число атомов углерода в молекуле углеводорода.

Для расчета температуры плавления углеводородов различных гомологических рядов с нечетным числом CH_2-групп может быть использовано уравнение [4.11]

$$(t_{пл})_{N+1} = 0{,}935(t_{пл})_N + 5{,}6, \qquad (4.2)$$

где N — четное число CH_2-групп.

Уравнение (4.2) применимо к углеводородам с $N \ge 5 \div 6$. Взаимосвязь температур плавления углеводородов различных рядов с четным и нечетным числом CH_2-групп представлена на рис. 4.5. Видно, что уравнение (4.2) дает вполне удовлетворительное обобщение экспериментальных значений температур плавления углеводородов различных групп (кроме нормальных парафиновых углеводородов с $t_{пл} = -60 \div -10$ °С).

Для многокомпонентных топлив используются только экспериментальные методы определения температуры плавления, кристаллизации и застывания.

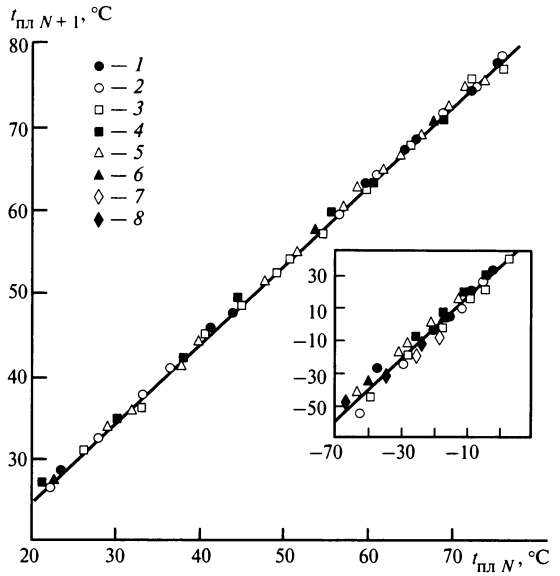


Рис. 4.5. Взаимосвязь температур плавления $t_{пл}$ высших членов различных гомологических рядов, содержащих в углеводородной цепочке четное N и нечетное $N+1$ число CH_2-групп [4.11]; углеводороды:

1 — *н*-парафиновые; *2* — *н*-нафтеновые; *3* — ацетиленовые; *4* — *н*-моноалкилциклогексановые; *5* — моноалкилбензольные; *6* — *н*-моноалкилциклопентановые; *7* — *н*-моноалкилнафталиновые; *8* — 2-метил-1-алкеновые

4.2.2. Температура кипения

Температура, при которой происходит переход вещества из жидкого состояния в парообразное не только на поверхности, как при испарении, но по всему объему, называется температурой кипения. Она соответствует температуре, при которой давление насыщенных паров испаряющейся жидкости равно внешнему давлению. В процессе выкипания однородного вещества температура кипения остается постоянной, если не изменяется внешнее давление.

Сводные данные по температуре кипения углеводородов и топлив, получаемых из природного и нефтяного газов, приведены в табл. 4.1—4.3.

Для температуры кипения характерно быстрое повышение ее при увеличении числа атомов углерода в молекуле. При $n \to \infty$ температура кипения стремится к предельному значению; для *н*-парафиновых углеводородов при $n \to \infty$ она равна примерно 805 °С. Изомер-

ные углеводороды по сравнению с нормальными имеют более низкую температуру кипения. У парафиновых углеводородов она понижается при увеличении числа метильных групп и смещении их к началу или концу углеродной цепочки. В зависимости от разветвленности молекулы разность в значениях температуры кипения изомеров может достигать 20—30 °С. При отсутствии экспериментальных данных температуру кипения рассчитывают по эмпирическим уравнениям; некоторые из них приведены ниже. Температуру кипения нормальных парафиновых углеводородов от C_1 до C_{20} при давлении 0,101 МПа с точностью до ±1 °С рекомендуется определять по уравнению

$$T_{кип} = (193{,}3 - 0{,}05n)(n - 1)^{0{,}91} - 121n + 232{,}7, \qquad (4.3)$$

где $T_{кип}$ — нормальная температура кипения, К; n — количество атомов углерода в молекуле углеводорода.

Примеры расчета.

Пример 1. Вычислить температуру кипения октана (C_8H_{18}) при $p = 0{,}101$ МПа по уравнению (4.3).

Исходные данные: $n = 8$.

Решение. По уравнению (4.3) $T_{кип} = 397{,}99$ К; по данным табл. 4.1 $T_{кип} = 398{,}81$ К. Погрешность $\Delta = -0{,}2$ %.

Температура начала кипения смесей углеводородов типа АСКТ, ШФЛУ, пропан-бутановой фракции и др. при заданном давлении определяется путем подбора температуры, при которой соблюдается соотношение

$$\sum_{i=1}^{N} X_i P_i / p = \sum_{i=1}^{N} X_i K_{фi} = 1, \qquad (4.4)$$

где X_i и P_i — мольная доля и парциальное давление i-го компонента в исходной жидкой смеси; p — общее давление; $K_{фi} = P_i/p$ — константа фазового равновесия i-го компонента, при которой удовлетворяется соотношение (4.4).

Для расчета температуры кипения при изменении давления можно использовать уравнение, полученное из уравнения Антуана:

$$t_1 = t_2 + \frac{B(\lg p_1 - \lg p_2)}{(A - \lg p_1)(A - \lg p_2)}, \qquad (4.5)$$

где t_1 и t_2 — температуры кипения при давлениях p_1 и p_2; A и B — постоянные Антуана, их значения для индивидуальных углеводородов приведены в § 5.1 (см. табл. 5.1).

Пример 2. Определить температуру начала кипения АСКТ при $p = 0{,}2$ МПа по уравнению (4.4).

Исходные данные — состав (мольные доли): $X_{C_3H_8}$ — 0,10; $X_{C_4H_{10}}$ — 0,60; $X_{C_5H_{12}}$ — 0,19; $X_{C_6H_{14}}$ — 0,07; $X_{C_7H_{16}}$ — 0,03; $X_{C_8H_{18}}$ — 0,01.

Решение. Определяем $K_{\phi i}$ для всех компонентов по соотношению $K_{\phi i} = P_i/p$ при давлении $p = 0{,}2$ МПа и какой-то принятой температуре, например 20 °С. Прежде всего для всех компонентов по графикам или таблицам определяем давление насыщенных паров P_i при температуре 20 °С и коэффициенты $K_{\phi i}$: $K_{C_3} = 0{,}83/0{,}2 = 4{,}15$; $K_{C_4} = 0{,}2/0{,}2 = 1{,}0$; $K_{C_5} = 0{,}068/0{,}2 = 0{,}34$; $K_{C_6} = 0{,}017/0{,}2 = 0{,}085$; $K_{C_7} = 0{,}005/0{,}2 = 0{,}025$; $K_{C_8} = 0{,}0015/0{,}2 = 0{,}0075$.

Далее определяем $\sum X_i K_{\phi i}$: $\sum X_i K_{\phi i} = 0{,}415 + 0{,}60 + 0{,}068 + 0{,}006 + 0{,}0007 + 0{,}0001 = 1{,}0898$.

Величина $\sum X_i K_{\phi i}$ больше единицы. Операцию повторяем при более низкой температуре, например при 17 °С. При этой температуре сумма $\sum X_i K_{\phi i}$ оказывается равной 0,9395. Следовательно, температура закипания находится между 20 и 17 °С. Путем интерполяции находим значение температуры, при которой $\sum X_i K_{\phi i} = 1$. Эта температура $t \approx 18$ °С.

4.2.3. Точка росы

Этим термином обозначается температура, при которой система парообразных компонентов находится в состоянии равновесия между процессами начала конденсации и конца испарения компонентов системы, способных образовывать жидкую фазу при данном давлении и составе системы (топлива).

Ранее в § 1.6 рассмотрены данные по точке росы влаги углеводородных газов, насыщенных водой (см. также табл. 1.22). Здесь же речь пойдет о точке росы углеводородов, когда конденсирующимся или испаряющимся компонентом является один или несколько углеводородов, составляющих газовую смесь. Как пример в табл. 4.4 приведены значения точки росы для смеси пропана с бутаном.

Если при постоянном давлении пары несколько охладить, то некоторая их часть конденсируется, выпадая в виде капель жидкости. При повышении температуры паров равновесие фаз будет смещаться в другом направлении, вследствие чего усилится процесс испарения

жидкости, который будет идти до тех пор, пока при новой заданной температуре не наступит равновесие фаз, характеризуемое насыщенностью паров. В то же время при постоянной температуре, но с изменением давления также будет происходить смещение равновесия фаз, но в любом случае двухфазная система будет всегда стремиться сохранить равновесие — состояние, характеризующееся насыщенностью находящихся над жидкостью паров.

Избежать образования конденсата можно только в случае, когда точка росы газообразной смеси будет несколько ниже температуры окружающей среды.

Для расчетного определения температуры точки росы газового топлива можно использовать следующее соотношение:

$$\sum_{i=1}^{N} X_i / K_{\phi i} = \sum_{i=1}^{N} Y_i / K_{\phi i} = 1, \qquad (4.6)$$

где X_i и Y_i — мольная доля i-го компонента в жидкой и паровой фазе соответственно; $K_{\phi i}$ — константа фазового равновесия i-го компонента.

Аналогично по этому же уравнению можно определить давление, соответствующее точке росы (температуре).

Определение температуры точки росы по уравнению (4.6) производится путем подбора температуры (при заданном давлении), при которой значение $K_{\phi i}$, подставленное в это уравнение, обеспечивает равенство правой и левой частей уравнения. Подобранная таким образом температура и будет температурой точки росы.

При расчете температуры точки росы в области невысоких давлений (до 0,5 МПа) для определения $K_{\phi i}$ можно использовать соотношение

$$K_{\phi i} = P_i / p, \qquad (4.7)$$

где P_i — давление насыщенных паров i-го компонента при заданной температуре; p — общее давление.

Пример расчета. Рассчитать температуру точки росы АСКТ при давлении p = 0,5 МПа.

Исходные данные — состав, % (мол.): C_3 — 5,46; i-C_4 — 19,95; н-C_4 — 49,23; i-C_5 — 9,77; н-C_5 — 10,66; C_6 — 3,48; C_7 — 0,74; C_8 — 0,44 и C_9 — 0,27.

Решение. Предположим, что температура точки росы 84 °С. При этой температуре по таблицам или графическим зависимостям $P_i = f(t)$ находим давления насыщенных паров всех компонентов. Затем по уравнению (4.7) находим значения $K_{\phi i}$. Далее для каждого компонента вычисляем значения $X_i/K_{\phi i}$ и находим $\sum X_i/K_{\phi i}$. В данном примере сумма оказалась равной единице. Следовательно, t = 84 °С и есть температура точки росы. В противном случае расчеты надо было бы повторить при других температурах, пока не получили бы $\sum X_i/K_{\phi i} = 1$.

4.3. Критические параметры

Критическим состоянием вещества называются условия (температура и давление), в которых две фазы вещества, находящиеся между собой в равновесии, становятся тождественными по своим физическим свойствам и между ними исчезает граница раздела фаз. Критическая точка характеризуется критической температурой $T_{кр}$ и критическим давлением $P_{кр}$, которые являются строго определенными и постоянными для каждого индивидуального вещества. Им соответствует также строго определенный критический удельный объем $v_{кр}$ и обратная ему величина — критическая плотность $\rho_{кр}$. При дальнейшем повышении температуры и (или) давления сохраняется однофазное закритическое состояние системы.

В литературе имеются ограниченные сведения по критическим параметрам: температуре $T_{кр}$, давлению $P_{кр}$ и плотности $\rho_{кр}$ углеводородов и особенно по их смесям. Критические параметры могут быть рассчитаны. В настоящее время для этой цели предложено большое количество эмпирических уравнений и номограмм [4.13, 4.14]. Некоторые из них, обладающие, по нашему мнению, определенными преимуществами (простотой и малой погрешностью расчета), приведены ниже.

Критические параметры вещества связаны уравнением состояния

$$P_{кр}\tilde{V}_{кр}/(\tilde{R}T_{кр}) = Z_{кр}, \qquad (4.8)$$

где $T_{кр}$ — критическая температура, К; $\tilde{V}_{кр}$ — критический мольный объем, м^3/кмоль; $\tilde{R}$ = 8314,51 Дж/(кмоль · К) — универсальная газовая постоянная; $P_{кр}$ — критическое давление, Па; $Z_{кр}$ — фактор сжимаемости в критической точке, зависящий от свойств вещества.

Значения критических параметров для парафиновых, нафтеновых и некоторых других углеводородов приведены в табл. 4.5, а для неуглеводородных компонентов — в табл. 4.6.

Для приближенного определения критических параметров можно использовать правило соответственных состояний. Два вещества находятся в соответственных состояниях, если их давления, объемы и температуры соответственно пропорциональны их критическим значениям, т.е.

$$\frac{p_1}{P_{кр1}} = \frac{p_2}{P_{кр2}}; \quad \frac{V_1}{V_{кр1}} = \frac{V_2}{V_{кр2}}; \quad \frac{T_1}{T_{кр1}} = \frac{T_2}{T_{кр2}}. \tag{4.9}$$

Из правила соответственных состояний следует, что если для двух веществ соблюдается два из этих равенств, то для них должно соблюдаться и третье равенство. Это правило в общем случае не является точным, наиболее строго оно соблюдается для веществ, близких между собой по физическим свойствам и имеющих почти равные критические температуры.

4.3.1. Критическая температура

Приведенные в табл. 4.5 и 4.6 значения критических температур получены на базе литературных данных, или рассчитаны по приведенным ниже эмпирическим уравнениям, или определены путем взаимного графического сопоставления зависимостей критической температуры от числа атомов углерода в молекуле и температуры кипения при атмосферном давлении. Рекомендуемые значения критической температуры от экспериментально полученных отличаются, как правило, не более чем на 1—2 °С.

В первом приближении можно считать, что критическая температура углеводородов нормального строения всех гомологических рядов, имеющих температуру кипения в пределах 0—300 °С, близка к линейной зависимости от температуры кипения. Углеводороды изостроения по сравнению с нормальными имеют, как правило, более низкую критическую температуру. В зависимости от разветвленности молекулы и расположения атомов в ней различия в значениях критической температуры могут достигать 5—10 °С.

Для определения критической температуры углеводородов, спиртов и эфиров можно использовать зависимость, представленную на рис. 4.6. Критическая температура также может быть определена из уравнения состояния (4.8) при известных других параметрах.

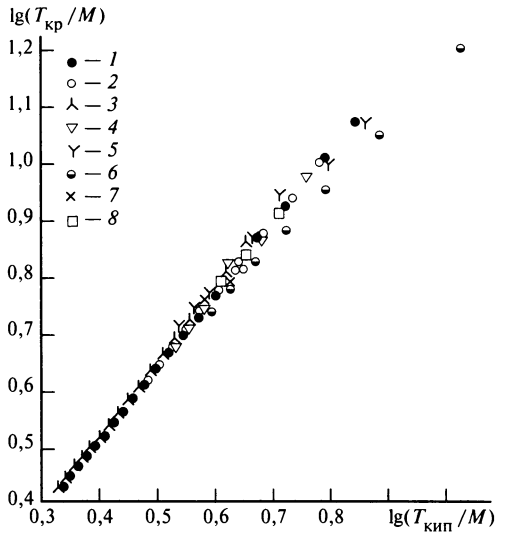


Рис. 4.6. Зависимость $\lg(T_{кр}/M)$ от $\lg(T_{кип}/M)$ для углеводородов разных гомологических рядов, спиртов и эфиров [4.15]:

$T_{кр}$ — критическая температура, К; $T_{кип}$ — температура кипения при p = 0,101 МПа, К; M — молекулярная масса; *1* — *н*-парафиновые; *2* — олефиновые; *3* — ароматические; *4* — нафтеновые; *5* — алифатические спирты; *6* — диеновые углеводороды; *7* — простые эфиры; *8* — сложные эфиры карбоновых кислот

Критическая температура нормальных парафиновых углеводородов от C_1 до C_{15} с точностью до ±1 °С определяется уравнением [4.16]

$$T_{кр} = \frac{391{,}7(n-1)}{2{,}645 + (n-1)^{0{,}785}} + 190{,}7, \qquad (4.10)$$

где $T_{кр}$ — критическая температура, К; n — число атомов углерода в молекуле.

Предложено также уравнение для расчетного определения критической температуры индивидуальных углеводородов и их смесей при наличии данных по поверхностному натяжению [4.17]:

$$T_{кр} = \frac{T_0(\sigma/\sigma_0)^{1/n} - T}{(\sigma/\sigma_0)^{1/n} - 1}, \qquad (4.11)$$

где σ и σ_0 — поверхностное натяжение при температуре T и T_0 соответственно; n — показатель степени, равный примерно 1,27 [4.17].

Погрешность расчета по уравнению (4.11) не превышает 5 %.

Для расчета $T_{кр}$ нормальных углеводородов различных гомологических рядов можно использовать также уравнение

$$T_{кр} = A T_{кип}^{0,5} - B, \qquad (4.12)$$

где $T_{кип}$ — температура кипения, К, при $p = 0{,}101$ МПа; A и B — постоянные, их значения приведены ниже:

Коэффициент	Углеводороды				
	н-парафиновые	*н*-олефиновые	циклопентановые	циклогексановые	ароматические
A	42,1	42,1	39,1	38,0	37,3
B	271,5	268,5	191,5	162,0	137,5

Отклонение значений критических температур, рассчитанных по уравнению (4.12), от литературных данных не превышает 2—3 °С.

Для расчета критической температуры углеводородов может быть рекомендовано уравнение [4.18]

$$\lg T_{кр} = 0{,}2881 + 0{,}2985 \lg \rho + 0{,}6216 \lg T_{кип}, \qquad (4.13)$$

где ρ — плотность жидкости, кг/м^3, при 20 °С.

Уравнение (4.13) применимо в области температур $220 \le T_{кип} \le 780$ К. Отклонение расчетных значений от экспериментальных для *н*-парафиновых углеводородов не более 3 °С.

Для многокомпонентных топлив критическая температура не является такой определенной величиной, как для индивидуальных углеводородов. Однако для инженерных расчетов достаточно знать среднее ее значение, т.е. для смеси углеводородов (топлив) принимается такая критическая температура, которую имеет однородная жидкость, дающая в термодинамическом процессе тот же суммарный эффект.

Для определения псевдокритической температуры смесей может быть рекомендовано уравнение

$$T_{пкр} = \sum_{i=1}^{N} X_i M_i T_{кр i} \Big/ \sum_{i=1}^{N} X_i M_i, \qquad (4.14)$$

где X_i, M_i и $T_{кр i}$ — мольная доля, молекулярная масса и критическая температура i-го компонента.

В приближенных расчетах можно пользоваться значениями $T_{пкр}$, определяемыми по упрощенному уравнению, а именно

$$T_{пкр} = \sum_{i=1}^{N} X_i T_{кр\,i}. \qquad (4.15)$$

Псевдокритическая температура природного газа $T_{пкр}$ в соответствии с ГОСТ 30319. 2—96 (п. 3.2.5) может быть определена по уравнению

$$T_{пкр} = (T_{кр}\rho_{пкр})^{0,5}, \qquad (4.15а)$$

где $T_{кр}$ — критическая температура, К; $\rho_{пкр}$ — псевдокритическая плотность газа, кг/м^3. $T_{кр}$ и $\rho_{пкр}$ вычисляются по известному составу газа с использованием уравнений и коэффициентов, представленных в стандарте.

Пример расчета. Вычислить критическую температуру *н*-октана C_8H_{18} по уравнению (4.13).

Исходные данные: при 20 °С ρ = 617,6 кг/м^3, $T_{кип}$ = 398,815 К.

Решение.

$$\lg T_{кр} = 0{,}2881 + 0{,}2985 \lg 617{,}5 + 0{,}6216 \lg 398{,}815 = 2{,}736.$$

Следовательно, $T_{кр}$ = 568,3 К. По данным табл. 4.5 $T_{кр}$ = 569,35 К. Погрешность расчета $\Delta = -0{,}2$ %.

4.3.2. Критическое давление

Во всех гомологических рядах углеводородов критическое давление быстро уменьшается при увеличении числа атомов углерода в молекуле. При одинаковом числе атомов углерода в молекуле критическое давление возрастает при переходе от парафиновых углеводородов к олефиновым. Наибольшее критическое давление имеют ароматические углеводороды. В связи с этим критическое давление понижается при увеличении в топливе содержания парафиновых и уменьшении ароматических и нафтеновых углеводородов.

Влияние структуры молекулы на критическое давление сравнительно невелико. Однако в зависимости от разветвленности молекулы и расположения атомов в ней расхождения в значениях критического давления могут достигать примерно 0,2—0,3 МПа. Критическое давление смесей почти не зависит от отношения объ-

емов паровой и жидкой фаз и, как правило, выше критического давления любого компонента, входящего в смесь.

Для определения критического давления индивидуальных веществ и смесей можно использовать уравнение состояния (4.8). По нашим данным, критическое давление по уравнению (4.8) можно определить с меньшей погрешностью, если использовать его в несколько измененной форме

$$P_{кр} = \frac{\tilde{R}\, T_{кр}}{\varphi \tilde{V}_{кр}} + \psi, \qquad (4.16)$$

где $P_{кр}$ — критическое давление, Па; $T_{кр}$ — критическая температура, К; $\tilde{R}$ = 8314,51 Дж/(кмоль · К); $\tilde{V}_{кр}$ — критический объем, м^3/кмоль; ψ и φ — коэффициенты, постоянные в пределах гомологического ряда; в первом приближении $\psi = -(0{,}51 \div 0{,}55)10^6$ и $\varphi = 3{,}22 \div 3{,}34$. Для *н*-парафиновых углеводородов $\varphi = 3{,}22$ и $\psi = -0{,}55 \cdot 10^6$, для ароматических $\varphi = 3{,}34$ и $\psi = -0{,}51 \cdot 10^6$. При этом рекомендуется пользоваться значениями $T_{кр}/\tilde{V}_{кр}$, приведенными в табл. 4.7.

Критическое давление природных газовых смесей при $16 < M < 26$ может быть определено по уравнению

$$P_{кр} = 6895\ (710 - 2{,}07M). \qquad (4.17)$$

Для определения критического давления индивидуальных углеводородов разных гомологических рядов можно использовать график рис. 4.7.

Истинное критическое давление многокомпонентных смесей углеводородов $P_{кр}$ можно определять, используя уравнение [4.13, 4.18]

$$P_{кр} = 9P_{пкр}\left\{\left[\sum_{i=1}^{N} X_i\left(\frac{T_{кип\,i}}{100}\right)^2\right]\Bigg/\left[\sum_{i=1}^{N} X_i\left(\frac{T_{кип\,i}}{100}\right)^2\right] - 1\right\} + P_{п.кр}, \qquad (4.18)$$

где $P_{кр}$ и $P_{пкр}$ — критическое и псевдокритическое давление смеси; $T_{кип\,i}$ — температура кипения при атмосферном давлении *i*-го компонента, К; X_i — мольная доля *i*-го компонента.

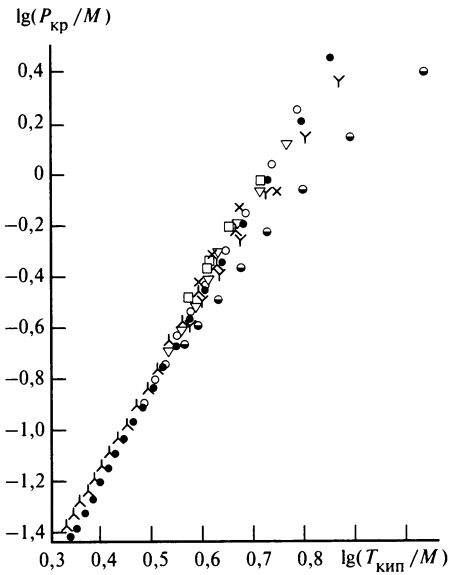


Рис. 4.7. Зависимость $\lg(P_{кр}/M)$ от $\lg(T_{кип}/M)$ для углеводородов разных гомологических рядов, спиртов и эфиров [4.15]:

условные обозначения те же, что и на рис. 4.6

Для определения псевдокритического давления в [4.19, 4.21] предложено уравнение

$$P_{пкр} = 0{,}10132 \sum_{i=0}^{2} \sum_{j=0}^{3} A_{ij} \rho^{i} t_{с.у}^{i}, \qquad (4.19)$$

где ρ — плотность жидкости, г/см^3, при температуре 20 °С; $t_{с.у}$ — средняя усредненная температура кипения, °С; A_{ij} — коэффициенты, их значения приведены в табл. 4.8.

В приближенных расчетах псевдокритическое давление смеси можно вычислить по уравнению

$$P_{пкр} = \sum_{i=1}^{N} X_i P_{кр i}, \qquad (4.20)$$

где $P_{кр i}$ и X_i — критическое давление и мольная доля i-го компонента в смеси.

4.3.3. Критическая плотность

Сводные данные по критической плотности для индивидуальных углеводородов и неуглеводородных компонентов приведены в табл. 4.5 и 4.6. При увеличении числа атомов углерода в молекуле критическая плотность монотонно повышается у парафиновых и олефиновых и уменьшается у нафтеновых и ароматических углеводородов (рис. 4.8), мольный же критический объем при этом примерно прямо пропорционально возрастает.

Предложено большое число эмпирических уравнений и методов расчета плотности и удельного объема углеводородов в критической точке. Некоторые из наиболее часто используемых в технических расчетах уравнения и методы приведены ниже. В частности, для определения плотности используется уравнение состояния (4.8).

Для определения плотности вещества в критической точке пользуются правилом прямолинейного диаметра [4.11]. Если построить график $0{,}5(\rho_ж + \rho_г) = \varphi(t)$, то получается прямая линия, продолжение которой до $t = t_{кр}$ дает значение $\rho_{кр}$ (рис. 4.9). Если известна плот-

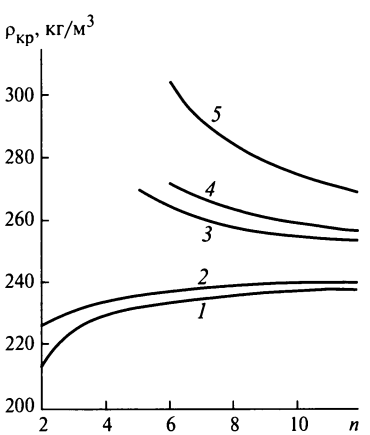


Рис. 4.8. Зависимость критической плотности $\rho_{кр}$ углеводородов от числа атомов углерода в молекуле:

1 — парафиновые; *2* — олефиновые; *3* — нафтеновые циклопентановые; *4* — нафтеновые циклогексановые; *5* — ароматические

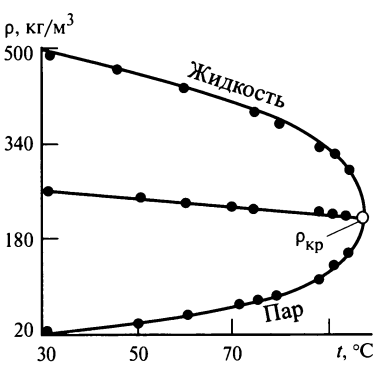


Рис. 4.9. Зависимость плотности ρ пропана в жидком и газообразном состоянии на линии насыщения от температуры (правило прямолинейного диаметра) [4.20]

ность углеводорода при двух значениях температуры, то критическую плотность, кг/м^3, можно вычислить по уравнению

$$\rho_{кр} = 0{,}5\rho_{20}\left[1 - \left(1 - \frac{\rho_{ж.к} + \rho_{п.к}}{\rho_{20}}\right)\frac{t_{кр} - 20}{t_{см} - 20}\right], \qquad (4.21)$$

где ρ_{20} — плотность жидкости при температуре 20 °С; $t_{кр}$ — критическая температура, °С; $\rho_{ж.к}$ и $\rho_{п.к}$ — плотность жидкости и паров топлива при среднемассовой температуре кипения $t_{см}$, кг/м^3 [4.20].

Погрешность расчета по уравнению (4.21) не превышает 2 %. Для определения критической плотности можно использовать рис. 4.10, если для вещества известны температура кипения при атмосферном давлении и молекулярная масса.

Принцип конститутивности предполагает линейную зависимость между мольным объемом в критической точке и числом атомов угле-

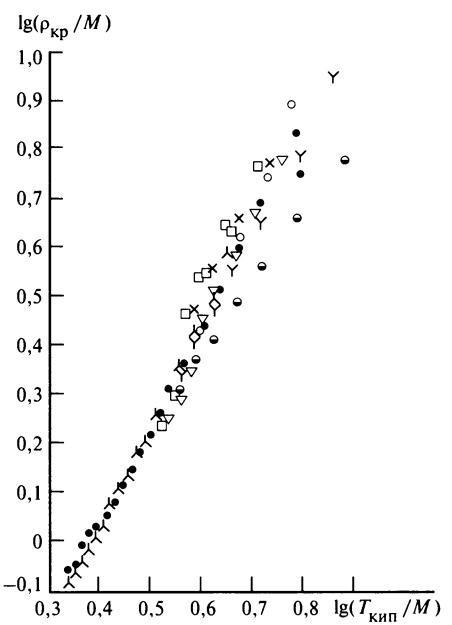


Рис. 4.10. Зависимость $\lg(\rho_{кр}/M)$ от $\lg(T_{кип}/M)$ для углеводородов разных гомологических рядов, спиртов, простых и сложных эфиров [4.15]:

условные обозначения те же, что и на рис. 4.6

рода в молекуле. Различия между углеводородами из разных гомологических рядов, но при одном и том же числе атомов углерода в молекуле определяются первым членом ряда. В связи с этим плотность углеводородов в критической точке можно описать уравнением [4.20]

$$\rho_{кр} = \frac{M}{0{,}05765n + B}, \qquad (4.22)$$

где M — молекулярная масса; n — число атомов углерода в молекуле; B — постоянная в пределах одного гомологического ряда, она имеет значения:

Углеводороды				
н-парафиновые	*н*-олефиновые	циклопентановые	циклогексановые	ароматические
0,02277	0,00918	−0,02710	−0,03648	−0,08810

Сопоставление расчетных значений с экспериментально полученными показывает, что уравнение (4.22) обладает высокой точностью (для углеводородов с $n \geq 4$ погрешность расчета меньше 1 %) и применимо к углеводородам разных гомологических рядов.

По данным [4.16], критический объем нормальных парафиновых углеводородов от C_3 до C_{16} с точностью до 4 см^3/моль определяется по уравнению

$$\tilde{V}_{кр} = 0{,}58n + 22, \qquad (4.23)$$

где $\tilde{V}_{кр}$ — критический объем углеводорода, см^3/(г · моль); n — число атомов углерода в молекуле.

Плотность смесей углеводородов в критической точке не является аддитивной величиной. В частном случае, когда отношение критических мольных объемов компонентов меньше трех, критическую плотность смеси из трех компонентов можно вычислить по уравнению:

$$\rho_{кр} = \frac{M_{см}}{\sum_{i=1}^{N} r_i \frac{M_i}{\rho_{кр\,i}}}, \qquad (4.24)$$

где $\rho_{кр}$ и $M_{см}$ — критическая плотность и молекулярная масса смеси; r_i; M_i и $\rho_{кр\,i}$ — объемная доля, молекулярная масса и критическая плотность i-го компонента.

Как показали выборочные расчеты, зная групповой состав и приведенную формулу C_nH_m, можно критическую плотность смеси вычислить по уравнению

$$\rho_{кр} = \sum_{i=1}^{N} g_i \rho_{кр i}, \qquad (4.25)$$

где g_i — массовая доля i-й группы углеводородов (парафиновых, олефиновых, нафтеновых, ароматических); $\rho_{кр i}$ — критическая плотность углеводорода из i-й группы с числом атомов углерода, равным числу атомов углерода в приведенной формуле топлива. Если число атомов углерода в приведенной формуле топлива не целое число, то $\rho_{кр i}$ определяется путем линейной интерполяции между значениями $\rho_{кр}$ для углеводородов с ближайшими большим и меньшим целыми числами атомов углерода в молекуле.

Погрешность расчета по уравнению (4.25), например, для реактивных топлив не превышает 0,5 %.

Псевдокритическая плотность природного газа $\rho_{пк}$ может быть определена в соответствии с ГОСТ 30319.2—96 (п. 3.2.5) по уравнению

$$\rho_{пк} = \left(\sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} X_i X_j V_{kij} \right)^{-1}, \qquad (4.26)$$

где X_i и X_j — мольные доли i-го и j-го компонентов при их бинарном взаимодействии; V_{kij} — критический объем, рассчитанный по уравнению, приведенному в стандарте.

4.4. Термические коэффициенты

4.4.1. Фактор сжимаемости

Фактор сжимаемости характеризует степень отклонения реального газа от идеального при изменении температуры и давления и определяется из уравнения состояния (4.8). Для идеального газа $Z = 1$. Пары углеводородов можно принимать за идеальный газ только при $T \geq 2{,}45T_{кр}$ [4.26].

Сводные данные о факторе сжимаемости в зависимости от температуры и давления для индивидуальных углеводородов приведены в табл. 4.9—4.14 и на рис. 4.11 и 4.12. Для расчетного определения

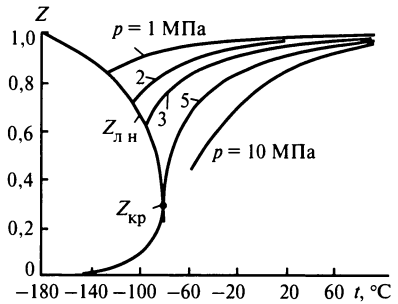


Рис. 4.11. Фактор сжимаемости Z метана в зависимости от температуры t по изобарам [4.31]:

$Z_{л\,н}$ — на линии насыщения; $Z_{кр}$ — в критической точке

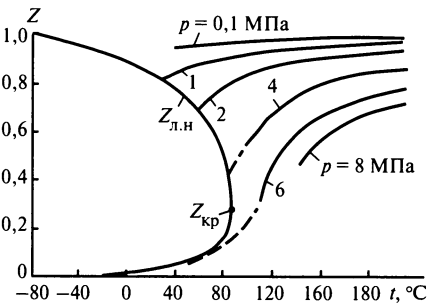


Рис. 4.12. Фактор сжимаемости Z пропана в зависимости от температуры t по изобарам [4.31]:

$Z_{л.н}$, $Z_{кр}$ — то же, что и на рис. 4.11

фактора сжимаемости углеводородов рекомендуется пользоваться уравнением

$$Z = Z^{(0)} + \omega Z^{(1)}, \qquad (4.27)$$

где $Z^{(0)}$ — фактор сжимаемости для углеводородов, имеющих сферически симметричные молекулы; $Z^{(1)}$ — поправочная функция, учитывающая несферичность молекулы; ω — фактор ацентричности, безразмерный*.

Табулированные значения фактора сжимаемости $Z^{(0)}$ и поправочной функции $Z^{(1)}$ в зависимости от приведенных температуры и давления даны в табл. 4.15 и 4.16. В разработанных ВНИПИгазпереработкой методических указаниях по определению норм потерь углеводородного сырья при подготовке на компрессорных станциях и газоперерабатывающих заводах, фактор сжимаемости рекомендуется определять по номограмме, приведенной на рис. 4.13.

Фактор сжимаемости углеводородов на линии насыщения может быть определен по уравнению (4.27) при замене $Z^{(0)}$ и $Z^{(1)}$ на $Z^{(0)}_{л.н}$ и $Z^{(1)}_{л.н}$, приведенные в табл. 4.17.

* Его значения приведены в табл. 4.18.

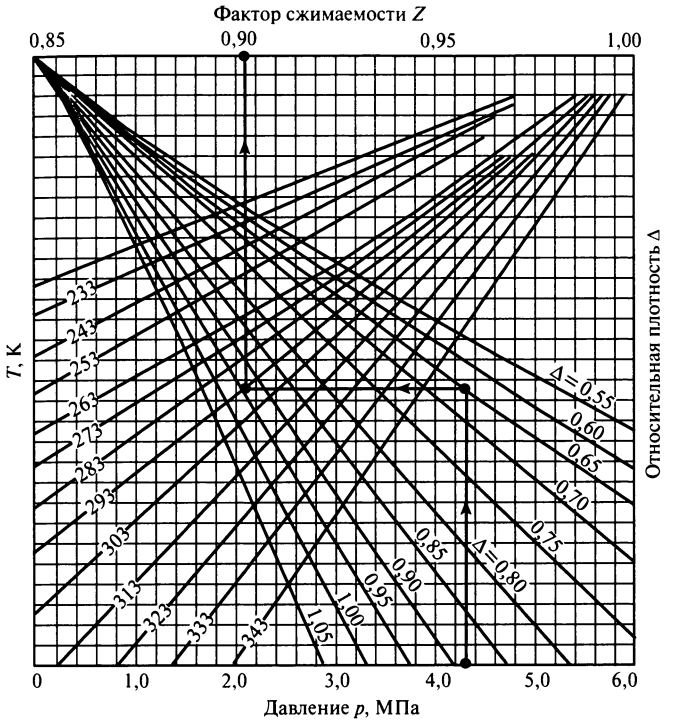


Рис. 4.13. Фактор сжимаемости *Z* газа в зависимости от давления, температуры *T* и относительной плотности газа $\Delta = \rho_г/\rho_в$ [4.33]:

$\rho_г$ и $\rho_в$ — плотность газа и воздуха соответственно; последовательность определения: $p \rightarrow \Delta \rightarrow T \rightarrow Z$ [4.33]

4.4.2. Критический фактор сжимаемости. Параметр Риделя

Сжимаемость вещества в критической точке характеризуется критическим фактором сжимаемости. Для углеводородов, удовлетворяющих уравнению Ван-дер-Ваальса, критический фактор сжимаемости $Z_{кр} = 0{,}372$ [4.26]. Для реальных газов он существенно меньше указанного значения.

Рекомендуемые значения критического фактора сжимаемости для углеводородов различных гомологических рядов и других продуктов приведены в табл. 4.5.

Для расчетного определения критического фактора сжимаемости неассоциированных газов (к ним относятся почти все углеводороды) предложено уравнение [4.28]:

$$Z_{кр} = [3{,}72 + 0{,}26(\alpha_{кр} - 7)]^{-1}, \qquad (4.28)$$

где $\alpha_{кр}$ — критический параметр Риделя.

Погрешность определения $Z_{кр}$ по уравнению (4.28) не более ±2 %.

Величина $(\alpha_{кр} - 7)$ характеризует отклонение вещества от требований классической теории соответственных состояний. Для определения критического параметра $\alpha_{кр}$ широко используется уравнение [4.28]

$$\alpha_{кр} = 7 + \frac{\lg(P_{кр}/P_{н.п}) - \varphi(T/T_{кр})}{\Psi(T/T_{кр})}, \qquad (4.29)$$

где $P_{кр}$ и $T_{кр}$ — критические давление, Па, и температура, К; $P_{н.п}$ — давление насыщенных паров, Па, при температуре T; за температуру T принимается обычно температура кипения при атмосферном давлении; $\varphi(T/T_{кр})$ и $\Psi(T/T_{кр})$ — функции, их значения в зависимости от $T/T_{кр}$ приведены в табл. 4.19. Значения $\alpha_{кр}$, вычисленные по уравнению (4.29), для углеводородов различных гомологических рядов приведены в табл. 4.20.

Заслуживает внимание уравнение [4.29]

$$\alpha_{кр} = 0{,}9076 + 2{,}0902\left(\frac{T_{кр}}{T_{кип}} - 1\right)^{-1} \lg\frac{P_{кр}}{98\,066}, \qquad (4.30)$$

где $T_{кип}$ — температура кипения при $p = 0{,}101$ МПа, К.

Уравнение (4.30) проверено на 85 веществах, в 74 случаях расчетные значения $\alpha_{кр}$ отличаются от известных его значений не более, чем на 0,1, в остальных — не более 0,2. Примерно с такой же погрешностью $\alpha_{кр}$ вычисляется по уравнению (4.29).

4.4.3. Температурный коэффициент расширения

Температурный коэффициент характеризует интенсивность изменения объема вещества при нагревании при постоянном давлении.

Он определяется соотношением

$$\alpha_t = -\frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_{p=\text{const}}, \qquad (4.31)$$

где V — объем; $\frac{\partial V}{\partial T}$ — производная объема по температуре; p — давление.

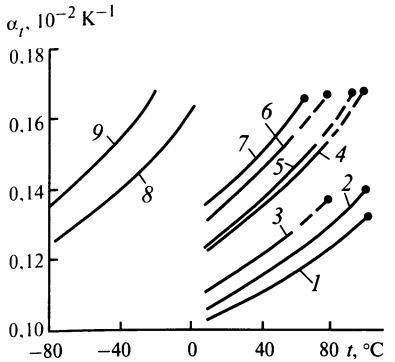


Рис. 4.14. Температурный коэффициент расширения α_t топлив, индивидуальных углеводородов и спиртов в зависимости от температуры при p = 0,1 МПа [1.1]:

1 — толуол; *2* — метилциклогексан; *3* — бензол; *4* — *н*-гептан; *5* — гептен-1; *6* — этанол; *7* — метанол; *8* — АСКТ-4; *9* — АСКТ-2; • — при нормальной температуре кипения

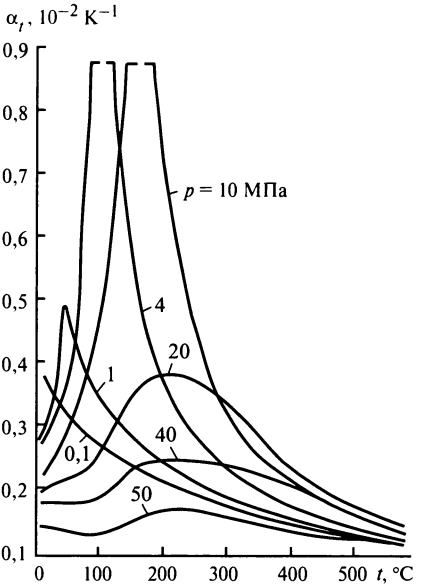


Рис. 4.15. Температурный коэффициент расширения α_t пропана в зависимости от температуры по изобарам [1.1]

Для идеального газа $\alpha_t = 1/273{,}16$ K^{-1}.

Приближенное значение температурного коэффициента расширения может быть вычислено по уравнению

$$\alpha_t \approx \frac{\rho_1^2 - \rho_2^2}{2(t_2 - t_1)\rho_1\rho_2}, \qquad (4.32)$$

где ρ_1 и ρ_2 — плотность вещества при температурах t_1 и t_2 соответственно.

Сводные данные по температурному коэффициенту расширения индивидуальных углеводородов и их смесей в зависимости от температуры и давления приведены в табл. 4.21—4.31 и на рис. 4.14 и 4.15.

4.4.4. Коэффициент изотермической сжимаемости

Коэффициент изотермической сжимаемости $\beta_{из}$, $Па^{-1}$, характеризует изменение объема с увеличением давления при постоянной температуре:

$$\beta_{из} = -\frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_{T=\text{const}}. \qquad (4.33)$$

Величина, обратная коэффициенту изотермической сжимаемости, называется изотермическим модулем упругости, т.е. $E_{из} = (\beta_{из})^{-1}$. При повышении температуры коэффициент изотермической сжимаемости у углеводородов различных гомологических рядов увеличивается несколько быстрее, чем линейно. В пределах одного гомологического ряда углеводородов значение $\beta_{из}$ уменьшается при увеличении числа атомов углерода в молекуле. Парафиновые и олефиновые углеводороды при одинаковом числе атомов углерода в молекуле по значению $\beta_{из}$ различаются незначительно. Ароматические углеводороды по сравнению с углеводородами других гомологических рядов имеют наименьшие значения коэффициента изотермической сжимаемости, нафтеновые углеводороды занимают промежуточное положение между парафиновыми и ароматическими углеводородами. На линии насыщения $\beta_{из}$ быстро возрастает при увеличении температуры, особенно при приближении к критической.

Для приближенной оценки коэффициента изотермической сжимаемости может быть использовано уравнение в конечных разностях

$$\beta_{из} = (\rho - \rho_0)/[\rho(p - p_0)], \qquad (4.34)$$

где ρ, ρ_0 — плотность вещества при давлениях p и p_0.

Зависимость коэффициента изотермической сжимаемости от давления и температуры для многих веществ, в том числе для углеводородов, вполне корректно описывается уравнением [4.15]

$$\beta_{из} = B/[A(C + p/\xi)^2 + B(C + p/\xi)^2]\xi, \qquad (4.35)$$

где $\xi = 98\,066$; A, B и C — коэффициенты, зависящие от температуры и давления.

Однако зависимость коэффициентов A, B и C от давления настолько мала, что практически их можно считать функцией только

температуры. В интервале температур от 20 °С до критической они описываются уравнениями:

$$\left.\begin{aligned} A &= A_0 + \varphi_1 T; \\ B &= B_0 + \varphi_2/(T/100) + \varphi_3/(T/100)^2; \\ C &= C_0 + \varphi_4/(T/100) + \varphi_5/(T/100)^2, \end{aligned}\right\} \qquad (4.36)$$

где A_0, B_0, C_0, φ_1, φ_2, φ_3, φ_4 и φ_5 — постоянные для данной жидкости, их значения для некоторых углеводородов приведены в табл. 4.32.

Сводные данные о коэффициенте изотермической сжимаемости для индивидуальных углеводородов различных гомологических рядов и их смесей приведены в табл. 4.33—4.41.

4.4.5. Адиабатический коэффициент сжимаемости

Адиабатический коэффициент сжимаемости $\beta_{ад}$, $Па^{-1}$, характеризует изменение объема вещества в адиабатических условиях и определяется по формуле

$$\beta_{ад} = (\rho a^2)^{-1}, \qquad (4.37)$$

где ρ — плотность вещества, $кг/м^3$; a — скорость звука, м/с.

Величина, обратная адиабатическому коэффициенту сжимаемости, называемая адиабатическим модулем упругости

$$E_{ад} = \rho\alpha^2. \qquad (4.38)$$

4.4.6. Изохорный коэффициент давления. Степень сжимаемости

Изохорный коэффициент давления (коэффициент упругости) γ, $К^{-1}$, характеризует интенсивность изменения давления при нагревании при постоянном объеме,

$$\gamma = \frac{1}{p}\left(\frac{\partial p}{\partial T}\right)_{V=\text{const}}. \qquad (4.39)$$

Коэффициенты расширения, сжимаемости и упругости связаны между собой соотношением

$$\gamma = \alpha_t/(\beta_{из} p). \qquad (4.40)$$

Степень сжимаемости — отношение произведения давления на объем при данных T и p к аналогичному произведению при условно выбранных параметрах газа T_0 и p_0, т.е.

$$\delta = pV/(p_0V_0). \qquad (4.41)$$

Значения степени сжимаемости газообразного метана приведены в табл. 4.42.

Список литературы к разделу 4

4.1. **Катц Д.Л., Корнелл Д., Кобаяши Р. и др.** Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. — М.: Недра, 1965. — 676 с.

4.2. **Клименко А.П.** Жидкие углеводородные газы. Хранение, транспорт регазификация и использование жидких газов. — М.: ГНТИ нефтяной и газотопливной литературы, 1959. — 295 с.

4.3. **Справочник** по физико-техническим основам криогеники./ М.П. Малков, И.Б. Данилов, А.Б. Зельдович и др./ под ред. М.П. Малкова. — М.: Энергия, 1973. — 2-е изд. — 392 с.

4.4. **Вукалович М.П., Ривкин С.Л., Александров А.А.** Таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара. — М.: Стандартиздат, 1969. — 408 с.

4.5. **Макагон Ю.Ф.** Газовые гидраты. Предупреждение их образования и использование. — М.: Недра, 1985. — 232 с.

4.6. **Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И.** Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. — М.: Недра, 1984. — 274 с.

4.7. **Варгафтик Н.Б.** Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. — М.: Наука, 1972. — 720 с.

4.8. **Физико-химические** свойства индивидуальных углеводородов (рекомендуемые значения): справочник / под ред. В.М. Татевского. — М.: Гостоптехиздат, 1960. — 412 с.

4.9. **Физико-химические** свойства индивидуальных углеводородов Вып. 1—6 / под ред. М.Д. Тиличеева. — М.-Л.: Гостоптехиздат, 1945—1955.

4.10. **Справочник** химика. — 2-е изд. / под ред. Б.П. Никольского и др. — М.: Госхимиздат, 1964. Т. 3. — 1005 с.

4.11. **Карапетьянц М.Х.** Химическая термодинамика. — М.-Л.: Госхимиздат, 1953; ЖОХ, 1957. Т. 27, N 12. — С. 3379.

4.12. **Белашов А.Д.** Эксплуатация балонных и групповых резервуарных установок сжиженного газа. — Л.: Недра, 1979. — 156 с.

4.13. **Перри Дж.** Справочник инженера-химика. / Пер. с англ.; под ред. Н.М. Жаворонкова и П.Г. Романкова. Т. 1. — Л.: Химия, 1969. — 640 с.

4.14. **Бретшнайдер С.** Свойства газов и жидкостей / Пер. с польского; под ред. П.Г. Романкова. — М.: Химия, 1966. — 535 с.

4.15. **Коломиец А.Я.** В кн.: Теплофизические свойства углеводородов и нефтепродуктов. Сб. науч. трудов. — М.: ЦНИИТЭнергохим, 1981. — С. 31*—35.

4.16. **Prabhaker L., Kaparthu R.** // Ind. Eng. Chem. Proc. Dis. Division, 1973. V. 12. № 3. — P. 365—368.

4.17. **Дубовкин Н.Ф., Маланичева В.Г., Кузнецова М.Н.** // Химия и технология топлив и масел. 1969. № 12. — С. 55—57.

4.18. **Nokay R.** // Chem.Eng. 1959. V. 23. — P. 146.

4.19. **Шеломенцев А.М.** // Химия и технология топлив и масел. 1984. № 5. — С. 58.

4.20. **Antoine C.** // Compt. Rend. 1968. V. 107. — P. 681.

4.21. **Методы** расчета теплофизических свойств газов и жидкостей. Термодинамический центр В/О "Нефтехим". — М.: Химия, 1974. — 246 с.

4.22. **Павлович Н.В.** Справочник по теплофизическим свойствам природных газов и их компонентов. — М.-Л.: Госэнергиздат, 1962. — 118 с.

4.23. **Варгафтик Н.Б. и др.** Теплофизические свойства веществ. — М.: Госэнергиздат, 1956. — 367 с.

4.24. **Pitzer K.S., Lippman D.Z. et al** // J. Am. Chem. Soc., 1955. V. 77. — P. 3433.

4.25. **Pitzer K.S., Curl R.F.** // J. Am. Chem. Soc., 1957. V. 79. — P. 2369.

4.26. **Вукалович М.П.** Термодинамические свойства газов. — М.: Гостехиздат, 1953.

4.27. **Gambill W.R.** // Chem. Eng., 1959. V. 66, № 23. — P. 193—194.

4.28. **Riedel L.** // Chem. Eng. Techn., 1954. V. 26, № 83.679; 1955. V. 27, № 209.475.

4.29. **Справочник** по теплообменникам. Т. 2 / Пер. с англ.; под ред. О.Г. Мартыненко и др. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — С. 352.

4.30. **Филиппов Л.П.** // ЖФХ, 1963. V. 37. — С. 201.

4.31. **Недужный И.А., Хмара Ю.И.** Сб. МВССО "Теплофизические свойства углеводородов и их смесей". — Киев, 1967.

4.32. **Miller D.G.** // Jnd. Eng. Chem. Fundamentals. 2,1,38, 1963.

4.33. **Engineering** Data Book. Tulsa, Oklahoma. 1972. — P. 426

4.34. **Дубовкин Н.Ф., Брещенко Е.М.** Легкие моторные топлива и их компоненты: справочник. — М.: Химия, 1999. — 480 с.

Раздел 5

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТОПЛИВ И ИХ КОМПОНЕНТОВ

5.1. Давление насыщенных паров

Переход вещества из жидкого состояния в газообразное происходит с максимальной скоростью при испарении в вакууме. В этом случае нет обратного поглощения жидкостью вылетевших из поверхностного слоя молекул. Такое испарение называется свободным. Если же над поверхностью жидкости находится какой-либо газ, то молекулы, вылетевшие из жидкости, встречаются с молекулами газа, причем часть отбрасывается обратно в жидкость и некоторые из них ею поглощаются. При длительном испарении жидкости в замкнутом объеме наступает равновесие между жидкостью и паром. Давление, при котором пар находится в термодинамическом равновесии с испаряющейся жидкостью, называется давлением насыщенных паров. Оно зависит от кривизны поверхности испаряющейся жидкости. Чем больше кривизна поверхности, тем выше давление насыщенных паров. Однако влияние формы поверхности раздела фаз на давление паров следует учитывать только при ее большой кривизне (например, для капель распыленного топлива). Обобщенные данные по давлению насыщенных паров углеводородов и топлив на их основе приведены на рис. 5.1—5.4. Для аналитического описания экспериментальных данных по давлению насыщенных паров индивидуальных углеводородов и многокомпонентных топлив на их основе предложено большое число эмпирических уравнений. Одним из наиболее простых уравнений для определения давления насыщенных паров в зависимости от температуры является уравнение Антуана

$$\lg P_{\text{н.п}} = A - \frac{B}{C + t}, \qquad (5.1)$$

где $P_{\text{н.п}}$ — давление насыщенных паров, Па; t — температура, °С; A, B и C — постоянные, их значения для парафиновых, олефиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов приведены в табл. 5.1.

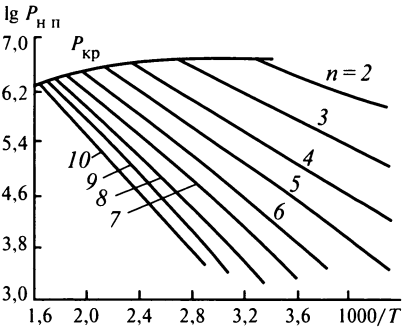


Рис. 5.1. Зависимость логарифма давления насыщенных паров lg $P_{н.п}$ нормальных парафиновых углеводородов от обратной абсолютной температуры 1000/T [5.43]:

n — число атомов углерода в молекуле; $P_{кр}$ — критическое давление

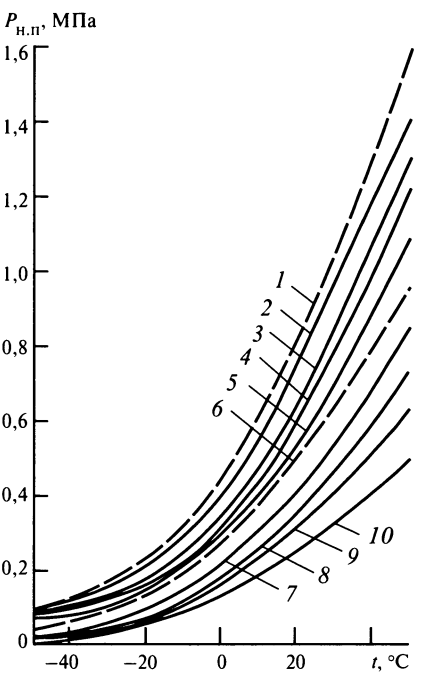


Рис. 5.2. Зависимость давления насыщенных паров $P_{н.п}$ пропан-*н*-бутановых смесей от температуры и состава:

содержание пропана, % (об.): *1* — 100; *2* — 80; *3* — 70; *4* — 60; *5* — 50; *6* — 40; *7* — 30; *8* — 20; *9* — 10; *10* — 0. Кривые *1* и *6* соответствуют автомобильным СНГ с максимальным (марка ПА) и минимальным (марка ПБА) содержанием пропана

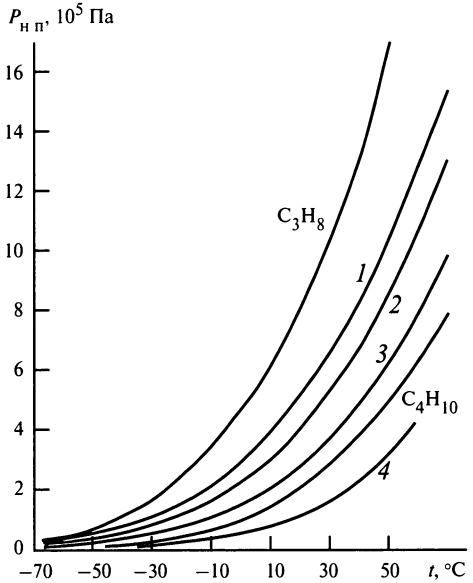


Рис. 5.3. Зависимость давления насыщенных паров $P_{н.п}$ пропана, бутана и смесей парафиновых углеводородов от температуры [5.43]:

Состав смесей % (об.) указан ниже:

Компоненты	Смесь — кривые			
	1	*2*	*3*	*4*
C_2H_6	2	1	0	0
C_3H_8	25	20	15	0
C_4H_{10}	50	45	45	45
C_5H_{12}	20	25	30	40
C_6H_{14}	3	9	10	15

В той же таблице даны диапазоны температур, в которых указанные значения коэффициентов обеспечивают достаточную достоверность вычисленных значений давления. Постоянные A, B и C, входящие в уравнение (5.1), могут быть вычислены по трем известным значениям давления насыщенных паров [5.43]:

$$\left.\begin{aligned} A &= \frac{K\lg P_1 - K\lg P_3}{K-1};\quad B = \frac{(t_2-t_1)(A-\lg P_1)(A-\lg P_2)}{\lg P_2 - \lg P_1};\\ C &= \frac{B}{A-\lg P_1} - t_1;\quad K = \frac{(t_2-t_1)(\lg P_3 - \lg P_2)}{(t_3-t_2)(\lg P_2 - \lg P_1)}. \end{aligned}\right\} \qquad (5.2)$$

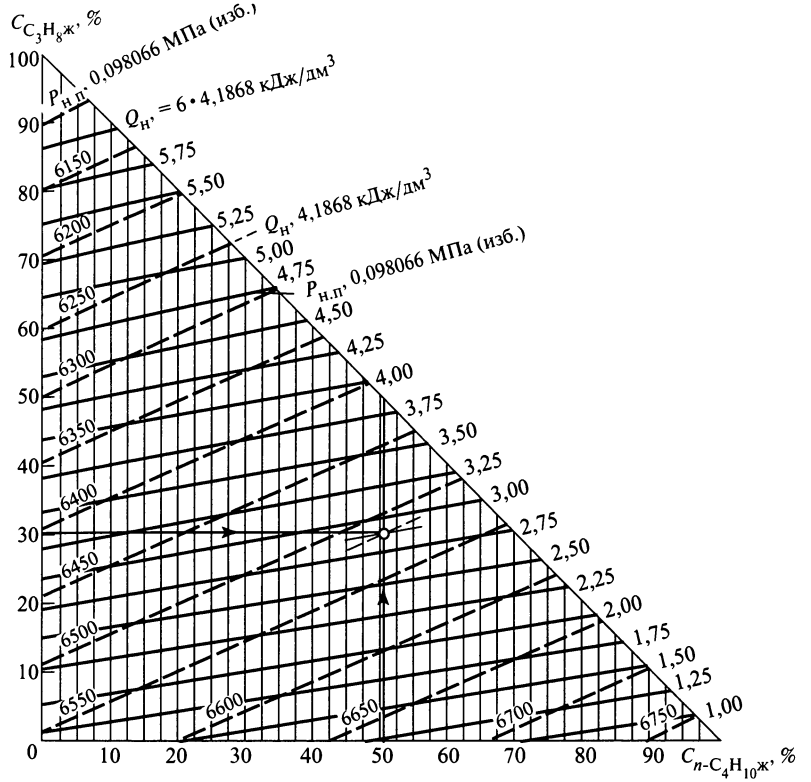


Рис. 5.4. Номограмма для определения давления насыщенных паров $P_{н.п}$ и теплоты сгорания $Q_н$ смесей пропана, *н*-бутана, изобутана при 15 °С [5.11]:

Пример. Смесь: пропан 30, *н*-бутан 50 и изобутан 20 % (об.); давление $P_{н.п}$ = = 2,85 • 0,098066 • 10^6 = 0,2795 • 10^6 Па, теплота сгорания $Q_н$ = 6520 • 4,1868 = = 27 998 кДж/кг

Для удобства расчета постоянных A, B и C рекомендуется принимать $t_1 < t_2 < t_3$. Если же известно только два значения давления насыщенных паров, то значение постоянной C принимают для углеводорода, близкого к рассматриваемому, а значения постоянных A и B вычисляют по уравнениям (5.2). Точность расчета при этом заметно снижается.

Для расчетного определения давления насыщенных паров неполярных углеводородов широко используют уравнение [5.3]

$$\lg P_{пр} = (\lg P_{пр})^{(0)} + \omega(\lg P_{пр})^{(1)}, \qquad (5.3)$$

где $(\lg P_{пр})^{(0)}$ — корреляционная функция для давления пара чистых веществ, имеющих сферически симметричные молекулы; $(\lg P_{пр})^{(1)}$ —

корреляционная поправочная функция, учитывающая несферичность молекул; ω — фактор ацентричности, безразмерный (см. табл. 4.18, 5.2).

Значения корреляционных функций $(\lg P_{пр})^{(0)}$ и $(\lg P_{пр})^{(1)}$ в зависимости от приведенной температуры $T_{пр}$ даны в табл. 5.3. Погрешность расчета по уравнению (5.3) по отношению к экспериментальным данным не превышает 2 %.

Для расчетного определения давления насыщенных паров пропана в [5.4] рекомендуется уравнение

$$\lg P_{н.п} = 5{,}1436231 - 1206{,}7102T^{-1} + 1{,}0973718 \cdot 10^{-2}T - $$

$$- 0{,}8397697 \cdot 10^{-4}T^2 + 0{,}20301019 \cdot 10^{-6}T^3 - $$

$$- 0{,}016545841 \cdot 10^{-8}T_4, \qquad (5.4)$$

где $P_{н.п}$ — давление насыщенных паров, Па; T — температура, К.

Уравнение (5.4) корректно воспроизводит экспериментальные данные по давлению насыщенных паров пропана в диапазоне температур от тройной точки до критической точки. Максимальная погрешность расчета не превышает 0,25 %. Давление насыщенных паров парафиновых углеводородов от гептана до пентадекана в интервале от температуры плавления до критической температуры можно определить по уравнению

$$\lg P_{н.п} = 15{,}0065 + 0{,}075n - (5{,}588 + 0{,}096n)T_{кр}/T + $$

$$+ (T_{кр}/T)^{1/2}, \qquad (5.5)$$

где n — число атомов углерода в молекуле углеводорода; $T_{кр}$ — критическая температура, К.

В [5.5] предложен метод расчета давления насыщенных паров, основанный на использовании данных по другой жидкости.

Согласно этому методу

$$\lg P_1 = \frac{\lg P_1' - \lg P_1''}{(\lg P_2' - \lg P_2'')}(\lg P_2 - \lg P_2') + \lg P_1', \qquad (5.6)$$

где P_1, P_1', P_1'' : и P_2, P_2', P_2'' — давление насыщенных паров первой и второй жидкости при температурах t_1, t' и t''.

Расчет по уравнению (5.6) дает весьма точные результаты. При определении давления насыщенных паров индивидуальных углево-

дородов рекомендуется в качестве второго вещества принимать углеводород, близкий по свойствам к первому углеводороду, или воду.

Давление насыщенных паров многокомпонентных смесей в общем случае не подчиняется правилу аддитивности. Влияние каждого компонента, входящего в состав топлива, прямо пропорционально мольной концентрации этого компонента в топливе и давлению его паров. Из топлива вначале испаряются преимущественно низкокипящие фракции с высоким давлением насыщенных паров (до 20 %), т.е. не следуют правилу аддитивности [5.5]. Различие в составах жидкой и паровой фаз обычно возрастает при понижении температуры и давления, при которых происходит испарение топлива; при низких температурах пары богаче легкими фракциями. По мере увеличения объема паровой фазы по отношению к объему жидкой фазы давление насыщенного пара уменьшается. За истинное значение принимается давление пара при $V_{\text{п}}/V_{\text{ж}} = 0$, т.е. при минимальном (нулевом) объеме паровой фазы. При этом условии давление паров достигает максимального значения. Недегазированное топливо по сравнению с дегазированным имеет несколько большее давление насыщенных паров.

Для экстраполяционного и интерполяционного определения давления насыщенных паров легких углеводородных топлив удобно использовать графические зависимости $\lg P_{\text{н.п}} = f(1000/T)$, которые близки к линейным (см. рис. 5.1). Для смесей углеводородов зависимости $P_{\text{н.п}} = f(t)$ приведены на рис. 5.2—5.4.

Для смесей определение давления насыщенных паров производится путем его подбора при выполнении условия [5.43]

$$\sum_{i=1}^{N} Y_i = \sum_{i=1}^{N} K_{\text{ф}i} X_i = 1\,, \tag{5.7}$$

где Y_i — мольная доля i-го компонента в паровой фазе, находящейся в равновесии с жидкостью при заданной температуре и искомом давлении насыщенных паров; X_i — мольная доля i-го компонента в жидкости; $K_{\text{ф}i}$ — константа фазового равновесия i-го компонента (КФР), она является сложной функцией давления, температуры и состава смеси, может определяться различными методами — графическим и аналитическим с использованием различных уравнений состояния для многокомпонентных смесей [5.30].

Абсолютное давление насыщенных паров сжиженного газа P_0, МПа, вычисляется по уравнению

$$P_0 = \sum_{i=1}^{i=n} X_i f_i, \tag{5.8}$$

где X_i — содержание i-го компонента в сжиженном газе в мольных долях (устанавливается газохроматографическим методом); f — фугитивность i-го компонента в сжиженном газе, МПа, определяется по уравнению

$$f_i = K_i p_z, \tag{5.9}$$

где K_i — константа равновесия i-го компонента в сжиженном газе; p_z — абсолютное давление системы, МПа.

Значения фугитивности паров углеводородов, входящих в природный и нефтяной газы, приведены в табл. 5.4 и 5.5.

Давление насыщенных паров сжиженных газов можно получить с достаточной точностью по уравнению (5.8) методом последовательного приближения, задавшись произвольными значениями абсолютного давления насыщенных паров сжиженного газа P_0 и рабочей температуры. При заданных давлении и температуре находят константы равновесия K_i и, пользуясь уравнениями (5.8.) и (5.9), вычисляют давление насыщенных паров сжиженного газа. Если $P_0 = p_z$, то расчет считается законченным. При $P_0 > p_z$ задаются значением $p_z' \geq \geq p_z$, а при $P_0 < p_z$ задаются значением $p_z' < p_z$ и повторяют расчет. Абсолютное давление насыщенных паров P_0 определяют линейной интерполяцией по уравнению

$$P_0 = p_z' + (p_z'' - p_z')\frac{\Delta p_z'}{\Delta p_z' - \Delta p_z''}, \tag{5.10}$$

где p_z' и p_z'' — соответственно меньшее и большее заданное абсолютное давление сжиженного газа, МПа,

$$\Delta p_z' = P_0' - p_z', \quad \Delta p_z'' = P_0'' - p_z'', \tag{5.11}$$

где P_0' и P_0'' — рассчитанные по уравнению (5.8) значения абсолютного давления насыщенных паров сжиженного газа.

Примеры расчета.

Пример 1. Рассчитать давление насыщенных паров смеси газов при температуре 45 °С. Значения фугитивности f компонентов смеси принимаются по табл. 5.4.

Результаты расчета представлены в следующей таблице:

Компоненты	Мольный состав X_i	Фугитивность f_i' при p_z' = 1,0 МПа	$X_i f_i'$	Фугитивность f_i'' при p_z'' = 1,5 МПа	$X_i f_i''$
CH_4	0,0017	15,0	0,0255	15,50	0,0264
C_2H_6	0,0079	4,40	0,0347	4,70	0,0371
C_3H_8	0,7295	1,45	1,0578	1,53	1,1161
изо-C_4H_{10}	0,1135	0,66	0,0749	0,69	0,0783
н-C_4H_{10}	0,1405	0,48	0,0674	0,51	0,0716
изо-C_5H_{12}	0,0069	0,24	0,0017	0,26	0,0018
$\Sigma X_i f_i$	—	—	1,262	—	1,3310

$$p_0' = 1{,}262, \quad p_0'' = 1{,}331.$$

По уравнениям (5.11) находим:

$$\Delta p_z' = P_0' - p_z' = 1{,}262 - 1{,}0 = 0{,}262,$$

$$\Delta p_z'' = P_0'' - p_z'' = 1{,}331 - 1{,}500 = -0{,}169.$$

Искомое давление насыщенных паров смеси

$$P_{\text{н.п}} = p_z' + (p_z'' - p_z')\frac{\Delta p_z'}{\Delta p_z' - \Delta p_z''} =$$

$$= 1{,}0 + (1{,}5 - 1{,}0)\frac{0{,}262}{0{,}262 - (-0{,}169)} = 1{,}3 \text{ МПа}.$$

Когда давление насыщенных паров смеси углеводородов подчиняется правилу аддитивности, его вычисляют по уравнению

$$P_{\text{см}} = \sum_{i=1}^{N} X_i P_i, \qquad (5.12)$$

где $P_{\text{см}}$ и P_i — давление насыщенных паров смеси и i-го компонента при заданной температуре; X_i — мольная доля i-го компонента.

Уравнение (5.12) можно использовать и при вычислении давления насыщенных паров смесей, не подчиняющихся правилу аддитивности, но только при малом абсолютном давлении паров.

Инженерные методы определения давления насыщенных паров содержатся в [5.55].

Пример 2. Вычислить давление насыщенных паров топлива АСКТ, состав которого приведен в таблице, при температуре 45 °С (полагая, что в этих условиях давление аддитивно) по уравнению (5.12).

Решение.

1. Определяем парциальные давления каждого компонента $P_i X_i$.

Компоненты	X_i	P_i, МПа	$P_i X_i$, МПа
Пропан	0,0546	1,54	0,0825
Изобутан	0,1995	0,60	0,1197
н-Бутан	0,4923	0,42	0,2068
Изопентан	0,0977	0,17	0,0166
н-Пентан	0,1066	0,14	0,0149
Гексан	0,0348	0,05	0,0017
Гептан	0,0074	0,02	0,0001
Октан	0,0044	0,01	0,0001
Нонан	0,0027	0,01	0,0001

2. Находим $P_{\text{н.п}}$ продукта по уравнению (5.12): $\sum P_i X_i = 0{,}4423$ МПа. По данным диаграммы состояния АСКТ близкого состава при 45 °С (см. рис. 4.2) $P_{\text{н.п}} \approx 0{,}45$ МПа. Сходимость удовлетворительная.

Обобщенные данные по давлению насыщенных паров и топлив на их основе приведены в табл. 5.6—5.17

5.2. Плотность

В народном хозяйстве в качестве топлива могут использоваться самые разнообразные смеси углеводородов, и для многих из них данные о табулированных значениях плотности могут отсутствовать или иметься, но не для нужного диапазона температур и давлений. В этом случае плотность топлива может быть рассчитана.

Плотность топлив в жидком состоянии. В общем случае она определяется из уравнения состояния:

$$\rho = Mp/(Z\tilde{R}T), \qquad (5.13)$$

где ρ — плотность топлива, кг/м^3; M — молекулярная масса; p — давление, Па; T — температура, К; $\tilde{R}$ — универсальная газовая постоянная, $\tilde{R} = 8314{,}51$ Дж/(кмоль · К); Z — фактор сжимаемости жидкости.

Плотность углеводородов при температуре плавления может быть вычислена по уравнению

$$\rho_{пл} = (1 - 0{,}48T_{пл}/T_{кр})\rho/(1 - 0{,}48T/T_{кр}), \qquad (5.14)$$

где ρ и $\rho_{пл}$ — плотности топлива при температурах T и $T_{пл}$ соответственно, кг/м^3; $T_{пл}$ и $T_{кр}$ — температуры плавления и критическая, К.

Для этой же цели может быть использовано уравнение [5.13]

$$\rho_{пл} = KM\sigma_{пл}/\Delta\tilde{H}_{исп}, \qquad (5.15)$$

где $\sigma_{пл}$ — поверхностное натяжение при температуре плавления, Н/м; $\Delta\tilde{H}_{исп}$ — теплота испарения при температуре плавления, кДж/кмоль; K — коэффициент пропорциональности.

Если коэффициент K неизвестен, то он принимается равным значению для близкого по строению молекулы углеводорода (или по составу — для смеси).

Плотность углеводородов различных гомологических рядов и спиртов при 20 °С корректно может быть вычислена по уравнению [5.14]

$$\rho = b + a/M, \qquad (5.16)$$

где a и b — постоянные, их значения приведены в табл. 5.18.

Плотность (мольный объем) *н*-парафиновых углеводородов на линии насыщения в жидком состоянии при $\tau = T/T_{кр} < 0{,}95$ с погрешностью 1,0—1,5 % может быть рассчитана по уравнению [5.10]

$$\lg(\tilde{V}/\tilde{V}_{кр} - a) = \lg\beta - \lg\pi/f(\tau), \qquad (5.17)$$

где

$$\lg\pi = A(1 - 1/\tau) - \varphi(\tau - \Delta\tau);$$

$$f(\tau) = -9{,}7404 + 40{,}795\tau - 114{,}647\tau^2 + 194{,}005\tau^3 - .$$

$$- 167{,}925\tau^4 + 57{,}4705\tau^5;$$

при $(\tau - \Delta\tau) < 0{,}6$

$$\varphi(\tau - \Delta\tau) = 7{,}82818 - 67{,}1322(\tau - \Delta\tau) \pm 243{,}650(\tau - \Delta\tau)^2 -$$

$$- 460{,}672(\tau - \Delta\tau)^3 + 446{,}633(\tau - \Delta\tau)^4 - 175{,}426(\tau - \Delta\tau)^5;$$

при $(\tau - \Delta\tau) > 0{,}6$

$$\varphi(\tau - \Delta\tau) = 0;$$

$$\lg\beta = -0{,}3452 - 0{,}02647n^{\beta}.$$

В уравнении (5.17): $\widetilde{V}$ — мольный объем жидкости на линии насыщения; $\widetilde{V}_{кр}$ — мольный объем в критической точке; $\tau = T/T_{кр}$; $\pi = p/P_{кр}$; $T_{кр}$ — критическая температура, К; $P_{кр}$ — критическое давление, МПа; a — поправочный член, вычисляется по имеющимся значениям $\widetilde{V}$. Значения постоянных в уравнении (5.17) приведены в табл. 5.19.

Между плотностью жидкости и паров на линии насыщения в первом приближении имеет место следующая связь:

$$\rho_{ж} + \rho_{п} = 2(a - bt), \tag{5.18}$$

где $\rho_{ж}$ и $\rho_{п}$ — плотность жидкости и паров соответственно, кг/м^3; t — температура, °С; a и b — коэффициенты; для метана $a = 112{,}06$ и $b = 0{,}6064$.

Плотность жидкого пропана на линии насыщения $\rho_{л.н}$, кг/м^3, с высокой точностью может быть аппроксимирована уравнением [5.4]

$$\rho_{л.н} = \rho_{кр} + \sum_{i=1}^{4} a_i (T_{кр} - T)^{1/3}, \tag{5.19}$$

где $\rho_{кр} = 219{,}98$ кг/м^3; $T_{кр} = 369{,}90$ К; $a_1 = 43{,}3168$; $a_2 = -9{,}9361$; $a_3 = -1{,}7581$; $a_4 = 0{,}1592$.

Плотность жидких парафиновых углеводородов на линии насыщения может быть вычислена по уравнениям [5.16]:

при $t \le t_{кр} - 30$

$$\rho_{л.н} = A - Bt - C/(E - t); \tag{5.20}$$

при $t - 50 \le t \le t_{кр}$

$$\rho_{л.н} = G(t_{кр} - t)^{1/H} + \rho_{кр}, \tag{5.21}$$

где A, B, C, E, G, H — постоянные, их значения для некоторых углеводородов приведены в табл. 5.20.

Погрешность расчета по уравнениям (5.20) и (5.21) в среднем составляет 1 %.

Предложен ряд уравнений для вычисления плотности смесей углеводородов. Если смесь углеводородов представляет собой идеальный раствор (для углеводородов это положение выполняется с хорошей степенью точности), то плотность такой жидкой смеси при 20 °С и при любой другой температуре можно вычислять по уравнению

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^{N} (g_i/\rho_i)^{-1}, \qquad (5.22)$$

где ρ_i — плотность i-го компонента; g_i — массовая доля i-го компонента смеси.

Более точные результаты получаются, если использовать уравнение

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^{N} X_i M_i \Big/ \sum_{i=1}^{N} (X_i \widetilde{V}_i), \qquad (5.23)$$

где $\rho_{см}$ — плотность жидкого топлива, кг/м^3; X_i — мольная доля i-го компонента; $\widetilde{V}_i$ — мольный объем i-го компонента, м^3/моль.

Плотность сжиженного природного газа можно определить по уравнению [5.17]

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^{N} (X_i M_i) \Big/ \left(\sum_{i=1}^{N} (X_i \widetilde{V}_i) - \widetilde{V}_m \right), \qquad (5.24)$$

где $\rho_{см}$ — плотность СПГ при заданной температуре, кг/м^3; X_i — мольная доля i-го компонента; M_i — молекулярная масса i-го компонента; $\widetilde{V}_i$ — мольный объем i-го компонента при заданной температуре, м^3/кмоль; $\widetilde{V}_m$ — отрицательный объем смеси, м^3/кмоль.

Для СПГ, имеющих молекулярную массу $M \leq 33$ и менее 5 % (мол.) азота или изопарафинов, $\widetilde{V}_m$ определяется по соотношению:

$$\widetilde{V}_m = X_m C, \qquad (5.25)$$

где X_m — мольная доля метана в СПГ; C — поправка, зависящая от молекулярной массы СПГ и его температуры, приведена в табл. 5.21.

Для вычисления плотности углеводородов и их смесей под давлением может быть использовано соотношение

$$\rho_1 = \rho_2 C_1 / C_2, \tag{5.26}$$

где ρ_1 и ρ_2 — плотность жидкости соответственно при T_1, p_1 и T_2, p_2, кг/м^3; C_1 и C_2 — корреляционные факторы (безразмерные), определяемые по номограмме рис. 5.5.

Пример. Вычислить плотность СПГ при температуре $t = -163{,}5$ °С по уравнению (5.24). Исходные данные — состав СПГ, мольные доли: CH_4 — 0,90; C_2H_6 — 0,049; C_3H_8 — 0,029; *н*-C_4H_{10} — 0,013; *н*-C_4H_{10} — 0, 004; *н*-C_5H_{12} — 0, 001; N_2 — 0,004.

Решение. Определяем молекулярную массу СПГ:

$$M = \sum(X_i M_i) = 0{,}900 \cdot 16{,}042 + 0{,}049 \cdot 30{,}068 +$$

$$+ 0{,}029 \cdot 44{,}094 + 0{,}013 \cdot 58{,}12 + 0{,}004 \cdot 58{,}12 + 0{,}001 \cdot 72{,}146 +$$

$$+ 0{,}004 \cdot 28{,}016 = 18{,}362.$$

По табл. 5.21 при $M = 18{,}362$ и $t = -163{,}5$ °С путем экстраполяции находим поправку $C = 0{,}54 \cdot 10^{-3}$ м^3/кмоль.

По уравнению (5.25) находим отрицательный объем смеси:

$$\tilde{V}_m = X_m C = 0{,}90 \cdot 0{,}54 \cdot 10^{-3} = 0{,}486 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кмоль}.$$

Затем по уравнению (5.24) вычисляем плотность СПГ:

$$\rho = 18{,}362/[(0{,}9 \cdot 0{,}03776 + 0{,}049 \cdot 0{,}04772 + 0{,}029 \cdot 0{,}06220 +$$

$$+ 0{,}013 \cdot 0{,}07649 + 0{,}004 \cdot 0{,}07674 + 0{,}001 \cdot 0{,}09011 +$$

$$+ 0{,}004 \cdot 0{,}04483) - 0{,}486 \cdot 10^{-3}] = 468{,}3 \text{ кг/м}^3.$$

(Значения $\tilde{V}_i$ взяты из табл. 5.22.)

Плотность индивидуальных углеводородов в жидком состоянии при разных температурах может быть определена по номограммам [5.94, 5.43]. Номограмма для определения плотности углеводородов в низкотемпературной области (рис. 5.6) состоит из двух шкал — шкалы температуры и шкалы плотностей — и точек индивидуальных углеводородов, расположенных между этими шкалами. Для определения плотности проводят прямую через точку на температурной шкале, соответствующую температуре, при которой определяется плотность, и точку для данного углеводорода. Точка пересечения

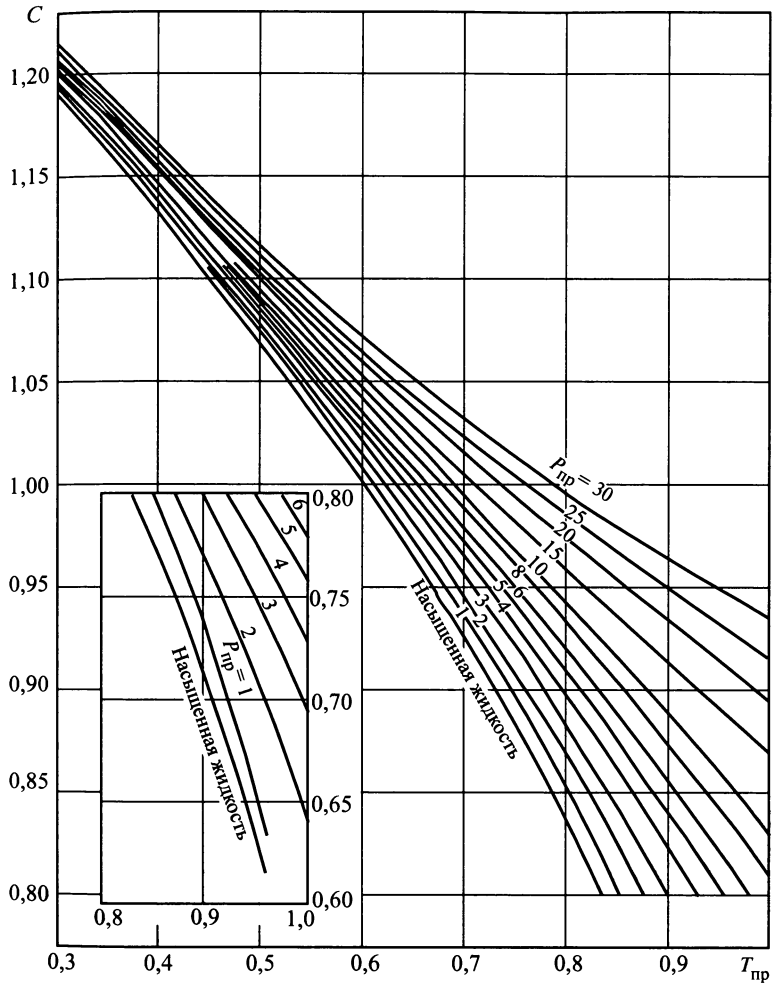


Рис. 5.5. Номограмма для определения корреляционных факторов C_1 и C_2 [5.16]: $T_{пр}$ — приведенная температура; $P_{пр}$ — приведенное давление

этой прямой со шкалой плотностей показывает плотность углеводорода при заданной температуре. Номограмма для определения плотностей в высокотемпературной области (рис. 5.7) состоит из двух шкал — шкалы температуры и шкалы плотностей — и расположенной между ними сетки с координатами x и y. Для определения плотности углеводорода на сетке определяют положение этого углеводорода согласно значениям координат, приведенным в табл. 5.23. Через

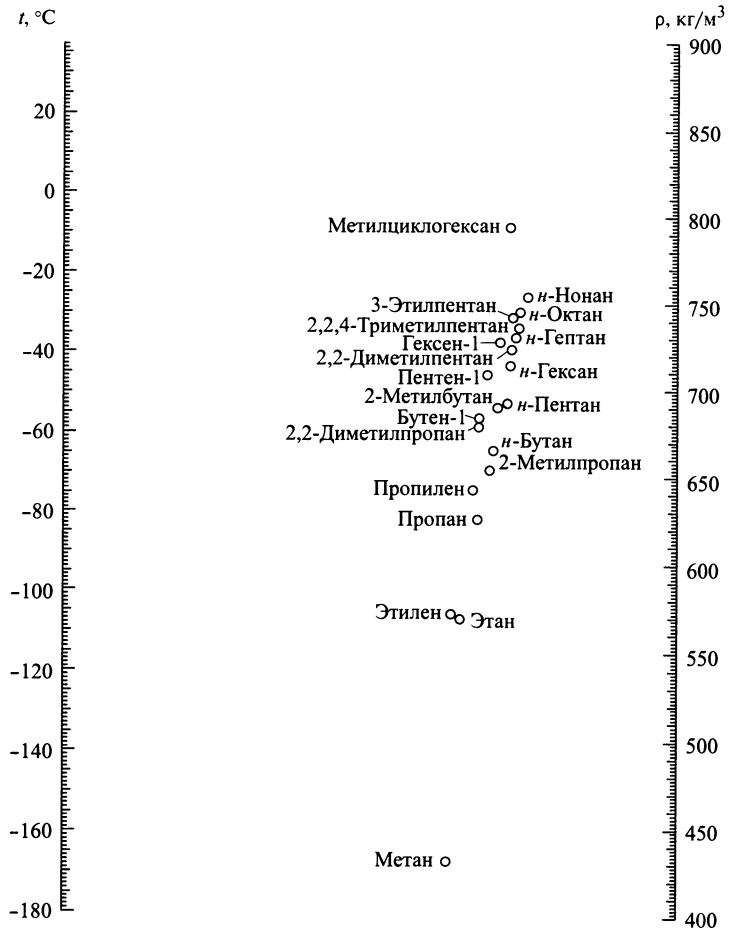


Рис. 5.6. Номограмма для определения плотности жидких углеводородов при атмосферном давлении (низкотемпературная область) [5.16]

найденную на сетке точку для углеводорода и точку на температурной шкале, соответствующую температуре углеводорода, проводим прямую до пересечения со шкалой плотности. Точка пересечения будет соответствовать плотности углеводорода при заданной температуре.

Плотность углеводородных жидкостей можно также определить по номограмме в зависимости от молекулярной массы жидкости и температуры. Номограмма, представленная на рис. 5.8, состоит из

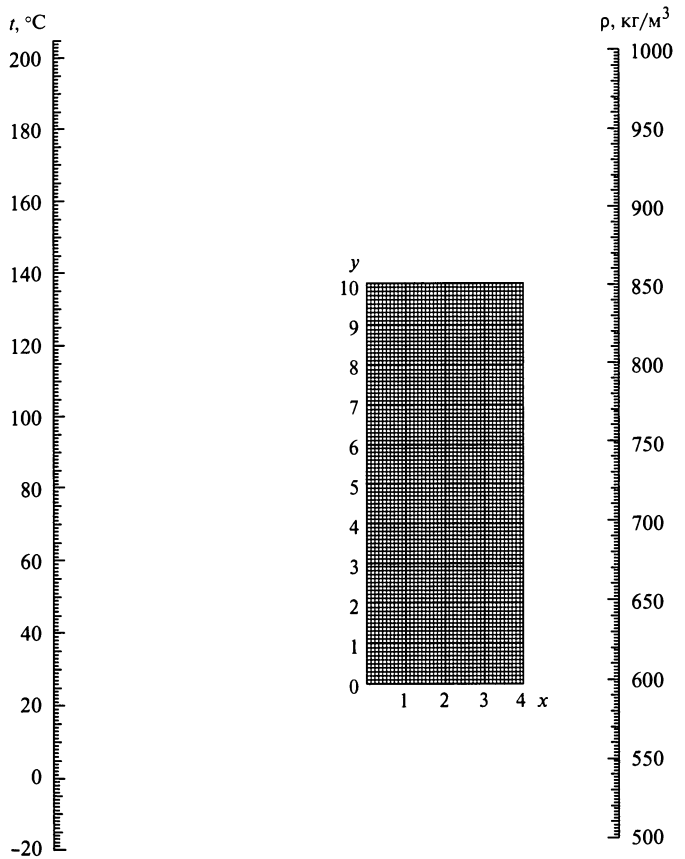


Рис. 5.7. Номограмма для определения плотности жидких углеводородов при атмосферном давлении (высокотемпературная область) [5.16]

трех шкал — температуры, молекулярной массы и плотности. Определение плотности по номограмме проводится следующим образом. Через точку на температурной шкале, соответствующую температуре жидкости, и точку на шкале молекулярных масс, соответствующую молекулярной массе жидкости, проводится прямая. Точка пересечения этой прямой со шкалой плотности будет плотностью жидкости.

Плотность углеводородов и их смесей в газообразном состоянии. Для расчета плотности углеводородов и их смесей в зависимости от температуры и давления обычно используют уравнение состояния в форме (5.13). Плотность сжатых газовых смесей углеводородов за пределами критической области определяется по уравнению (5.13) с

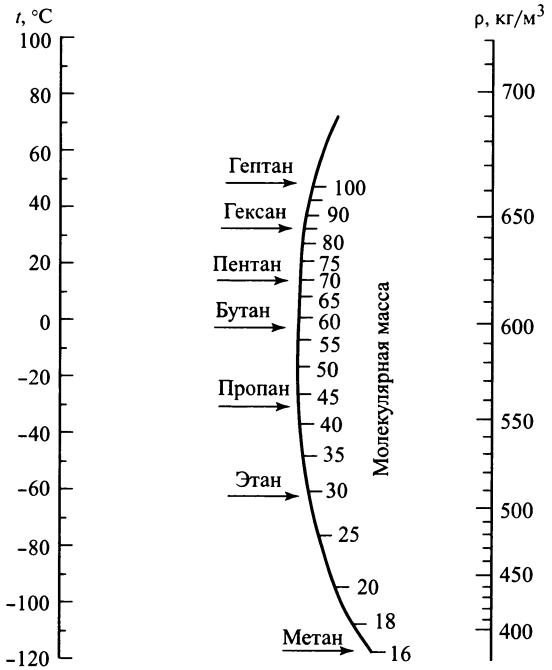


Рис. 5.8. Номограмма для определения плотности индивидуальных углеводородов и легких фракций в зависимости от температуры [5.43]

погрешностью, как правило, не более 2 %. В критической области погрешность расчета может достигать 10 % и более. Максимальная погрешность расчета приходится на область температур $0{,}99 < T_{пр} < 1{,}00$ и давлений $0{,}95 < P_{пр} < 1{,}00$. Для идеальных газов $Z = 1$. Для паров углеводородов при $p \le 1{,}0$ МПа и $t \ge 0$ °С фактор сжимаемости также можно принимать равным единице. Плотность паров на линии насыщения с погрешностью 1 % и менее можно вычислить по уравнению (5.13), приняв $Z = Z_{л.н}$.

Плотность газов при стандартных условиях ρ_c, кг/м^3 (p_c = = 0,101325 МПа и T_c = 293,15 К) определяется уравнением

$$\rho_c = 0{,}04157M/Z_c, \qquad (5.27)$$

где Z_c — фактор сжимаемости газа в стандартных условиях; его значения для некоторых газов приведены в табл. 5.24.

Для определения плотности газа при изменении температуры и давления может быть рекомендовано уравнение:

$$\rho = \frac{\rho_c p T}{p_c T Z / Z_c}, \tag{5.28}$$

где Z — фактор сжимаемости газа при температуре T и давлении p.

Плотность смеси газов, в том числе природного газа, в стандартных условиях в соответствии с ИСО 6976 [5.95] рекомендуется вычислять по уравнению

$$\rho_{см} = \rho_{см.и}/Z_{см}, \tag{5.29}$$

где

$$\rho_{см.и} = \sum_{i=1}^{n} x_i \rho_{с.и\,i}; \tag{5.29а}$$

$$z_{см} = 1 - \left[\sum_{i=1}^{n} x_i b_i^{0,5}\right]^2. \tag{5.29б}$$

В уравнениях (5.29), (5.29а) и (5.29б): $\rho_{см.и}$ — плотность смеси в идеальном газовом состоянии в стандартных условиях; $\rho_{с.и\,i}$ — плотность i-го газа в тех же условиях; $Z_{см}$ — фактор сжимаемости смеси газов; x_i — мольная доля i-го компонента; b_i — фактор i-го компонента; значения $\rho_{с.и\,i}$ и $b_i^{0,5}$ для ряда газов приведены в табл. 5.24.

Для определения плотности смеси газов, состоящей из парафиновых углеводородов, диоксида углерода и азота в идеально газовом состоянии, при стандартных условиях может быть использовано следующее уравнение (ГОСТ 30319.1—96):

$$\rho_{см.и} = 0{,}5831 \sum_{i=1}^{n} (n_i x_i) + 0{,}0838 + 1{,}7457 x_{CO_2} + 1{,}0808 x_{N_2}, \tag{5.30}$$

где $\rho_{см.и}$ — плотность смеси газов в идеально газовом состоянии, кг/м^3; n_i — число атомов углерода в молекуле i-го углеводородного компонента C_nH_{2n+2} в смеси газов; x_i — мольная доля i-го углеводородного компонента.

Обобщенные данные по плотности индивидуальных углеводородов, природного и нефтяного газов и топлив на их основе приведены на рис. 5.9—5.15 и в табл. 5.25—5.50. Значения плотности даны в стандартных условиях, в зависимости от температуры и давления, а также на линии насыщения в жидком и газообразном состояниях.

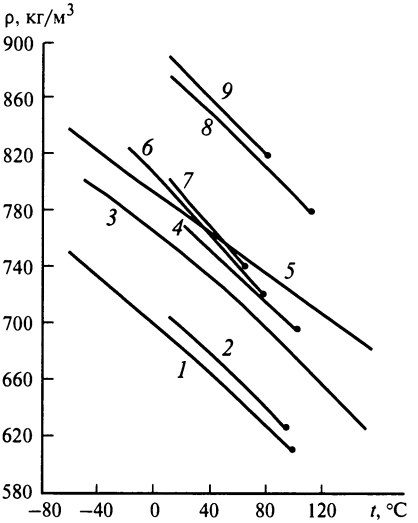


Рис. 5.9. Зависимость плотности ρ углеводородов, топлив и спиртов от температуры при p = 0,101 МПа [5.43]:

1 — гептан; *2* — гептен; *3* — бензин Б-70; *4* — метилциклогексан; *5* — топливо ТС-1; *6* — этанол; *7* — метанол; *8* — толуол; *9* — бензол; • — плотность при температуре кипения

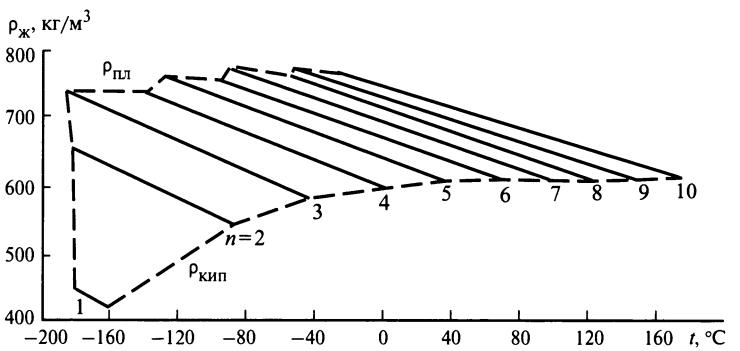


Рис. 5.10. Зависимость плотности ρ нормальных парафиновых углеводородов от температуры t при p = 0,101 МПа [5.43]:

n — число атомов углерода в молекуле; $\rho_{пл}$ и $\rho_{кип}$ — плотность при температуре плавления и кипения

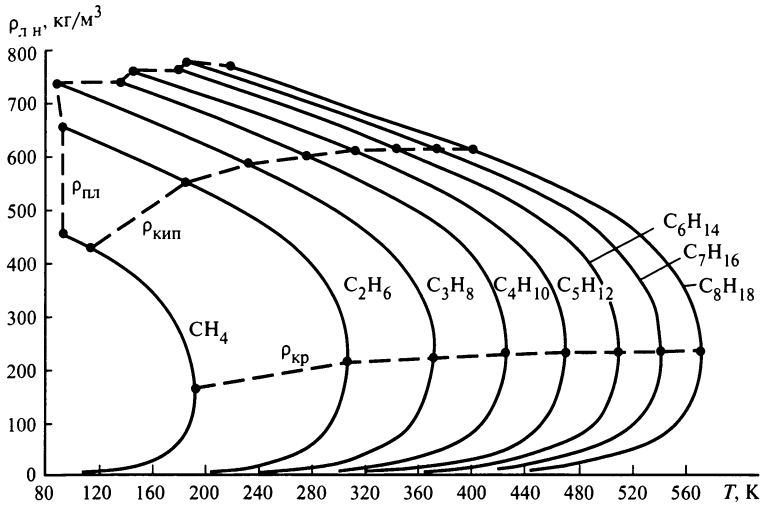


Рис. 5.11. Зависимость плотности $\rho_{л.н}$ парафиновых углеводородов C_1—C_8 на линии насыщения от температуры [5.43]:

$\rho_{пл}$, $\rho_{кип}$ и $\rho_{кр}$ — плотность при температуре плавления, кипения и в критической точке

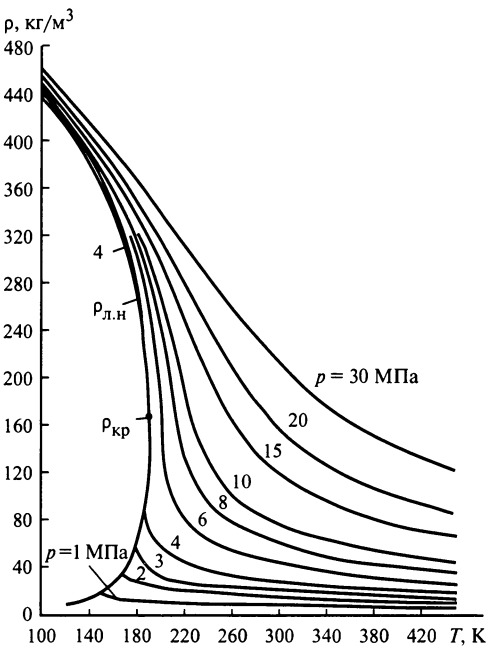


Рис. 5.12. Зависимость плотности ρ метана от температуры по изобарам [5.43]:

$\rho_{л\,н}$ — на линии насыщения; $\rho_{кр}$ — в критической точке

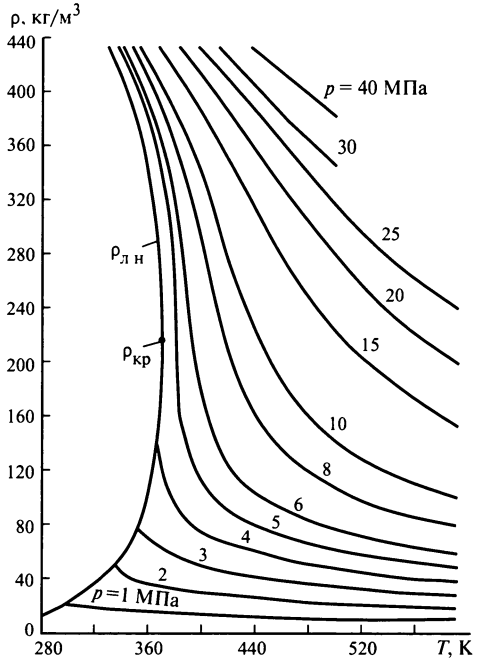


Рис. 5.13. Зависимость плотности ρ пропана от температуры по изобарам [5.43]: $\rho_{л.н}$ — на линии насыщения; $\rho_{кр}$ — в критической точке

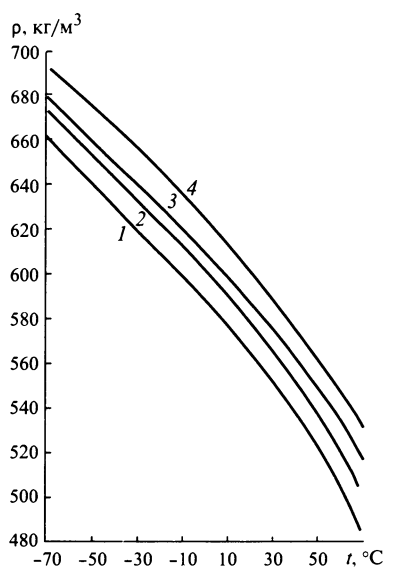


Рис. 5.14. Зависимость плотности ρ смеси углеводородов от температуры [5.43]:

Состав смесей указан ниже:

Компоненты	Смесь			
	1	*2*	*3*	*4*
C_2H_6	2	3	0	0
C_3H_8	25	20	15	0
C_4H_{10}	50	45	45	45
C_5H_{12}	20	25	30	40
C_6H_{14}	3	9	10	15

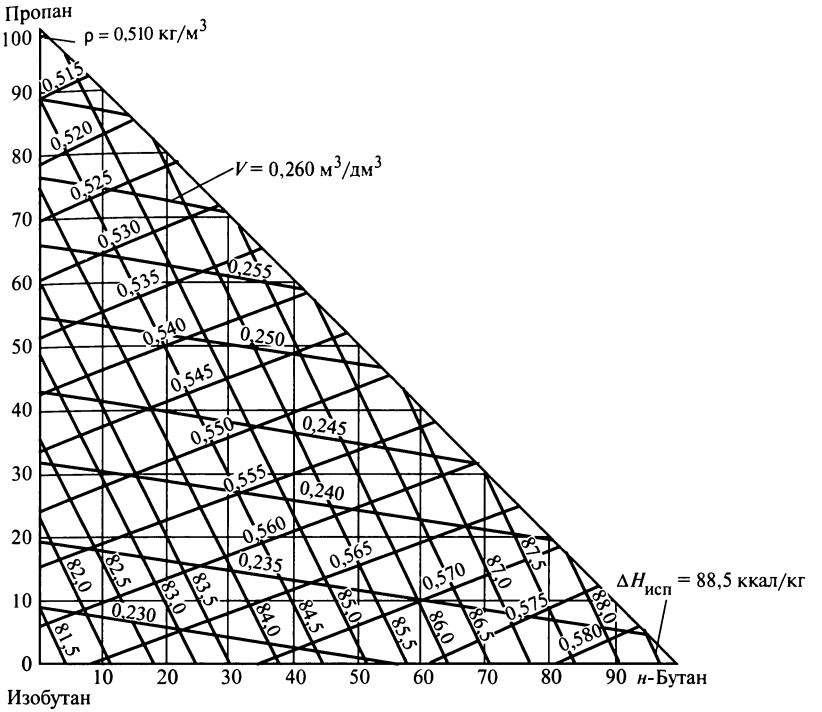


Рис. 5.15. Номограмма для определения плотности ρ жидкости, теплоты испарения $\Delta H_{исп}$, объема газа V, получаемого из 1 дм³ сжиженной пропан-бутановой смеси [5.11]

Обширная информация о плотности и других физических свойствах природных газов и их смесей имеется в [5.2, 5.53, 5.55, 5.88, 5.94, 5.95].

5.3. Вязкость

Вязкость — свойство жидкости (газа) оказывать сопротивление перемещению под действием внешних сил одной части жидкости (газа) относительно другой. Благодаря вязкости происходит превращение кинетической энергии жидкости (газа) в тепло.

Различают динамическую μ, Па · с, и кинематическую ν, м²/с, вязкости, которые связаны следующим отношением:

$$\nu = \mu/\rho, \tag{5.31}$$

где ρ — плотность вещества, кг/м³.

Зависимости кинематической и динамической вязкостей индивидуальных углеводородов, их технически важных смесей, природного газа в жидком и газообразном состояниях от температуры при атмосферном давлении, на линии насыщения и при повышенных давлениях (по изобарам и изотермам) приведены на рис. 5.16—5.19.

Следует иметь в виду, что высокомолекулярные углеводороды, особенно парафиновые, склонны к образованию ассоциатов, которые тем крупнее и многочисленнее, чем ниже их температура. Энергия связей молекул в ассоциатах незначительна, поэтому они весьма неустойчивы и легко разрушаются механическим путем и при повышении температуры. При наличии ассоциатов вязкость жидкости зависит от градиента скорости, т.е. у нее проявляются тиксотропные свойства: при увеличении скорости вязкость вещества уменьшается, приближаясь к вязкости для ньютоновской жидкости. В случае газовых и легких моторных топлив влиянием тиксотропии можно пренебрегать в связи со слабой склонностью их образовывать ассоциаты.

При необходимости вязкость газовых и легких моторных топлив и их компонентов может быть рассчитана с приемлемой для инженерной практики точностью.

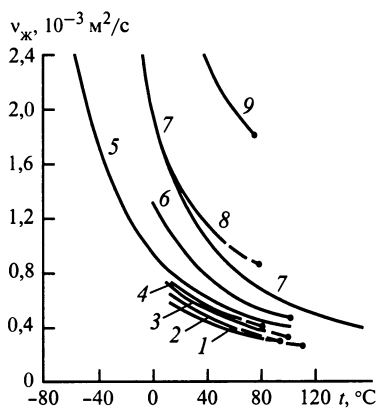


Рис. 5.16. Зависимость кинематической вязкости $\nu_ж$ жидких углеводородов, спиртов и топлив от температуры [5.43]:

1 — гептен; *2* — толуол; *3* — *н*-гептан; *4* — бензол; *5* — бензин Б-70; *6* — метилциклогексан; *7* — топливо ТС-1; *8* — этанол; *9* — метанол; • — вязкость при нормальной температуре кипения

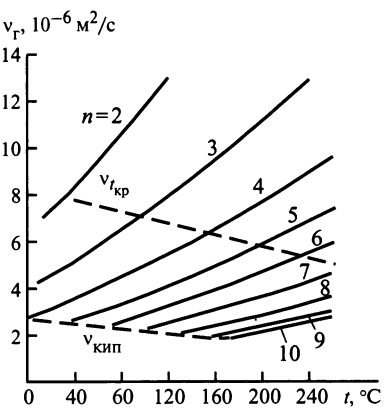


Рис. 5.17. Зависимость кинематической вязкости $\nu_г$ нормальных парафиновых углеводородов в газообразном состоянии от температуры при p = = 0,101 МПа [5.43]:

n — число атомов углерода в молекуле углеводорода; $\nu_{кип}$ и $\nu_{кр}$ — кинематическая вязкость при нормальной температуре кипения и критической температуре

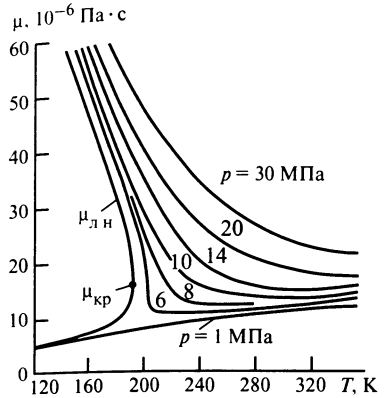


Рис. 5.18. Зависимость динамической вязкости μ метана CH_4 от температуры по изобарам [5.43]

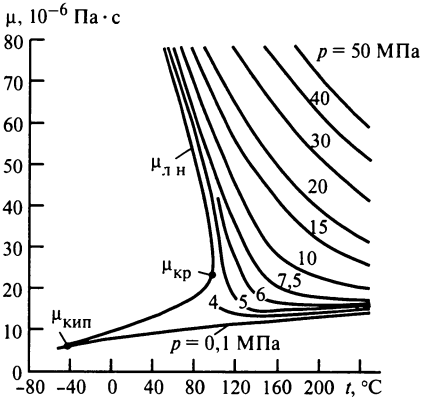


Рис. 5.19. Зависимость динамической вязкости μ пропана C_3H_8 от температуры по изобарам [5.43]:

$\mu_{л.н}$ — на линии насыщения; $\mu_{кип}$ — при нормальной температуре кипения; $\mu_{кр}$ — в критической точке

Вязкость жидких углеводородов и их смесей. Вязкость углеводородных топлив при давлении 0,101 МПа в широком диапазоне температур вполне корректно описывается уравнением

$$\lg \lg(\mu + 1) = A/T + B, \qquad (5.32)$$

где μ — динамическая вязкость, 10^{-3} Па · с; T — температура, К; A и B — коэффициенты, их значения для индивидуальных углеводородов приведены в табл. 5.51 (для изобутана $A = 277{,}17$ и $B = -2{,}098$). Для расчетного определения вязкости углеводородов рекомендуется использовать хорошо зарекомендовавшее себя уравнение [5.24]

$$\mu = 2{,}6702 \cdot 10^{-6} \frac{(MT)^{1/2}}{\sigma^2 \Omega_\mu}, \qquad (5.33)$$

где μ — динамическая вязкость жидкости, Па · с; M — молекулярная масса; T — температура, К; σ — параметр потенциала Леннарда—Джонса, Å; Ω_μ — интеграл столкновений для вязкости, безразмерный, зависит от температуры, приведенной к параметру потенциала $T^* = \frac{T}{\varepsilon/k}$ (где ε — минимальная энергия притяжения между молекулами; k — постоянная Больцмана). Значения Ω_μ даны в табл. 5.52, а значения σ и отношения ε/k для углеводородов приведены в табл. 5.53.

Средняя погрешность определения вязкости по уравнению (5.33) не превышает 2 %.

Уникальные возможности для расчета вязкости углеводородов под давлением в жидкой и газовой фазах, в том числе и на линии насыщения, заложены в уравнениях в виде степенных многочленов. Одно из них [5.26] приведено ниже:

$$\frac{\mu_{p,T}}{\mu^0} = P_0(\omega) + P_1(\omega)\frac{1}{\tau} + P_2(\omega)\frac{1}{\tau^2} + \ldots + P_m(\omega)\frac{1}{\tau^m}, \quad (5.34)$$

где $\mu_{p,T}$ — вязкость вещества при заданных давлении и температуре, Па · с; μ^0 — то же при давлении 10^5 Па и температуре T; $\tau = T/T_{кр}$ — приведенная температура; $\omega = \rho/\rho_{кр}$ — приведенная плотность; ρ — плотность вещества при заданных давлении и температуре; $\rho_{кр}$ — критическая плотность; $P_i(\omega)$ — полиномы от приведенной плотности, они определяются по формулам

$$P_0(\omega) = 1 + \sum_{i=1}^{N} a_i\omega^i; \quad P_1(\omega) = \sum_{i=1}^{N} b_i\omega^i;$$

$$P_2(\omega) = \sum_{i=1}^{N} c_i\omega^i; \quad P_3(\omega) = \sum_{i=1}^{N} d_i\omega^i \quad (5.34а)$$

и т.д.

Уравнение (5.34) можно использовать при $0 \le \omega \le 2{,}6$ и $\tau \ge 0{,}6$. Оно допускает надежную экстраполяцию вверх по температуре до 1300 К (при условии постоянства химического состава).

Коэффициенты, входящие в уравнения (5.34а), для метана, пропана и *н*-бутана приведены в табл. 5.54; для других углеводородов они могут быть вычислены при наличии экспериментальных данных по вязкости при нескольких значениях давления и температуры.

В приближенных расчетах можно использовать соотношение [5.27]

$$\mu_{p,T} = \mu^0 + K(10^{-5}p - 1), \quad (5.35)$$

где μ^0 — вязкость при давлении 0,1 МПа; p — давление, Па; K — коэффициент пропорциональности, зависящий от температуры.

Вязкость жидкостей на линии насыщения, Па · с, корректно описывается уравнением [5.28]

$$\mu_н = K_1 e^{-K_2 T}, \quad (5.36)$$

где T — температура, К; e = 2,7183 — основание натурального логарифма; K_1 и K_2 — постоянные для данного вещества, они определяются уравнениями:

$$K_1 = \mu_{н1} e^{K_2 T}; \tag{5.37}$$

$$K_2 = \frac{\ln(\mu_{н1}/\mu_{н2})}{T_2 - T_1} \tag{5.38}$$

с использованием экспериментальных данных. В (5.37) и (5.38) $\mu_{н1}$ и $\mu_{н2}$ — вязкость на линии насыщения при температуре T_1 и T_2 соответственно. Для метана $K_1 = 1{,}4892 \cdot 10^{-3}$ и $K_2 = 0{,}02334$; для *н*-бутана $K_1 = 2{,}998 \cdot 10^{-3}$ и $K_2 = -0{,}00973$.

Для расчетного определения вязкости многокомпонентных топлив в жидком состоянии предложен ряд уравнений. Достаточно корректные результаты получаются, если использовать уравнение [5.29]

$$\lg \nu_{см} = \sum_{i=1}^{N} r_i \lg \nu_i, \tag{5.39}$$

где $\nu_{см}$ и ν_i — кинематическая вязкость смеси и i-го компонента; r_i — объемная доля i-го компонента в смеси. Средняя погрешность расчета по уравнению (5.39) не превышает 6 %.

Вязкость топлив и их компонентов в газообразном состоянии. Температурная зависимость вязкости топлив в газовой фазе при давлении 0,101 МПа вполне удовлетворительно описывается уравнениями:

$$\mu = \mu_0 (T_0 + C)(T/T_0)^{1,5}/(T + C) \tag{5.40}$$

и

$$\mu = \mu_0 (T/T_0)^m, \tag{5.40а}$$

где μ и μ_0 — вязкость при температуре T и T_0; C и m — постоянные для данного вещества, их значения для некоторых углеводородов приведены ниже:

Углеводород	C	m	Интервал температур, К
Метан	237,0	0,8739	100—293
	156,0	0,8234	293—573
н-Бутан	377,4	0,9700	293—393
Изобутан	368,0	—	293—393

Температуру T_0 рекомендуется принимать равной или близкой к 273 К. При $T_0 < T < T_0 + 200$ показатель степени m в первом приближении можно принимать равным единице. Если известны значения вязкости вещества при двух температурах, то постоянные C и m могут быть вычислены по следующим соотношениям:

$$C = (T_0 - T\delta)/(\delta - 1); \quad \delta = \frac{0{,}136 \cdot 10^6 \mu}{(T/T_0)^{1,5}}; \quad m = \frac{\lg(\mu/\mu_0)}{\lg(T/T_0)}. \quad (5.41)$$

При приближенных расчетах вязкости по уравнению (5.40) можно принимать

$$C = 1{,}22T_{\text{кип}} \approx 0{,}7T_{\text{кр}}, \quad (5.42)$$

где $T_{\text{кип}}$ — температура кипения, К, p = 0,1 МПа; $T_{\text{кр}}$ — критическая температура, К.

Вязкость углеводородов в газовой фазе под давлением можно рассчитывать по уравнению (5.33), условия его применения оговорены выше.

Вязкость сжатых газов может быть вычислена по методике, основанной на подтвержденном экспериментально положении [5.30]: отношение вязкости газов при заданных давлении и температуре к вязкости их при той же температуре и атмосферном давлении является функцией приведенных параметров, т.е.

$$\mu_{p,T}/\mu^0 = F(T_{\text{пр}}, P_{\text{пр}}), \quad (5.43)$$

где $\mu_{p,T}$ — вязкость при заданных p и T; μ^0 — то же при температуре T и p = 0,1 МПа; T — температура, К; $T_{\text{пр}}$ — приведенная температура, равная $T/T_{\text{кр}}$ для чистого газа или $T/T_{\text{пкр}}$ для смеси; $T_{\text{кр}}$ и $T_{\text{пкр}}$ — критическая и псевдокритическая температуры, К; $P_{\text{пр}}$ — приведенное давление, равное $p/P_{\text{кр}}$ для чистых газов или $p/P_{\text{пкр}}$ для смеси; $P_{\text{кр}}$ и $P_{\text{пкр}}$ — критическое и псевдокритическое давления, Па.

Зависимость, выраженная уравнением (5.43), представлена на рис. 5.20 [5.31]. Указанная методика позволяет вычислить вязкость смесей газов с относительно малой разностью по молекулярной массе с погрешностью около 5,5 %.

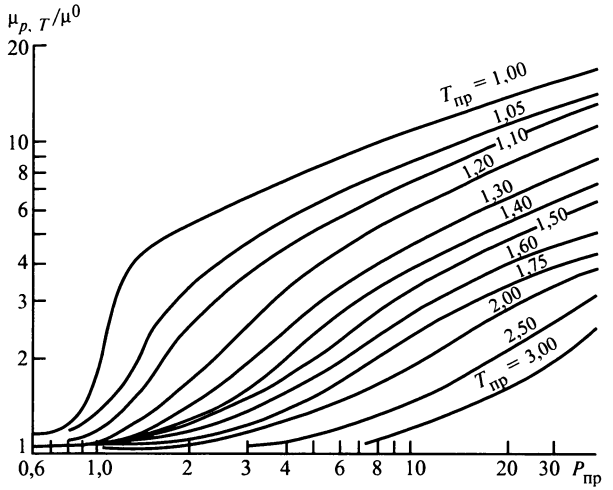


Рис. 5.20. Номограмма для определения отношения $\mu_{p,T}/\mu^0$ в зависимости от приведенных температуры $T_{пр}$ и давления $P_{пр}$ [5.31]

В соответствии с ГОСТ 30319.1—96 зависимость динамической вязкости природного газа и многих его компонентов от температуры при давлениях до 0,5 МПа вычисляют по уравнению

$$\mu_T = \frac{3{,}24(T^{0,5} + 1{,}37 - 9{,}09\rho_c^{0,125})}{\rho_c^{0,5} + 2{,}08 - 1{,}5(X_{N_2} + X_{CO_2})}, \qquad (5.44)$$

где $\mu_т$ — динамическая вязкость, мкПа · с; T — температура, К; ρ_c — плотность газа при стандартных условиях, кг/м^3; X_{N_2} и X_{CO_2} — мольные доли азота и диоксида углерода в газе.

Уравнение (5.44) применимо при $240 \le T \le 360$ К. Погрешность определения вязкости в этом диапазоне температур не превышает 1,0 % для метана, 2,5 % — для этана, 5,0 % — для C_3H_8, C_4H_{10}, CO, CO_2 и N_2, 3,0 % — для природного газа.

Вязкость природного газа при давлениях до 12 МПа ГОСТ 30319.1—96 рекомендует вычислять по уравнению

$$\mu = \mu_T C_м, \qquad (5.45)$$

где $C_м = 1 + P_{пр}^2/[30(T_{пр} - 1)]$; $T_{пр} = T/T_{пкр}$; $T_{пкр}$ — псевдокритическая температура; $P_{пр} = p/P_{пкр}$; $P_{пкр}$ — псевдокритическое давление.

Значения $P_{пкр}$ и $T_{пкр}$ с учетом содержания N_2 и CO_2 рассчитывают по уравнениям (ГОСТ 30319.2—96):

$$P_{пкр} = 2{,}9585(1{,}608 - 0{,}05994p_c + X_{CO_2} - 0{,}392X_{N_2}); \quad (5.46)$$

$$T_{пкр} = 88{,}25(0{,}9915 + 1{,}759p_c - X_{CO_2} - 1{,}681X_{N_2}). \quad (5.47)$$

В уравнениях (5.46) и (5.47) допускается вместо молярных долей CO_2 и N_2 применять их объемные доли. Погрешность определения вязкости по уравнению (5.45) не превышает 6 % по сравнению с значениями, полученными по ГОСТ 30319.2—96 с применением сложных расчетов на ЭВМ по уравнению состояния.

Для расчета вязкости сжатых газов в широком интервале изменения давления можно использовать эмпирическое уравнение [5.32, 5.75]

$$\mu_{p,T} = \mu^0 + B\rho^n, \quad (5.48)$$

где $\mu_{p,T}$ — вязкость сжатого газа при температуре T и давлении p; μ^0 — при $p = 10^5$ Па; ρ — плотность газа при температуре T и давлении p; B и n — постоянные, определяемые по экспериментальным данным.

Уравнением (5.48) при постоянных для данного вещества значениях B и n можно пользоваться до значений $\rho \approx 1{,}5\rho_{кр}$.

Вязкость углеводородов в критической точке $\mu_{кр}$, Па · с, составляет [5.33]:

$$\mu_{кр} = BM^{1/2}P_{кр}^{2/3}T_{кр}^{-1/6}, \quad (5.49)$$

где M — молекулярная масса; $P_{кр}$ — критическое давление, Па; $T_{кр}$ — критическая температура, К; B — постоянная, ее среднее значение можно принимать равным $3{,}41 \cdot 10^{-10}$.

Вязкость смеси газов приближенно может быть вычислена по уравнению

$$\mu_{см} = \left(\sum_{i=1}^{N} g_i/\mu_i\right)^{-1}, \quad (5.50)$$

где $\mu_{см}$ и μ_i — вязкость смеси и i-го компонента; g_i — массовая доля i-го компонента.

Обобщенные данные по вязкости индивидуальных углеводородов, их технически важных смесей (АСКТ, ШФЛУ, бензина и др.), природного газа в жидком и газообразном состояниях в зависимости

от температуры при атмосферном давлении, на линии насыщения и повышенных давлениях приведены в табл. 5.55—5.81.

5.4. Теплопроводность

Теплопроводность — молекулярный перенос тепла в жидкости (газе), обусловленный градиентом температурного поля в веществе.

Зависимости теплопроводности индивидуальных углеводородов и технически важных смесей на их основе, природного и нефтяного газов в жидком и газообразном состояниях от температуры при атмосферном давлении, на линии насыщения и при повышенных давлениях (по изобарам и изотермам) приведены на рис. 5.21—5.25. Ниже даны методы расчета теплопроводности индивидуальных углеводородов и их смесей.

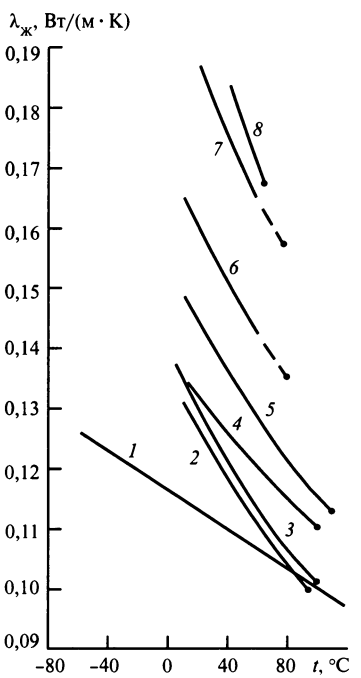


Рис. 5.21. Зависимость теплопроводности $\lambda_ж$ углеводородов, спиртов и реактивного топлива ТС-1 от температуры при $p = 0{,}101$ МПа [5.43]:

1 — топливо ТС-1; *2* — гептен-1; *3* — *н*-гептан; *4* — метилциклогексан; *5* — толуол; *6* — бензол; *7* — этанол; *8* — метанол; • — $\lambda_ж$ при нормальной температуре кипения

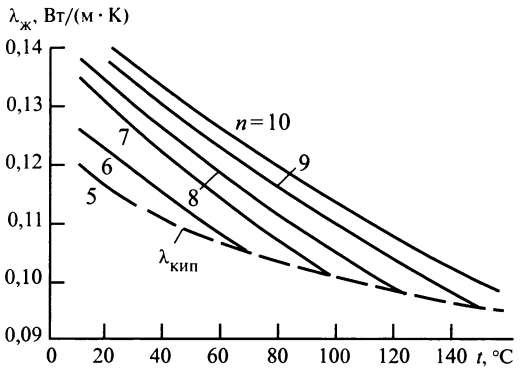


Рис. 5.22. Зависимость теплопроводности $\lambda_ж$ нормальных парафиновых углеводородов в жидком состоянии от температуры при p = 0,101 МПа [5.43]:

n — число атомов углерода в молекуле; $\lambda_{кип}$ — теплопроводность при нормальной температуре кипения

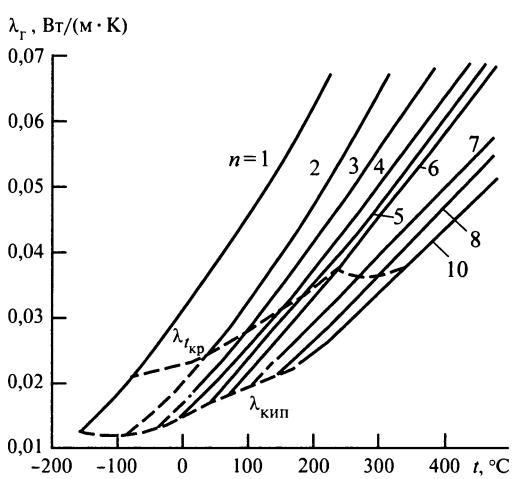


Рис. 5.23. Зависимость теплопроводности $\lambda_г$ нормальных парафиновых углеводородов в газообразном состоянии от температуры при p = 0,101 МПа [5.43]:

n — число атомов углерода в молекуле; $\lambda_{кип}$ — теплопроводность при нормальной температуре кипения; $\lambda_{t_{кр}}$ — то же при критической температуре

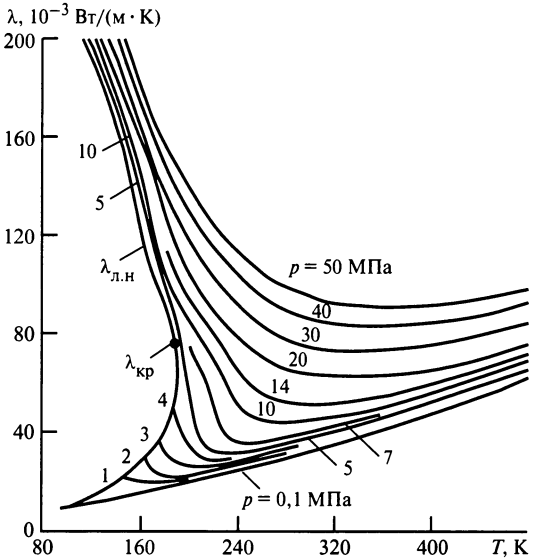


Рис. 5.24. Зависимость теплопроводности λ метана от температуры по изобарам [5.43]:

$\lambda_{л.н}$ — теплопроводность на линии насыщения; $\lambda_{кр}$ — то же в критической точке

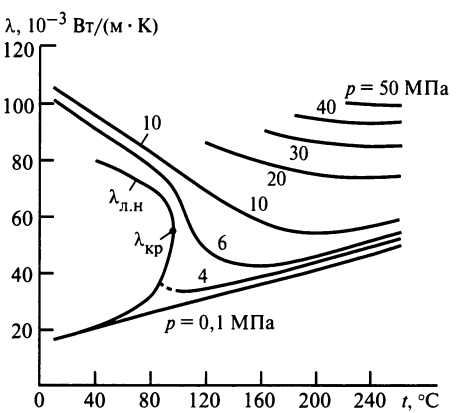


Рис. 5.25. Зависимость теплопроводности λ пропана от температуры по изобарам [5.43]:

$\lambda_{л.н}$, $\lambda_{кр}$ — то же, что и рис. 5.24

Теплопроводность жидкости λ, Вт/(м · К), при температуре 0 °С и давлении 0,1 МПа с погрешностью ±10 % может быть вычислена по полуэмпирическому уравнению [5.44, 5.63]

$$\lambda = 9 \cdot 10^{-3} c_p (\rho T_{кип})^{1/2} / N^{0,25}, \qquad (5.51)$$

где c_p — удельная теплоемкость при постоянном давлении, Дж/(кг · К); ρ — плотность жидкости (г/см^3) при температуре 0 °С; $T_{кип}$ — температура кипения при p = 0,1 МПа, К; N — число атомов в молекуле жидкости.

Зависимость теплопроводности жидких углеводородов и их смесей от температуры в узком интервале температур можно принимать линейной и, следовательно, вычислять по уравнению [5.55]

$$\lambda = \lambda_0 [1 - \alpha_t (t - t_0)], \qquad (5.52)$$

где λ и λ_0 — теплопроводность при температуре t и t_0 соответственно; α_t — температурный коэффициент, °С$^{-1}$, определяемый по экспериментальным данным.

Экспериментальные данные по теплопроводности жидкого метана в интервале температур $-173 \div -161{,}5$ °С при давлении 0,101 МПа с погрешностью менее 0,5 % могут быть представлены линейным уравнением

$$\lambda = 0{,}1138 - 0{,}572 \cdot 10^{-3} t, \qquad (5.53)$$

где λ — теплопроводность жидкого метана при температуре t, Вт/(м · °С).

Экспериментальные значения теплопроводности жидкого *н*-бутана в интервале температур от –130 до 0 °С при давлении 0,101 МПа с погрешностью менее 0,6 % описываются уравнением

$$\lambda = 0{,}1166 - 0{,}488 \cdot 10^{-3} t, \qquad (5.54)$$

или

$$\lambda = 0{,}3837 \rho^{2,34}, \qquad (5.55)$$

где λ — теплопроводность, Вт/(м · °С); t — температура, °С; ρ — плотность, г/см^3.

В [5.21, 5.48, 5.70] для определения теплопроводности жидких углеводородов рекомендуется уравнение, базирующееся на данных о плотности

$$\lambda = \lambda_0 - B(1/\rho - 1/\rho_0), \qquad (5.56)$$

где λ и λ_0 — теплопроводность при температуре t и t_0 соответственно, Вт/(м · °С); ρ и ρ_0 — плотность при тех же температурах, кг/м^3; B — коэффициент, определенный по экспериментальным данным.

Экспериментальные данные по теплопроводности жидких углеводородов в широком интервале температур и давлений корректно обобщаются уравнением:

$$\lambda_{T,p} = \lambda^\circ + A\rho^n, \tag{5.57}$$

где λ — теплопроводность, Вт/(м · К); λ° — теплопроводность при температуре T и p = 0,101 МПа; ρ — плотность, кг/м^3; A и n — постоянные для жидкости, для метана [5.45]: $A = 0{,}95 \cdot 10^{-4}$ и n = 1,95.

Для определения теплопроводности углеводородов в жидком состоянии под давлением может быть использовано соотношение

$$\lambda_1/\lambda_2 = \varepsilon_1/\varepsilon_2, \tag{5.58}$$

где λ_1, λ_2 и ε_1, ε_2 — теплопроводности и факторы теплопроводности на одной изотерме при давлениях p_1 и p_2, при этом $p_2 > p_1$.

Значения фактора теплопроводности ε в зависимости от приведенных температуры и давления даны в табл. 5.82. Среднее арифметическое отклонение вычисленных значений от полученных экспериментально не превышает 1,6 % [5.46].

Экспериментальные данные по теплопроводности газообразных углеводородов в зависимости от температуры при атмосферном давлении удовлетворительно описываются степенным уравнением

$$\lambda = \lambda_0 (T/T_0)^n, \tag{5.59}$$

где λ и λ_0 — коэффициент теплопроводности при температуре T и T_0 соответственно, Вт/(м · К); n — показатель степени.

Для метана n = 1,04 при $90 \le T \le 273$ К, n = 1,3 при $273 \le T \le 1000$ К; для *н*-бутана n = 1,958; для изобутана n = 1,895 [5.19, 5.49, 5.50].

Уравнение (5.58) рекомендуется использовать в интервале температур $T \le 0{,}9T_{кр}$.

Экспериментальные данные по теплопроводности паров нормальных парафиновых углеводородов от этана до гексадекана при $\tau = 0{,}6 \div 2{,}2$ и p = 0,1 МПа хорошо описываются уравнением [5.50]

$$\lambda/\lambda_{\tau = 0{,}8} = -0{,}441 + 1{,}100\tau + 0{,}924\tau^2 - 0{,}0456\tau^3, \tag{5.60}$$

где $\tau = T/T_{кр}$; $T_{кр}$ — критическая температура, К; λ — теплопроводность, Вт/(м · К).

Значения $10^3\lambda_{\tau=0,8}$ для нормальных парафиновых углеводородов приведены в таблице:

C_2H_6	14,4	C_7H_{16}	25,1	$C_{12}H_{26}$	27,6
C_3H_8	17,5	C_8H_{18}	25,8	$C_{13}H_{28}$	28,0
C_4H_{10}	20,6	C_9H_{20}	26,4	$C_{14}H_{30}$	28,0
C_5H_{12}	22,8	$C_{10}H_{22}$	26,9	$C_{15}H_{32}$	28,0
C_6H_{14}	24,1	$C_{11}H_{24}$	27,3	$C_{16}H_{34}$	28,0

Возможная погрешность определения теплопроводности паров парафиновых углеводородов при давлении 0,1 МПа составляет 2 % при $T \le 473$ К и 3 % при $T > 473$ К.

Хорошие результаты можно получить, использовав уравнение в виде степенного многочлена

$$\lambda \cdot 10^3 = A_0 + \sum_{i=1}^{i=n} A_i T^i. \qquad (5.61)$$

Коэффициенты A_0 и A_i для некоторых углеводородов при давлении 0,1 МПа приведены в табл. 5.83.

Для вычисления теплопроводности углеводородов при критической температуре и p = 0,1 МПа может быть рекомендовано уравнение

$$\lambda_{T_{кр}} = \lambda(T_{кр}/T)^{1,786}, \qquad (5.62)$$

где λ — теплопроводность паров при температуре T.

Уравнение (5.62) позволяет для углеводородов с линейной структурой вычислять теплопроводность с погрешностью не более 1,6 %; для циклических углеводородов погрешность выше [5.51].

Теплопроводность газов в первом приближении не зависит от давления, если соблюдается условие [5.52]: $T > T_{кр}$ и $p/P_{кр} \ge 2T/3T_{кр}$.

Теплопроводность газов под давлением можно рассчитать, используя уравнение (5.56), приведенное для жидких углеводородов.

К *теплопроводности смесей жидкостей* принцип аддитивности в общем случае неприменим. Его можно использовать только тогда, когда компоненты смесей имеют неполярные или слабополярные молекулы. Парафиновые углеводороды относятся к неполярным соединениям, поэтому для расчета теплопроводности бинарных сме-

сей парафиновых углеводородов можно использовать правило аддитивности, согласно которому:

$$\lambda_{см} = \sum_{i=1}^{n} X_i \lambda_i; \tag{5.63}$$

$$\lambda_{см} = \sum_{i=1}^{n} g_i \lambda_i, \tag{5.64}$$

где $\lambda_{см}$ и λ_i — теплопроводность смесей и i-го компонента; X_i и g_i — мольная и массовая доли i-го компонента.

Уравнение (5.63) применяют, когда $M_1 > M_2$ и $\lambda_1 > \lambda_2$; если же $M_1 > M_2$, а $\lambda_1 < \lambda_2$, то рекомендуется использовать уравнение (5.64). Эти уравнения в первом приближении можно использовать и для расчета теплопроводности топлив типа АСКТ и ШФЛУ, поскольку они состоят только из парафиновых углеводородов.

Для расчета теплопроводности любых бинарных смесей, в том числе с полярными компонентами, рекомендуется уравнение [5.47]

$$\lambda_{см} = x_1\lambda_1 + x_2\lambda_2 - 0{,}72(\lambda_2 - \lambda_1)x_1x_2, \tag{5.65}$$

где x_1 и x_2 — мольные доли первого и второго компонентов.

Погрешность расчета даже смесей с полярными компонентами не превышает 4,8 % [5.46], а во многих случаях она значительно меньше.

Теплопроводность смесей неполярных углеводородов в газовой фазе, Вт/(м · К), рекомендуется [5.56] рассчитывать по уравнению:

$$\lambda_{см} = \sum_{i=1}^{N} (r\lambda M^{1/3})_i \Big/ \sum_{i=1}^{N} (rM^{1/3})_i, \tag{5.66}$$

где λ_i, r_i и M_i — теплопроводность, объемная доля и молекулярная масса i-го компонента; N — число компонентов.

Погрешность расчета по уравнению (5.66) для бинарных углеводородных смесей 2, максимальная 5 %; для многокомпонентных смесей средняя погрешность 5, максимальная 10 %. Это уравнение применимо и для смесей углеводородов с водородом, а также для смесей неуглеводородов. Следует отметить, что к теплопроводности смесей газов принцип аддитивности в общем случае неприменим. Его можно использовать только тогда, когда молекулы всех компонентов смеси неполярны или слабополярны.

В [5.92] представлены результаты исследований теплопроводности газов в широкой области параметров состояния.

Обобщенные данные по теплопроводности индивидуальных углеводородов и технически важных смесей на их основе (АСКТ, ШФЛУ, бензина и др.), природного и нефтяного газов в жидком и газообразном состояниях в зависимости от температуры при атмосферном давлении, на линии насыщения и при повышенных давлениях приведенны в табл. 5.84—5.101.

5.5. Диффузия

Перемещения компонента вещества в какой-либо среде, обусловленные градиентом концентраций в ней и происходящие при отсутствии конвекции лишь благодаря тепловому движению молекул, называются молекулярной диффузией.

Диффузия в газах. Согласно закону Фика диффузионный поток q прямо пропорционален градиенту концентрации:

$$q = D(\mathrm{d}c/\mathrm{d}x), \tag{5.67}$$

где $\mathrm{d}c/\mathrm{d}x$ — градиент концентрации диффундирующего вещества в направлении x; D — коэффициент диффузии.

Самодиффузия в газах. Коэффициент самодиффузии газов $D_{1,1}$, $м^2/с$, при различных значениях температуры и давления может быть вычислен по уравнению, полученному исходя из кинетической теории газов,

$$D_{1,1} = 0{,}0258(T^{3/2}M^{-1/2})/(p\sigma^2\Omega^{1,1*}), \tag{5.68}$$

где p — давление, Па; $\Omega^{1,1*}$ — приведенный интеграл столкновения (табл. 5.102); T — температура, К; M — молекулярная масса; σ — параметр потенциала Леннарда—Джонса, его значения для некоторых углеводородов приведены в табл. 5.53.

Интеграл столкновений для диффузии $\Omega_D^{1,1*}$ зависит только от приведенной температуры T^*,

$$T^* = T/(\varepsilon_{1,2}/k) = T[(\varepsilon_1/k)(\varepsilon_2/k)]^{-1/2}, \tag{5.69}$$

где T — температура смеси, К; ε_1/k и ε_2/k — параметры потенциала Леннарда—Джонса для компонентов смеси (см. табл. 5.53).

Диффузия в бинарных газовых смесях. Диффузионные процессы в газовых смесях изучались достаточно широко [5.56, 5.66, 5.68,

5.69, 5.12], и накоплено значительное количество экспериментальных и расчетных данных по самым разнообразным газовым смесям (табл. 5.103—5.106).

Значение коэффициента диффузии паров индивидуальных углеводородов в воздух при давлении 0,101 МПа и температуре 0 °С может быть вычислено по уравнению [5.68]

$$D_0 = A\varphi - B, \tag{5.70}$$

где

$$\varphi = \left[(1/M_в + 1/M_п)^{1/2} 10^3\right] \Big/ \left(\widetilde{V}_в^{1/3} + \widetilde{V}_п^{1/3}\right)^2, \tag{5.71}$$

где $M_в$ и $M_п$ — молекулярные массы воздуха и паров углеводорода; $\widetilde{V}_в = 29{,}7$ см^3/(г · моль) — мольный объем воздуха; $\widetilde{V}_п$ — мольный объем паров углеводорода при нормальной температуре кипения, см^3/(г · моль); D_0 — коэффициент диффузии, м^2/с; A и B — коэффициенты, определяемые по экспериментальным данным.

Мольный объем индивидуальных углеводородов $\widetilde{V}_п$, см^3/(г · моль), вычисляется по уравнению [5.64]

$$\widetilde{V}_п = 14{,}8n + 3{,}7m, \tag{5.72}$$

где n и m — число атомов углерода и водорода в молекуле углеводорода.

Для индивидуальных углеводородов вполне удовлетворительное согласование расчетных значений коэффициента диффузии с экспериментальными получается, если в уравнении (5.70) принять $A = 2{,}63 \cdot 10^{-6}$ и $B = 1{,}63 \cdot 10^{-6}$ [5.27]. Значения φ, рассчитанные по уравнению (5.71), приведены в таблице:

Углеводороды	φ	Углеводороды	φ
Метан	8,117	Циклогексан	3,364
Этан	5,850	Метилциклогексан	3,073
Пропан	4,493	Этилциклогексан	2,848
н-Бутан	3,851	*н*-Пропилциклогексан	2,665
н-Пентан	3,432	*н*-Бутилциклогескан	2,512
н-Гексан	3,120	Бензол	3,709
н-Гептан	2,882	Толуол	3,323
н-Октан	2,690	Этилбензол	3,046
н-Нонан	2,531	*н*-Пропилбензол	2,828
н-Декан	2,398	*н*-Бутилбензол	2,648

Температурная зависимость коэффициента диффузии газов удовлетворительно описывается эмпирическим уравнением

$$D = D_0(T/T_0)^m, \tag{5.73}$$

где D и D_0 — коэффициенты диффузии при температуре T и T_0; m — показатель степени. Значения D_0 и m для диффузии углеводородов в воздух приведены в табл. 5.103.

Пересчет значений коэффициента диффузии по температуре наиболее точно может быть произведен по уравнению

$$D_T = D_{T1}(T/T_1)^{3/2}\left[\Omega_{T1}^{1,1*}/\Omega_{T2}^{1,1*}\right]\left[f_{D,T}/f_{D,T1}\right], \tag{5.74}$$

где $\Omega_{T1}^{1,1*}$ и $\Omega_{T2}^{1,1*}$ — значения функций (приведенный интеграл столкновений) при соответствующих приведенных температурах T^*; $f_{D,T}$ и $f_{D,T1}$ — поправочные коэффициенты, отношение $f_{D,T}/f_{D,T1}$ обычно близко к единице. Средняя погрешность расчета по уравнению (5.74) около 7 %. Значения функций $\Omega_{T1}^{1,1*}$ и f_D в зависимости от приведенной температуры $T^* = kT/\varepsilon$ принимаются по табл. 5.102.

Коэффициент диффузии зависит от давления; предложен ряд методов и уравнений, позволяющих с той или иной погрешностью учитывать его влияние на этот коэффициент.

Согласно кинетической теории газов коэффициент диффузии в бинарных газовых смесях под давлением $D_{1,2}$, м^2/с, описывается уравнением [5.22]

$$D_{1,2} = \frac{0{,}0258T^{3/2}[(M_1 + M_2)/(2M_1M_2)]^{1/2}}{p\sigma_{1,2}^2\Omega_{1,2}^{1,1*}}, \tag{5.75}$$

где p — давление, Па; M_1 и M_2 — молекулярные массы первого и второго компонентов; $\Omega_{1,2}^{1,1*}$ — приведенный интеграл столкновений (см. табл. 5.102).

Значения параметров потенциала Леннарда—Джонса аппроксимируются уравнениями:

$$\sigma_{1,2} = 0{,}5(\sigma_1 + \sigma_2); \tag{5.76}$$

$$\varepsilon_{1,2} = (\varepsilon_1\varepsilon_2)^{1/2}. \tag{5.77}$$

Значениями $\sigma_{1,2}$ и $\varepsilon_{1,2}$, вычисленными по этим уравнениям, рекомендуется пользоваться только в том случае, когда нет табличных значений.

Более высокое приближение находят путем умножения $D_{1,2}$ на коэффициент f_D (см. табл. 5.102).

Из уравнения (5.75) при $M_1 = M_2$ получается уравнение для самодиффузии (5.68). Уравнение (5.75) можно применять как к бинарным системам неполярных газов, так и к системам, в которых один компонент является полярным.

Коэффициент диффузии бинарных смесей газов при $p \le 3{,}5$ МПа в интервале температур от $1{,}7T_{\text{пкр}}$ до 1000 К с погрешностью 7,5—15 % может быть вычислен по уравнению [5.23, 5.66]

$$D_{1,2} = \frac{0{,}0188T^{3/2}(1/M_1 + 1/M_2)^{1/2}}{p\sigma_{1,2}^2\Omega_D}, \qquad (5.78)$$

где $D_{1,2}$ — коэффициент взаимной диффузии, м^2/с; T — температура, К; M_1 и M_2 — молекулярные массы первого и второго компонентов смеси; p — давление, Па; $\sigma_{1,2}$ — эффективное значение параметра потенциала Леннарда—Джонса для бинарной смеси, Å; Ω_D — интеграл столкновений для диффузии.

Коэффициент диффузии в бинарной смеси $D_{1,2}$, м^2/с; состоящей из полярного и неполярного компонентов, с учетом давления может быть рассчитан по уравнению [5.23, 5.43]

$$D_{1,2} = \frac{AT^{3/2}(1/M_1 + 1/M_2)^{1/2}}{p\left(\tilde{V}_{\text{кр}1}^{1/3} + \tilde{V}_{\text{кр}2}^{1/3}\right)^2 [1 + B(T_{\text{кр}1}T_{\text{кр}2})^{1/2}/T]}, \qquad (5.79)$$

где $\tilde{V}_{\text{кр}}$ — критический объем, см^3/(г · моль).

Для смеси, состоящей из полярного и неполярного газов, $A = 0{,}2023$ и $B = 0{,}90116$; для смеси из неполярных газов $A = 0{,}2023$ и $B = 1{,}1756$.

Зависимости коэффициента диффузии паров углеводородов в воздух приведены на рис. 5.26 и 5.27.

Диффузия в многокомпонентных газовых смесях. В литературе имеются весьма ограниченные сведения о коэффициенте диффузии в таких системах. Для многокомпонентных смесей идеальных газов

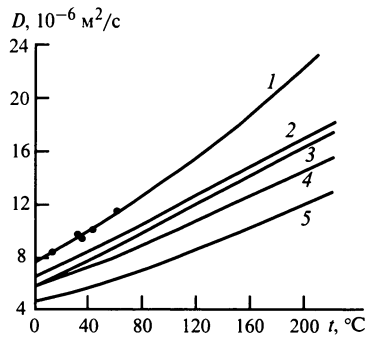


Рис. 5.26. Зависимость коэффициента диффузии D углеводородов и топлив в воздухе от температуры [5.43]:

1 — бензол; *2* — метилциклогексан; *3* — гептен; *4* — *н*-гептан; *5* — топливо Т-1; • — бензин Б-70

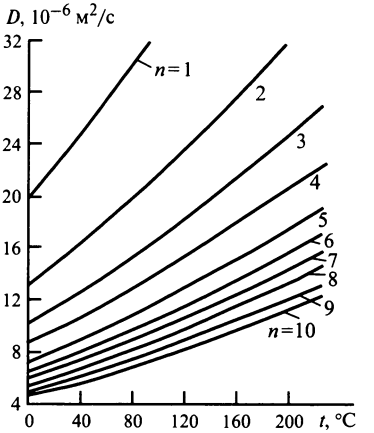


Рис. 5.27. Зависимость коэффициента диффузии D нормальных парафиновых углеводородов в воздухе от температуры при p = 0,101 МПа [5.43]:

n — число атомов углерода в молекуле

коэффициент диффузии подчиняется закону аддитивности и определяется уравнением

$$D_{\text{см}} = \sum_{i=1}^{n} r_i D_i, \qquad (5.80)$$

где D_i и r_i — коэффициент диффузии и объемная доля i-го компонента смеси.

Пары углеводородов в первом приближении можно считать идеальными газами, поэтому к ним применимо уравнение (5.80). Если газы, входящие в смеси, не подчиняются правилу аддитивности, то в этом случае для вычисления коэффициентов диффузии i-го компонента в смеси, состоящей из N компонентов, рекомендуется использовать следующее уравнение [5.15]:

$$D_{i\left(\Sigma_1^N\right)} = (1 - X_i)/(X_1/D_{i1} + \ldots + X_k/D_{ik} + \ldots + X_N/D_{iN}), \qquad (5.81)$$

где $D_{i(N)}$ коэффициент диффузии i-го компонента в N-компонентной смеси; $D_{i1}, \ldots, D_{ik}, \ldots, D_{iN}$ — соответственно коэффициенты диффу-

зии i-го компонента в бинарных смесях состава $i + 1$, $i + k$, $i + N$; X_i, ..., X_k, ..., X_N — мольные доли i-k-N-компонента в смеси.

Примеры расчета.

Пример 1. Вычислить коэффициент самодиффузии азота при $T = 298$ К и давлении 0,101 МПа по уравнению (5.68).

Исходные данные: $M = 28{,}013$, $p = 1{,}01 \cdot 10^5$ Па, $\sigma = 3{,}7$ Å, $\varepsilon/k = 96$ К, $T^* = 298/96 = 3{,}1$, при $T^* = 3{,}1$ по табл. 5.102 $\Omega^{1,1*} = 0{,}9406$.

Решение.

$$D_{1,1} = 0{,}0258(298^{3/2} \cdot 28{,}13^{-0,5})/(1{,}01 \cdot 10^5 \cdot 3{,}7^2 \cdot 0{,}9406) =$$

$$= 19{,}2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Погрешность расчета $\Delta = -9{,}43$ %.

Пример 2. Вычислить коэффициент диффузии гексана C_6H_{14} в воздухе при $T = 273$ К по уравнению (5.70).

Исходные данные: $M = 86{,}17$; $n = 6$, $m = 14$, $M_в = 28{,}966$, $\widetilde{V}_в = 29{,}17$ см^3/(г · моль), $A = 2{,}63 \cdot 10^{-6}$ и $B = 1{,}63 \cdot 10^{-5}$.

Решение. По уравнению (5.72)

$$\widetilde{V}_п = 14{,}8 \cdot 6 + 3{,}7 \cdot 14 = 140{,}6 \text{ см}^3/\text{гмоль};$$

по уравнению (5.71):

$$\varphi = (1/28{,}966 + 1/86{,}17)^{1/2} 10^3/(29{,}5^{1/3} + 140{,}6^{1/3})^2 = 3{,}12.$$

Итак, $D_0 = 2{,}63 \cdot 10^{-6} \cdot 3{,}12 - 1{,}63 \cdot 10^{-6} = 6{,}58 \cdot 10^{-6}$ м^2/с.

По литературным данным $D_0 = 6{,}46 \cdot 10^{-6}$ м^2/с.

Погрешность расчета $\Delta = 1{,}86$ %.

Пример 3. Вычислить коэффициент диффузии метана в смеси следующего состава, мольные доли: метан — 0,6, пропан — 0,3, бутан — 0,1 при $T = 473$ К и давлении 0,101 МПа по уравнению (5.81).

Некоторые данные, необходимые для расчета приведены ниже:

Углеводороды	X_i	M	σ, Å	ε/k
Метан	0,6	16,04	3,808	140,0
Пропан	0,3	44,09	5,240	206,0
Бутан	0,1	58,12	5,869	208,0

Решение. По уравнению (5.76)

$$\sigma_{1,2} = (3{,}808 + 5{,}240)/2 = 4{,}524\,\text{Å};$$

$$\sigma_{1,3} = (3{,}808 + 5{,}869)/2 = 4{,}838\,\text{Å}.$$

Далее определяем приведенные температуры по уравнению (5.69):

$$\Omega_{1,2} = 473(140 \cdot 206)^{-1/2} = 2{,}78;$$

$$\Omega_{1,3} = 473/(140 \cdot 208)^{-1/2} = 2{,}77.$$

По данным табл. 5.102 при $\Omega_{1,2}$ и $\Omega_{1,3}$ находим $T_{1,2} = 0{,}9691$ и $T_{1,3} = 0{,}9701$.

По уравнению (5.78) вычисляем коэффициенты диффузии в бинарных смесях:

$$D_{1,2} = 0{,}0188 \cdot 10^{-6} \cdot 473^{3/2}\{[(1/16{,}04 +$$

$$+ 1/44{,}09)^{1/2}]/[1 \cdot 4{,}524^2 \cdot 0{,}9691]\} = 28{,}4233 \cdot 10^{-6}\ \text{м}^2/\text{с};$$

$$D_{1,3} = 0{,}0188 \cdot 10^{-6} \cdot 473^{3/2}[(1/16{,}04 +$$

$$+ 1/58{,}12)^{1/2}]/[1 \cdot 4{,}838^2 \cdot 0{,}9701] = 24{,}0212 \cdot 10^{-6}\ \text{м}^2/\text{с}.$$

По уравнению (5.81) находим:

$$D_{1(N)} = (1 - 0{,}6)/(0{,}3/28{,}4233 \cdot 10^{-6} + 0{,}1/24{,}0212 \cdot 10^{-6}) =$$

$$= 27{,}177 \cdot 10^{-6}\ \text{м}^2/\text{с}.$$

Диффузия газов в жидкость. Проникновение газов в жидкость — это процесс, сопровождающий растворение, абсорбцию или химическую реакцию газа с веществом жидкости. Количественные показатели собственно диффузии при этом играют сравнительно небольшую роль в закономерностях, определяемых растворимостью или кинетикой химической реакции. Подробно вопросы диффузии газов в жидкости рассмотрены П.В. Данкверстом в связи с абсорбцией и хемосорбцией [5.67].

Коэффициент диффузии газов в жидкость на четыре-пять порядков меньше, чем газов в газы при давлении 0,101 МПа и приближенно подчиняется правилу

$$D_c \rho_c \approx \text{const}, \qquad (5.82)$$

где D_c — коэффициент диффузии газа в среду; ρ_c — плотность среды.

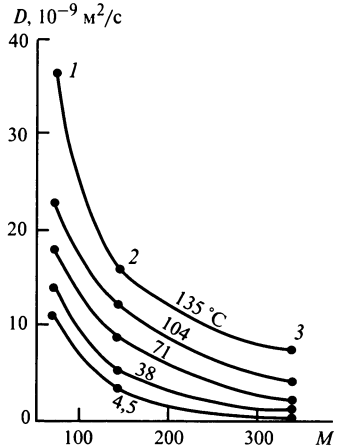


Рис. 5.28. Зависимость коэффициента диффузии *D* метана в углеводородную жидкость от температуры и молекулярной массы жидкости при *p* = 7 МПа [5.71]:
1 — пентан; *2* — *н*-декан; *3* — белое масло

Значения коэффициента диффузии метана в легких углеводородах и в керосине приведены в табл. 5.107.

Коэффициент диффузии газа в жидкость зависит от вязкости жидкости, в соответствии с этим возрастает с повышением температуры и снижается с ростом молекулярной массы жидкости. Эти зависимости хорошо иллюстрирует рис. 5.28.

5.6. Поверхностное натяжение

Поверхностное натяжение характеризует состояние поверхности жидкости. Численно оно равно работе, которая расходуется на образование единицы поверхности силами притяжения между молекулами поверхностного слоя при выходе молекул на поверхность. В результате поверхностного натяжения жидкость стремится сократить свою поверхность, и в тех случаях, когда влияние гравитационных сил весьма мало (например, у капель малых размеров), жидкость принимает форму шара. Значения поверхностного натяжения даются по отношению к воздуху или к насыщенным парам той же жидкости. Поверхностное натяжение при повышении температуры уменьшается и принимает нулевое значение в критической точке.

Экспериментальные и расчетные значения поверхностного натяжения углеводородов приведены в табл. 5.108—5.110, АСКТ — в табл. 5.111, а также на рис. 5.29—5.31.

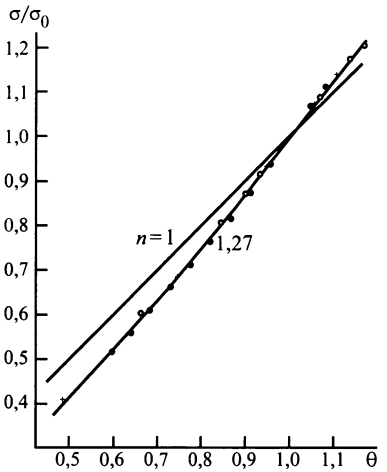


Рис. 5.29. Зависимость безразмерного поверхностного натяжения σ/σ_0 углеводородов от параметра $\theta = \dfrac{(T_{кр} - T)}{(T_{кр} - T_0)}$

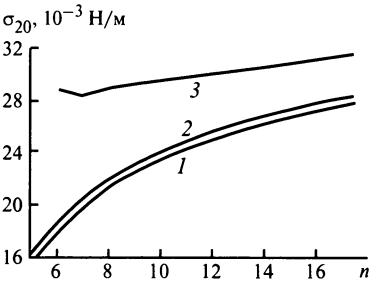


Рис. 5.30. Зависимость поверхностного натяжения σ углеводородов при t = 20 °С от числа атомов углерода n в молекуле [5.43]:

1 — *н*-C_nH_{2n+2} — парафиновые; *2* — C_nH_{2n} — олефиновые; *3* — C_nH_{2n-6} — ароматические

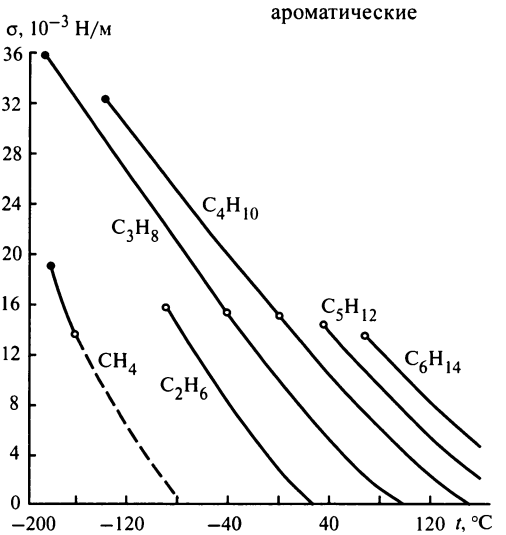


Рис. 5.31. Зависимость поверхностного натяжения σ нормальных парафиновых углеводородов (C_1 — C_6) от температуры [5.43]:

• — при температуре плавления; ○ — при p = 0,1 МПа

Зависимость поверхностного натяжения от температуры может быть представлена уравнением, полученным на основе принципа соответственных состояний [5.27]:

$$\sigma = \sigma_0\left(\frac{T_{кр} - T}{T_{кр} - T_0}\right)^n = \sigma_0\theta^n, \qquad (5.83)$$

где σ и σ_0 — поверхностное натяжение при температуре T и T_0 соответственно (рекомендуется σ_0 принимать при температуре 293 или 273 К); $T_{кр}$ — критическая температура, К; n — показатель степени, который для многокомпонентных углеводородных смесей следует принимать равным 1,27 [5.27]; для *н*-бутана n = 1,198 и изобутана n = 1,217 (см. рис. 5.29); $\theta = (T_{кр} - T)/(T_{кр} - T_0)$.

Температурная зависимость поверхностного натяжения (жидкость—пар) от тройной точки до критической корректно описывается уравнением [5.72]

$$\sigma = \sigma_0(1 - \tau)^n[1 - \sigma_1(1 - \tau) + \sigma_2(1 - \tau)^6], \qquad (5.84)$$

где $\tau = T/T_{кр}$.

Коэффициенты, входящие в уравнение (5.84), для ряда парафиновых углеводородов, приведены в следующей таблице:

Углеводороды	Химическая формула	σ_0, 10^{-3} Н/м	n	σ_1	σ_2
Метан	CH_4	40,92	1,258	−0,095	0
Этан	C_2H_6	60,57	1,300	−0,245	0,309
Пропан	C_3H_8	57,81	1,271	−0,144	0,226
Изобутан	C_4H_{10}	57,65	1,290	−0,174	0,272
н-Бутан	C_4H_{10}	60,12	1,290	−0,144	0,354

При использовании приведенных значений коэффициентов уравнение (5.84) обобщает экспериментальные данные со средней квадратичной погрешностью вблизи тройной точки 0,5 %. Эта погрешность увеличивается примерно линейно по мере роста температуры, достигая 2 % при τ = 0,98.

Для определения поверхностного натяжения, Н/м, неполярных жидкостей, каковыми, в частности, являются парафиновые углеводороды, с хорошей точностью применимо уравнение [5.30]

$$\sigma \approx 10^{-7} P_{кр}^{2/3} T_{кр}^{1/3} (1 - T/T_{кр})^{1,222} \psi, \qquad (5.85)$$

где $T_{кр}$ — критическая температура, К; $P_{кр}$ — критическое давление, Па; ψ — коэффициент, определяемый по уравнению

$$\psi = 0{,}5680 \frac{T_{кип} \ln P_{кр}}{T_{кр} - T_{кип}} - 0{,}7544, \qquad (5.86)$$

где $T_{кип}$ — температура кипения, К, при $p = 0{,}101$ МПа.

При $T/T_{кр} \le 0{,}5$ зависимость $\sigma = f(T)$ можно в первом приближении принять линейной и определять по уравнению

$$\sigma = \sigma_0 - \alpha(t - t_0), \qquad (5.87)$$

где σ_0 и σ — поверхностное натяжение при температуре t_0 и t соответственно, Н/м; α — коэффициент пропорциональности; для пропана $\alpha \approx 0{,}140 \cdot 10^{-3}$ Н/(м · °С).

Для приближенного определения поверхностного натяжения смеси углеводородов можно использовать правило аддитивности, согласно которому

$$\sigma_{см} = \sum_{i=1}^{i=j} r_i \sigma_i, \qquad (5.88)$$

где r_i и σ_i — объемная доля и поверхностное натяжение i-го компонента.

Погрешность расчета по уравнению (5.88) в среднем составляет 4 % [5.62].

Поверхностное натяжение органических веществ лежит в основе одной из характеристических констант этих веществ — парахора. Он характеризует зависимость между мольным объемом и поверхностным натяжением и упрощенно выражается уравнением [5.97]

$$\widetilde{P}_{ch} = 5624 \sigma^{0,25} M/\rho, \qquad (5.89)$$

где $\widetilde{P}_{ch}$ — мольный парахор; σ — поверхностное натяжение, Н/м; M — молекулярная масса; ρ — плотность жидкости, кг/м^3.

Парахор молекулы индивидуального вещества является суммой парахоров $\widetilde{P}_{ch\,i}$, составляющих ее атомов, структурных групп и характерных внутримолекулярных связей:

$$\widetilde{P}_{ch} = \sum_{i=1}^{n} \widetilde{P}_{ch\,i}. \qquad (5.90)$$

Значения $\widetilde{P}_{ch\,i}$ приведены в табл. 5.112. Они мало зависят от температуры и давления. Мольные парахоры ряда углеводородов и других соединений приведены в табл. 5.113.

Для смеси углеводородов и других веществ парахор может быть вычислен по правилу аддитивности, исходя из мольного содержания компонентов в жидкой фазе:

$$\widetilde{P}_{ch\text{см}} = \sum_{i=1}^{n} \widetilde{P}_{ch\,i} X_i, \qquad (5.91)$$

где $\widetilde{P}_{ch\,i}$ и X_i — парахор и мольная доля i-го вещества.

Определив расчетным путем по уравнениям (5.90) и (5.91) значение парахора, можно вычислить по уравнению (5.89) поверхностное натяжение $\sigma_{\text{см}}$ при различных температурах, исходя из изменения плотности ρ в зависимости от температуры и пренебрегая изменением парахора. Парахор может использоваться также при расчетах и корреляциях критической температуры, давления паров [5.98].

5.7. Скорость звука

Под скоростью звука понимают скорость распространения упругих деформаций в веществе. Она является некоторой константой, характерной для данного вещества в определенных условиях. Процесс распространения звуковых колебаний в газах и жидкостях происходит адиабатно, так как выравнивание температуры среды в звуковой волне не успевает происходить. Скорость звука характеризует сжимаемость газа (жидкости), и она тем больше, чем выше упругость среды и ниже ее плотность. В зависимости от свойств и фазового состояния вещества скорость звука может изменяться от сотен метров до десятка километров в секунду. В газах она близка к средней скорости молекул и составляет при нормальных условиях

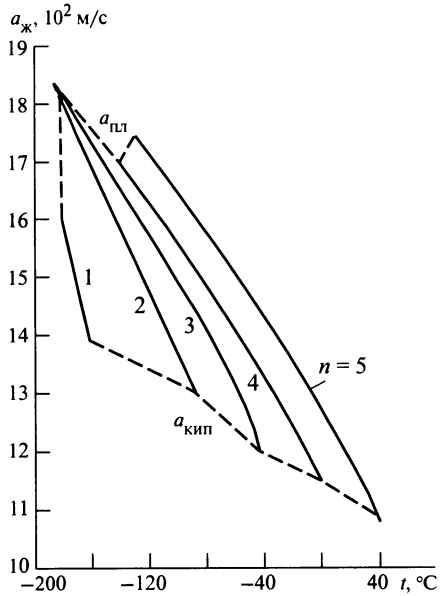


Рис. 5.32. Зависимость скорости звука $a_ж$ в нормальных парафиновых углеводородах в жидком состоянии от температуры при p = 0,101 МПа [5.43]:

n — число атомов углерода в молекуле углеводорода; $a_{пл}$ и $a_{кип}$ — скорость звука при температуре плавления и кипения

несколько сотен метров в секунду; в жидкостях достигает 1—2 км/с, в твердых телах доходит до 6 км/с, а в алмазе, например, имеет рекордное значение 18 км/с, превышает третью космическую скорость (!). Сводные экспериментальные и расчетные данные о скорости звука в углеводородах в зависимости от температуры и давления (в том числе на линии насыщения) приведены в табл. 5.115—5.132 и на рис. 5.32 и 5.33.

Скорость распространения звука в жидкости определяется соотношением

$$a = (\rho\beta_{ад})^{-1/2}, \qquad (5.92)$$

где a — скорость звука, м/с; ρ — плотность жидкости, кг/м^3; $\beta_{ад}$ — коэффициент адиабатической сжимаемости, Па$^{-1}$.

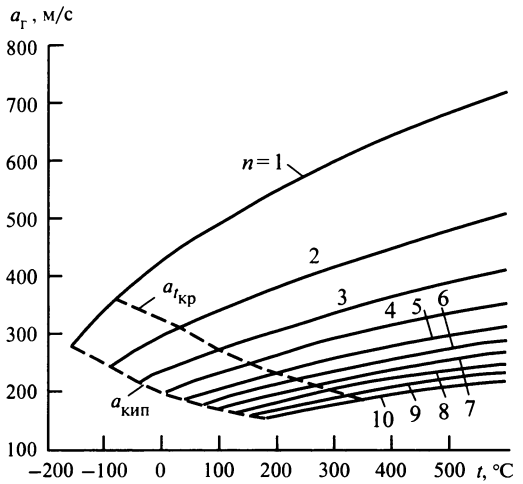


Рис. 5.33. Зависимость скорости звука $a_г$ в нормальных парафиновых углеводородах в газовой фазе от температуры при p = 0,101 МПа [5.43]:

n — число атомов углерода в молекуле углеводорода; $a_{кип}$ и $a_{t_{кр}}$ — скорость звука при температуре кипения и критической температуре

Для расчетного определения скорости звука в жидкости используют эмпирические уравнения. Из эмпирического соотношения Рао [5.15] следует, что

$$a = 0{,}01(\tilde{u}\rho/M)^3 + B, \qquad (5.93)$$

где a — скорость звука, м/с; ρ — плотность жидкости, г/см^3; M — молекулярная масса; $\tilde{u}$ — мольная скорость звука; B — постоянная, м/с, ее значения для гомологических рядов углеводородов приведены ниже:

н-Парафиновые *н*-C_nH_{2n+2}	*н*-Олефиновые *н*-$C_n H_{2n}$	Циклогексановые C_nH_{2n}	Ароматические C_nH_{2n-6}
25	15	20	0

Мольная скорость звука применительно к отдельным гомологическим рядам углеводородов может быть представлена соотношением

$$\tilde{u} = A + B(n - z), \qquad (5.94)$$

где n — число атомов углерода в молекуле углеводорода; A, B и z постоянные, их значения приведены в табл. 5.114.

Для ограниченного интервала температур зависимость $a = f(t)$ может быть представлена линейным уравнением

$$a = a_1 + k(t - t_1), \tag{5.95}$$

где a и a_1 — скорость звука при температурах t и t_1 соответственно; k — коэффициент.

Если для жидкости известна теплопроводность и плотность, то скорость звука может быть вычислена по уравнению

$$a = A\lambda^3/\rho, \tag{5.96}$$

где λ — теплопроводность, Вт/(м · К); ρ — плотность, кг/м^3; A — коэффициент пропорциональности.

Скорость звука a, м/с, связана с поверхностным натяжением σ, Н/м, и плотностью жидкости ρ, кг/м^3, соотношением [5.76]

$$a = B(\sigma/\rho)^{2/3}, \tag{5.97}$$

где B — коэффициент пропорциональности, в первом приближении $B = 125$.

Расчеты показывают, что данные, полученные по уравнению (5.97) вполне удовлетворительно согласуются с экспериментальными.

К скорости звука в жидкости в широком интервале температуры (от температуры затвердевания до критической) применимо правило соответственных состояний. По теории соответственных состояний следует [5.77]

$$a/a_{t_{кр}} = (\rho/\rho_{t_{кр}})^3 = (\lambda/\lambda_{t_{кр}})^{3/4}, \tag{5.98}$$

где a и $a_{t_{кр}}$ — скорости звука при температурах t и $t_{кр}$; ρ и $\rho_{t_{кр}}$ и λ и $\lambda_{t_{кр}}$ — плотности и теплопроводности при тех же условиях.

Значения скорости звука при критической температуре, отнесенные к скорости звука при t = 20 °С, вычисленные по уравнению (5.98), приведены в табл. 5.115.

Скорость распространения звука в газах может быть описана большим количеством уравнений. Некоторые из них приведены

ниже. В частности, скорость звука в газах a, м/с, рассчитывается по уравнению

$$a = (k\tilde{R}T/M)^{1/2}, \tag{5.99}$$

где k — показатель адиабаты; $\tilde{R}$ = 8314,51 Дж/(кмоль · К) — универсальная газовая постоянная; M — молекулярная масса; T — температура, К.

Для воздуха, при k = 1,4 и M = 28,97, уравнение (5.99) приводится к виду

$$a = 20{,}1T^{1/2}. \tag{5.100}$$

Скорость звука в природном газе a, м/с, рекомендуется (ГОСТ 30319.1—96) вычислять по уравнению

$$a = 18{,}591\left(\frac{Tkz}{\rho_c}\right)^{0{,}5}, \tag{5.101}$$

где ρ_c — плотность газа в стандартных условиях (T = 293,15 К, P_c = 0,101325 МПа); z — фактор сжимаемости; k — показатель адиабаты (для природного газа также может быть определен по ГОСТ 30319.1—96, см. разд. 6.4).

Погрешность определения скорости звука по уравнению (5.101) в диапазоне температур 240—360 К и давлении до 10 МПа не более чем 1,5 % по сравнению с точностью определения по ГОСТ 30319.3—96 с использованием уравнения состояния и сложных расчетов на ЭВМ.

При малом изменении показателя адиабаты пересчет скорости звука по температуре можно производить по уравнению

$$a = a_0(T/T_0)^{1/2}, \tag{5.102}$$

где a и a_0 — скорости звука при температурах T и T_0; T и T_0 в кельвинах.

В области малых давлений, при которых объемное поведение газа с достаточной точностью описывается уравнением состояния со вто-

рым вириальным коэффициентом, для вычисления скорости звука рекомендуется использовать уравнение вида [5.78, 5.79]

$$a^2 = k_0 R_0 T\left\{1 + 2\rho\left[B + (k_0 - 1)T\,\mathrm{d}B/\mathrm{d}T + \right.\right.$$

$$\left.\left. + [(k_0 - 1)^2 T/(2k_0)]\,\mathrm{d}B/\mathrm{d}T\right]\right\}, \qquad (5.103)$$

где $k_0 R_0 T = a_0^2$ — квадрат скорости звука в идеальном газе; a — скорость звука в реальном газе, м/с; R_0 — удельная газовая постоянная, Дж/(кг · К); $k_0 = c_p/c_v$ — показатель адиабаты для идеального газового состояния; ρ — плотность газа, кг/м^3; B — второй вириальный коэффициент в разложении по плотности, м^3/кг.

Как показывает анализ опытных данных [5.78], для аппроксимации скорости звука в довольно широком диапазоне давлений может использоваться степенной многочлен следующего вида:

$$a^2 = a_0^2 + bp + cp^3, \qquad (5.104)$$

где $a_0 = (k_0 R_0 T)^{1/2}$ — скорость звука в идеальном газе; p — давление; b и c — коэффициенты, подбираемые по двум экспериментальным значениям скорости звука.

5.8. Оптические свойства

В химии углеводородов и топлив на их основе широко используют данные по оптическим свойствам. Они позволяют судить о чистоте и строении углеводородов, составе топлива, электрических и магнитных свойствах. Применительно к топливам наиболее важными оптическими свойствами являются показатель преломления и рефракция.

В технике пользуются, как правило, *относительным показателем преломления*. Численно он равен отношению синуса угла падения лучей к синусу угла их преломления. Обычно показатель преломления определяется для желтой линии натрия (λ = 5893 Å) при 20 °С и обозначается n_D^{20}. При этом для различных сред он измеряется, как правило, относительно воздуха.

Углеводороды и их смеси в жидком состоянии являются относительно плотными оптическими средами. Оптическая плотность

повышается у парафиновых, олефиновых и нафтеновых углеводородов и уменьшается у ароматических при увеличении числа атомов углерода в молекуле. В пределах гомологических рядов (за исключением ароматических углеводородов) показатель преломления в первом приближении прямо пропорционален плотности.

Зависимости показателя преломления от числа атомов углерода в молекуле и от плотности приведены на рис. 5.34 и 5.35.

Показатель преломления с достаточно высокой точностью может быть определен расчетным путем.

Для определения показателя преломления углеводородов различных гомологических рядов при температуре 20 °С предложено уравнение [5.14]

$$n_D^{20} = a + b\rho_4^{20}, \qquad (5.105)$$

где ρ_4^{20} — плотность углеводорода при 20 °С, отнесенная к плотности воды при 4 °С; a и b — коэффициенты, их значения приведены

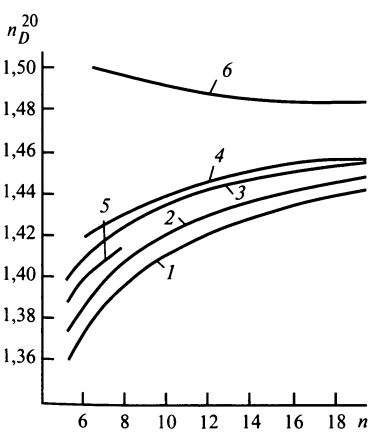


Рис. 5.34. Зависимость показателя преломления n_D^{20} нормальных парафиновых (кривая *1*), олефиновых (кривая *2*), циклопентановых (кривая *3*), циклогексановых (кривая *4*), ацетиленовых (кривая *5*) и ароматических (кривая *6*) углеводородов от числа атомов *n* углерода в молекуле при *t* = 20 °С

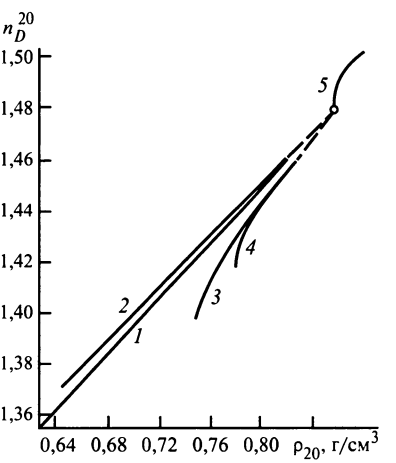


Рис. 5.35. Зависимость показателя преломления n_D^{20} олефиновых (кривая *1*), парафиновых (кривая *2*), циклопентановых (кривая *3*), циклогексановых (кривая *4*) и ароматических углеводородов (кривая *5*) от плотности ρ_{20} при *t* = 20 °С

в табл. 5.133. Средняя квадратичная погрешность расчета по уравнению (5.105) для парафинов равна 0,004.

Для определения показателя преломления углеводородов нормального строения при температуре 20 °С предложены следующие уравнения:

$$n_D^{20} = 1{,}4752 - A/(N + B) \qquad (5.106)$$

и

$$n_D^{20} = 1{,}4752 - C/(M + D), \qquad (5.107)$$

где M — молекулярная масса; N — число атомов углерода в молекуле; A, B, C и D — постоянные, значения их приведены в табл. 5.133а.

Уравнения (5.106) и (5.107) дают практически одинаковые и наиболее точные результаты.

Температурная зависимость показателя преломления в первом приближении (погрешность около 2 %) описывается уравнением:

$$n = n_1 - 0{,}6(\rho_1 - \rho)10^{-3}, \qquad (5.108)$$

где n и n_1 — показатель преломления при температурах t и t_1 соответственно; ρ и ρ_1 — плотность жидкости при тех же температурах, кг/м^3.

Для неполярных жидкостей, к которым относятся парафиновые углеводороды и топлива на их основе, справедливо соотношение:

$$n = \varepsilon^{0,5}, \qquad (5.109)$$

где ε — относительная диэлектрическая проницаемость жидкости (см. § 5.9).

Показатель преломления смесей углеводородов подчиняется правилу аддитивности и поэтому может определяться по уравнению

$$n = \sum_{i=1}^{n} X_i n_i, \qquad (5.110)$$

где X_i и n_i — мольная доля и показатель преломления i-го компонента в смеси.

Пары углеводородов обладают повышенной оптической прозрачностью, показатель преломления близок к единице. Например, при температуре 0 °С пары метана имеют n_D^{20} = 1,00044, этана 1,000757, пропана 1,00171 [5.56].

Сводные данные по показателю преломления углеводородов и топлив приведены в табл. 5.134—5.137.

Рефракция — это показатель, характеризующий искривление лучей при переходе из одного слоя среды в другой, имеющий иную плотность и, следовательно, другой показатель преломления. Различают мольную и удельную рефракцию вещества.

Мольная рефракция вещества $\widetilde{R}_D$, см^3/гмоль, определяется уравнением Лорентца—Лоренца:

$$\widetilde{R}_D = \frac{n^2 - 1}{n^2 + 2}\frac{M}{\rho}, \qquad (5.111)$$

где n — показатель преломления; M — молекулярная масса; ρ — плотность жидкости, г/см^3.

Плотность и показатель преломления принимаются при одной и той же температуре.

Для мольной рефракции предложено аппроксимационное уравнение [5.14]:

$$\widetilde{R}_D = a + ba_1/(n_D^{20} - c), \qquad (5.112)$$

где a, a_1, b и c — постоянные, их значения даны в табл. 5.138..

Удельная рефракция, R, см^3/г, определяется отношением мольной рефракции к молекулярной массе: $R = \widetilde{R}_D/M$. Она уменьшается при повышении температуры.

Сводные данные по мольной и удельной рефракциям углеводородов приведены в табл. 5.139—5.141 и на рис. 5.36 и 5.37.

Мольная рефракция углеводородов одного гомологического ряда линейно зависит от числа атомов углерода в молекуле. При постоянном числе атомов углерода в молекуле парафиновые углеводороды имеют наибольшие, а ароматические — наименьшие значения мольной рефракции.

Для смеси углеводородов мольная рефракция

$$\widetilde{R}_{\text{см}} = M_{\text{см}} \sum_{i=1}^{N} r_i \widetilde{R}_i / M_i, \qquad (5.113)$$

где M_i, $\widetilde{R}_i$ и r_i — молекулярная масса, мольная рефракция и объемная доля i-го компонента в смеси.

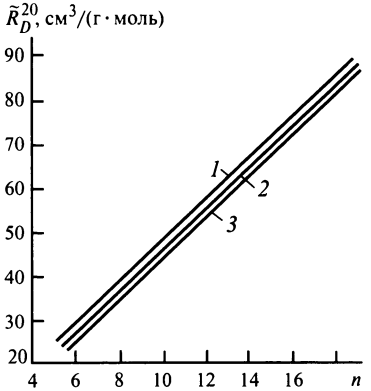


Рис. 5.36. Зависимость мольной рефракции $\tilde{R}_D^{20}$ нормальных парафиновых (*1*), циклопентановых (*2*) и ароматических (*3*) углеводородов от числа атомов *n* углерода в молекуле при *t* = 20 °С

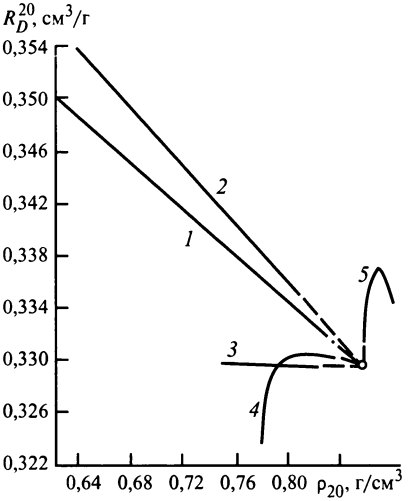


Рис. 5.37. Зависимость удельной рефракции $\tilde{R}_D^{20}$ нормальных парафиновых (*1*), олефиновых (*2*), циклопентановых (*3*), циклогексановых (*4*) и ароматических углеводородов (*5*) от плотности ρ_{20} при *t* = 20 °С

5.9. Электрические свойства

К основным электрическим свойствам топлив, определяющим работоспособность измерительной аппаратуры и пожаробезопасность заправочных и транспортных средств, а также топливных резервуаров, относятся диэлектрическая проницаемость, тангенс угла диэлектрических потерь, поляризуемость, электрическая проводимость и электризуемость.

Химически чистые углеводороды и их смеси по электрическим свойствам относятся к диэлектрикам. Электрические свойства топлив в зависимости от химического состава, содержания механических примесей, растворенной и свободной воды и условий применения могут изменяться в широких пределах.

Диэлектрическая проницаемость. Этот показатель характеризует электромагнитные свойства среды. В численном выражении диэлект-

рическая проницаемость определяется отношением емкости конденсатора в диэлектрике C и в вакууме C_0:

$$\varepsilon = C/C_0. \qquad (5.114)$$

Соотношение (5.114) определяет относительную диэлектрическую проницаемость. Она показывает, во сколько раз ослабевает сила взаимодействия электрических зарядов при помещении их в данное вещество по сравнению с силами в вакууме. В дальнейшем относительную диэлектрическую проницаемость будем называть сокращенно — диэлектрическая проницаемость.

Абсолютная диэлектрическая проницаемость вещества измеряется в фарадах, деленных на метр (Ф/м) и равна произведению $\varepsilon\varepsilon_0$, где $\varepsilon_0 = 8{,}8542 \cdot 10^{-12}$ Ф/м — абсолютная диэлектрическая проницаемость вакуума.

Диэлектрическая проницаемость связана с показателем преломления n и магнитной проницаемостью μ соотношением (уравнение Максвелла)

$$\varepsilon = n^2/\mu. \qquad (5.115)$$

Для неполярных и слабополярных углеводородов магнитная проницаемость $\mu \approx 1{,}0$ следовательно, для парафиновых углеводородов $\varepsilon = n^2$.

Экспериментальные и расчетные данные по диэлектрической проницаемости углеводородов приведены в табл. 5.142—5.147 и на рис. 5.38. Диэлектрическая проницаемость жидкого метана, рассчитанная из условия $\varepsilon = n^2$, приведена ниже:

t, °C	−178	−173	−163	−161,5
ε	1,6659	1,6535	1,6294	1,6228

Диэлектрическая проницаемость жидких углеводородов увеличивается (за исключением ароматических, см. рис. 5.38) при увеличении числа атомов углерода в молекуле. Изомеризация углеводородов может сопровождаться значительными изменениями диэлектрической проницаемости. Диэлектрическая проницаемость понижается при повышении температуры, зависимость $\varepsilon = f(t)$ близка к линейной.

Диэлектрическая проницаемость жидких топлив при наличии в них растворенной воды [5.85, 5.86]:

$$\varepsilon = \varepsilon_т + r(\varepsilon_в - \varepsilon_т), \qquad (5.116)$$

где r — объемная доля воды, растворенной в топливе; $\varepsilon_т$ и $\varepsilon_в$ — диэлектрическая проницаемость осушенного топлива и растворенной воды.

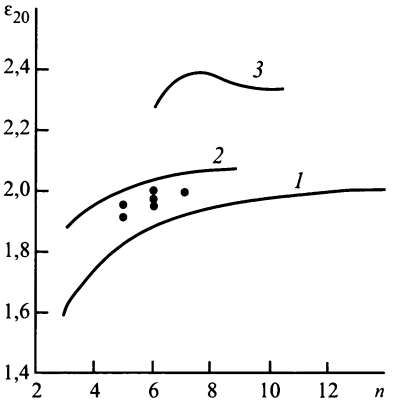


Рис. 5.38. Зависимость диэлектрической проницаемости ε_{20} углеводородов от числа атомов углерода *n* в молекуле при *t* = 20 °С [5.43]:

1 — *н*-парафиновые; *2* — *н*-олефиновые; *3* — ароматические; • — нафтеновые углеводороды

Для растворенной воды $\varepsilon_в = 31$, для микроэмульсионной $\varepsilon_в = 80$.

Присадки, добавленные к топливам (антиокислительные, противоизносные и др.) в малых концентрациях, существенного влияния на диэлектрическую проницаемость, по данным [5.27], не оказывают. Серо-, азот- и кислородсодержащие органические соединения (все полярные) по сравнению с углеводородами имеют существенно более высокие значения диэлектрической проницаемости. Диэлектрическая проницаемость газов близка к диэлектрической проницаемости вакуума (табл. 5.144).

При повышении давления она несколько возрастает вследствие увеличения числа молекул в единице объема.

Для определения диэлектрической проницаемости сравнительно простых углеводородных смесей (ШФЛУ, АСКТ, ПА, ПБА и др.) можно рекомендовать уравнение

$$\varepsilon = \sum_{i=1}^{i=n} X_i \varepsilon_i = \sum_{i=1}^{i=n} X_i n_i^2, \qquad (5.117)$$

где n_i и X_i — показатель преломления и мольная доля *i*-го компонента.

Топливный индекс. Эта характеристика топлива *I*, м^3/кг, определяется соотношением

$$I = (\varepsilon - 1)/\rho, \qquad (5.118)$$

где ρ — плотность смеси, кг/м^3.

Зависимость топливного индекса от температуры может быть представлена линейной функцией

$$I = I_1 - \beta(t - t_1), \tag{5.119}$$

где β — температурный коэффициент, $м^3/(кг \cdot °C)$.

Отклонение топливного индекса от принятого значения при начальной тарировке измерительной аппаратуры в значительной мере определяет погрешность измерения.

Тангенс угла диэлектрических потерь. На работу электроемкостных уровнемеров топлива и другой электроаппаратуры существенное влияние оказывают диэлектрические потери, которые пропорциональны тангенсу угла диэлектрических потерь:

$$\operatorname{tg}\delta = \varepsilon''/\varepsilon', \tag{5.120}$$

где δ — угол между векторами напряженности электрического поля и электрической индукции: ε' и ε'' — активная и реактивная составляющие комплексной диэлектрической проницаемости.

Зная $\operatorname{tg}\delta$, можно вычислить и сами диэлектрические потери по уравнению

$$P_б = \frac{\varepsilon E_0^2 \omega \operatorname{tg}\delta}{8\pi}, \tag{5.121}$$

где ε — диэлектрическая проницаемость; E_0 — амплитудное значение напряженности электрического поля; ω — частота электрического поля.

Парафиновые углеводороды по сравнению с углеводородами других гомологических рядов при прочих равных условиях вызывают наименьшие диэлектрические потери; наибольшие диэлектрические потери характерны для ароматических углеводородов. При повышении температуры диэлектрические потери возрастают. Особенно сильно повышает диэлектрические потери окисление топлива. Влияние растворенной воды на диэлектрические потери незначительно. Антиэлектростатические присадки существенно увеличивают диэлектрические потери [5.27].

Электрический момент диполя молекул. Молекулы, у которых положительный и отрицательный заряды геометрически не совпадают, являются полярными, они характеризуются диполями. Электри-

ческий момент диполя равен произведению заряда q на расстояние l между зарядами диполя, т.е.

$$\mu = ql. \tag{5.122}$$

По порядку величины момент диполя равен заряду электрона ($e = 4{,}8 \cdot 10^{-10}$ эл.-ст. ед.), умноженному на радиус атома (10^{-8} см), что составляет $4{,}8 \cdot 10^{-18}$ эл.-ст. ед. · см. За единицу измерения момента диполя принята величина 10^{-18} эл.-ст. ед. · см, называемая «дебай» (обозначается буквой D).

Сводные данные по дипольным моментам молекул углеводородов приведены в табл. 5.148.

Дипольный момент молекул парафиновых и нафтеновых углеводородов (за малым исключением) равен нулю. Молекулы олефиновых и ароматических углеводородов обладают дипольным моментом, который тем значительнее, чем больше атомов углерода в молекуле.

Полярные и неполярные молекулы в целом электрически нейтральны, так как алгебраическая сумма зарядов в молекуле равна нулю.

Под действием внешнего электрического поля молекулы способны поляризоваться, т.е. приобретать индуцированный момент диполя.

Таким образом, при наличии внешнего электрического поля общая поляризация топлива складывается из постоянного и индуцированного моментов диполя.

Поляризуемость молекулы. Согласно физической теории поляризуемость неполярной молекулы α, см^3, определяется уравнением Клаузиуса—Моссоти

$$\alpha = \frac{3}{4\pi N_A} \frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon + 2} \frac{M}{\rho}, \tag{5.123}$$

где ε — относительная диэлектрическая проницаемость; M — молекулярная масса; ρ — плотность вещества, г/см^3; $N_A = 6{,}022045 \cdot 10^{23}$ г · моль$^{-1}$ — число Авогадро.

Уравнение Клаузиуса—Моссоти строго применимо только к неполярным газам [5.87]. К полярным жидкостям оно применимо, если можно пренебречь коротким взаимодействием между молекулами. Оно также может быть приближенно справедливо для полярных газов при очень низких давлениях, когда диэлектрическая проницаемость весьма мало отличается от единицы.

Поляризуемость полярной и неполярной молекул можно вычислить через мольную рефракцию, использовав соотношение

$$\alpha \approx 0{,}03964 \cdot 10^{-23} \widetilde{R}_D, \qquad (5.124)$$

где $\widetilde{R}_D$ — мольная рефракция, см^3/(г · моль).

Эквивалентность уравнений (5.123) и (5.124) базируется на соотношении $\varepsilon = n^2$, которое строго соблюдается для неполярных молекул. Поляризуемость вещества относят на моль и на единицу массы. Мольная поляризация определяется соотношением

$$\widetilde{p} = \frac{4}{3}\pi N_A \alpha = 25{,}2208 \cdot 10^{23} \alpha, \qquad (5.125)$$

где $\widetilde{p}$ — мольная поляризация, см^3/(г · моль); N_A — число Авогадро.

Поляризуемость молекулы и мольная поляризация углеводородов линейно повышаются при увеличении числа атомов углерода в молекуле. Расчетные значения поляризуемости молекулы, мольной и удельной поляризуемостей углеводородов приведены в табл. 5.148.

Электрическая проводимость. Способность топлива проводить электрический ток обусловлена наличием в нем подвижных электрических зарядов (свободных электронов или ионов), которые при наложении электрического поля перемещаются, создавая электрический ток. Экспериментальные данные по электрической проводимости углеводородов приведены в табл. 5.149 и воды — в табл. 5.150.

Электрическая проводимость повышается при переходе от насыщенных к ненасыщенным углеводородам. Углеводороды высокой степени чистоты практически не электропроводны. Удельная электрическая проводимость бензино-лигроино-керосиновых фракций прямой перегонки при 20 °С обычно находится в пределах 0,1—10 пСм/м (1 пСм = 10^{-12} См).

Электрическая проводимость повышается при наличии в топливе кислородных, сернистых, азотистых соединений, смол и соединений с зольными элементами. Обводнение также сопровождается повышением электропроводимости. В контакте с кислородом электрическая проводимость также повышается.

Введение в топливо противоводокристализационной жидкости И и противоизносной сополимерной присадки ПМАМ-2 оказывает слабое влияние на электрическую проводимость. Электрическая проводимость топлива может быть повышена в сотни раз с помощью антиэлектростатических присадок, например ASA-3 и «Сигбол».

5.10. Магнитные свойства

Углеводороды и многокомпонентные топлива на их основе в той или иной степени обладают магнитными свойствами. Они характеризуются магнитной проницаемостью и магнитной восприимчивостью. В зависимости от магнитной проницаемости μ вещества делятся на парамагнитные (μ > 1) и диамагнитные (μ < 1). Парамагнитные вещества притягиваются к магниту, а диамагнитные — отталкиваются.

Магнитная проницаемость вещества близка к единице. Например, для воздуха μ = 1,000038, а для воды μ = 0,999991.

Для определения магнитной проницаемости вещества может быть использовано соотношение

$$\mu = (c/c_a)^2/\varepsilon, \tag{5.126}$$

где c и c_a — скорость света в вакууме и в данной среде; ε — относительная диэлектрическая проницаемость; скорость света в вакууме $c = 2{,}997925 \cdot 10^8$ м/с.

Магнитная восприимчивость характеризует способность вещества намагничиваться во внешнем магнитном поле. Она может быть положительной (у парамагнетиков) и отрицательной (у диамагнетиков).

Магнитная восприимчивость определяется соотношением

$$X_m = I_m/H, \tag{5.127}$$

где X_m — объемная магнитная восприимчивость, безразмерная; I_m — намагниченность вещества, А/м; H — напряженность магнитного поля, А/м.

Кроме объемной магнитной восприимчивости, определяют удельную и мольную. Они определяются соотношениями:

$$\chi = X_m/\rho; \tag{5.128}$$

$$\tilde{\chi} = \chi M, \tag{5.129}$$

где χ — удельная магнитная восприимчивость, м^3/кг; $\tilde{\chi}$ — мольная магнитная восприимчивость, м^3/кмоль; M — молекулярная масса; ρ — плотность вещества, кг/м^3.

Между магнитной восприимчивостью и магнитной проницаемостью в системе СИ имеется связь:

$$\mu - X_m = 1. \tag{5.130}$$

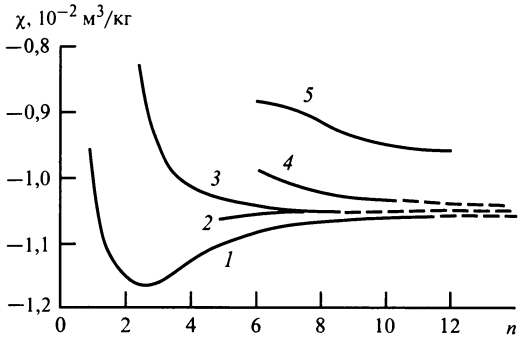


Рис. 5.39. Зависимость удельной магнитной восприимчивости χ углеводородов от числа атомов углерода *n* в молекуле [5.6]:

1 — *н*-парафиновые; *2* — нафтеновые циклопентановые; *3* — *н*-олефиновые; *4* — нафтеновые циклогексановые; *5* — ароматические углеводороды

Значения магнитной восприимчивости углеводородов в газообразном состоянии приведены в табл. 5.151 и на рис. 5.39.

Парафиновые углеводороды и топлива на их основе (АСКТ, ШФЛУ и др.) относятся к диамагнитным веществам и обладают отрицательной магнитной восприимчивостью. Восприимчивость диамагнитных газов практически не зависит от температуры. Неполярные жидкости обладают очень малой магнитной восприимчивостью, за исключением, возможно, областей, близких к температуре плавления и кипения.

Магнитная восприимчивость смесей газов и жидкостей подчиняется правилу аддитивности и, следовательно, может рассчитываться по уравнению

$$\chi_{см} = \sum_{i=1}^{N} g_i \chi_i, \qquad (5.131)$$

где $\chi_{см}$ и χ_i — удельная магнитная восприимчивость смесей и i-го компонента; g_i — массовая доля i-го компонента в смеси.

Список литературы к разделу 5

5.1. **Физико-химические** свойства индивидуальных углеводородов. Вып. 1—6 / под ред. М. Д. Тиличеева. — М.-Л.: Гостоптехиздат, 1945 — 1955.

5.2. **Дубовкин Н.Ф., Яновский Л.С., Иванов В.Ф. и др.** Авиационные криогенные углеводородные топлива. — Казань: АБАК, 1998. — 255 с.

5.3. **Pitzer K. S., Lippman D. Z.,Curl R. F. et al.** // J. Amer. Chem. Soc., 1955. V. 77, № 13. — P. 3433—3440.

5.4. **Термодинамические** свойства пропана: Обзор, информ. / Е.Т Васьков. Госстандарт; ВНИЦ МВ; М-во высш. и средн. спец. образования РСФСР; ЛИСИ. — М.: Изд. Стандартов, 1985. — 16 с.

5.5. **Ирисов А.С.** Испаряемость топлив для поршневых двигателей и методы ее исследования. — М.: Гостоптехиздат, 1955. — 370 с.

5.6. **Физико-химические** свойства индивидуальных углеводородов (рекомендуемые значения): справочник / под ред. В.М.Татевского. — М.: Гостоптехиздат, 1960. — 412 с.

5.7. **Сычев В.В., Вассерман А.А., Козлов А.Д., Цимерный В.А.** Термодинамические свойства пропана. — М.: Изд. Стандартов, 1989. — 268 с.

5.8. **Rossini F.D., Pitzer K.S., Arnett R.L. et al.** Selected Values of Physical and Thermodynamic Properties of Hydrocarbons and Related Compounds. Pitsburgh, Pa: Carnegie Press. 1953.

5.9. **Варгафтик Н.Б.** Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. — М.: Наука, 1963. — 708 с.

5.10. **Недужный И.А., Хмара Ю.И., Волков О.И.** Методика расчета плотности жидких смесей н-парафинов и олефинов на линии насыщения. Теплофизические свойства жидкостей. — М.: Наука, 1970.

5.11. **Клименко А.П.** Жидкие углеводородные газы. Хранение, транспорт, регазификация и использование жидких газов. — М.: ГНТН нефтяной и газотопливной литературы, 1959. — 295 с.

5.12. **Нафиков Э.М., Усманов А.Г.** // ИФЖ. 1969. Т. 17, № 3.

5.13. **Wolden P.** // J. Electrochem. 1908. V. 14. — P. 112., J. Anorg. Chem., 1926. V. 15, № 7. — P. 41.

5.14. **Марушевский Г.Б.** Теплофизические свойства углеводородов и нефтепродуктов. — М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1983. — С. 64—70.

5.15. **Бретшнайдер С.** Свойства газов и жидкостей. — М.: Химия, 1966. — 535 с.

5.16. **Методы** расчета теплофизических свойств газов и жидкостей / ТЦ В/О "Нефтехим". — М.: Химия, 1974. — 248 с.

5.17. **Bayle G.J.** // J.Inst. of Petroleum, May 1972. V. 58, № 561. — P. 133—137.

5.18. **Таблицы** стандартных справочных данных. Метан жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость при температурах 100-1000 К и давлениях 0,1-100 МПа. ГСССД 18-81. — М.: Изд. Стандартов, 1982. — 11 с.

5.19. **Загорученко В.А., Журавлев А.М.** Теплофизические свойства газообразного и жидкого метана. — М.: Изд. Стандартов, 1969. — 236 с.

5.20. **Din F. et al.** Thermodynamic Functions of Gases. — London: Butterworth Sci. Publ., 1956—1961. V. 1, 2, 3.

5.21. **Справочник** химика. —2-е изд. / под ред. Б.П. Никольского и др. — М.: Госхимиздат, 1964. Т. 3. — 1005 с.

5.22. **Гиршфельдер Дж.О., Кэртисс К.Ф., Берд Р.Б.** Молекулярная таория газов и жидкостей. / Пер. с англ.; Под ред. Е.В.Ступенченко. — М.: ИЛ., 1961. — 929 с.

5.23. **Карапетьянц М.Х.** Химическая термодинамика. — М.: Химия, 1975.

5.24. **Методы** расчета теплофизических свойств газов и жидкостей. ВНИПИнефть. Термодинамический центр В/О «Нефтехим» — М.: Химия, 1974. — 248 с.

5.25. **Варгафтик Н.Б. и др.** Теплофизические свойства веществ. — М.: Госэнергоиздат, 1956. — 367 с.

5.26. **Кесельман П.М., Каменецкий В.Р.** // Теплоэнергетика, 1967. № 9. — С. 5.

5.27. **Дубовкин Н.Ф., Маланичева В.Г., Массур Ю.П., Федоров Е.П.** Физико-химические и эксплуатационные свойства реактивных топлив. — М.: Химия, 1985. — 240 с.

5.28. **Рябцев Н.И.** Природные и искусственные газы. —3-е изд. — М.: Изд. литературы по строительству, 1967. — 326 с.

5.29. **Diehl J., Condouin M. e.a.** Viscosity and Density of Light Paraffins, Nitrogen and Carbon Dioxide. — Paris: Editions Technip, 1970.

5.30. **Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т.** Свойства газов и жидкостей / Пер. с англ.; под ред. Б.И.Соколова. — 3-е изд. перераб. и доп. — Л.: Химия, 1982. — 592 с.

5.31. **Столяров Е.А., Орлова Н.Г.** Рассчет физико-химических свойств жидкостей. — М.: Химия, 1976. — 112 с.

5.32. **Варгафтик Н.Б.** Труды Московского авиационного института им. С.Орджоникидзе. № 51. М.: Оборонгиз, 1955.

5.33. **Голубев И.Ф.** Вязкость газов и газовых смесей: Справочное руководство. — М.: Физматиздат, 1959. — 375 с.

5.34. **Toulaukian V.S., Saxena S.C., Hestermans P.** Thermodynamical Properties of Matter. IFI / Plenum. New York, 1975. V. 11.

5.35. **Toulaukian V.S., Liley P.E., Saxena S.C.** Thermodynamical Properties of Matter. IFI / Plenum. — New York, 1970. V. 3.

5.36. **Справочник** по теплообменникам. Т. 2.: Пер. с англ. / под ред. О.Г. Мартыненко и др. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 352 с.

5.37. **Vargaftik N.B.** Tables the Thermophysical Properties of Liquides and Gases, 2d ed., Hemisphere Publishing Corp.Washington. D.C. 1975.

5.38. **Jossi J.A., Stici L.J., Thodos G.** The Viscosity of Pure Substances in the Dence Gaseous and Liquid Phases. AIChE J., 1962. V. 8. — P. 59—63.

5.39. **Gallant R.W.** Physical Properties of Hydrocarbons. Galf Publishing Co.: Houston, Texas, 1970. V. 1,2.

5.40. **Маслов П.Г.** // ДАН СССР, 1952. № 4—6.

5.41. **Geist Y.M., Cannon M.R.** Viscosities of Polar Hydrocarbons. // Ind. Eng. Chem. Anal. Ed. 1946. V. 18. — P. 611—613.

5.42. **Stiel L.J., Thodes G.** The Viscosity of Polar Substancesin the Dense Gaseous and Liquid Regions. // AIChE J. 1964. V. 10. — P. 26—29.

5.43. **Дубовкин Н.Ф. Брещенко Е.М.** Лёгкие моторные топлива и их компоненты. Справочник. — М.: Химия, 1999. — 480 с.

5.44. **Вукалович М.П.** Термодинамические свойства газов. — М.: Гостехиздат, 1953. — 375 с.

5.45. **Быков В.П., Мухамедзинов Г.Х., Усманов П.Г.** // Теплофизические свойства жидкостей. — М.: Наука, 1970. — 224 с.

5.46. **Цедерберг Н.В.** Теплопроводность газов и жидкостей. — М.- Л.: Госэнергоиздат, 1963. — 408 с.

5.47. **Филиппов Л.П., Новоселова Н.С.** // Вестник МГУ. 1955. Т. 10. № 3. — С. 37—41.

5.48. **Расторгуев Ю.Л., Богатов Г.Ф., Григорьев Б.А.** // Теплофизические свойства жидкостей. — М.: Наука, 1970. — 224 с.

5.49. **Варгафтик Н.Б., Филиппов Л.П., Тарзиманов А.А., Юрчак Р.П.** Теплопроводность газов и жидкостей. Справочные данные. — М.: Изд. Стандартов, 1970. — 156 с.

5.50. **Варгафтик Н.Б., Филиппов Л.П., Тарзиманов А.А., Тоцкий Е.Е.** Справочник по теплопроводности жидкостей и газов. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 352 с.

5.51. **Owens E.J., Thodos G.I** // J. Am. Inst. Chem. Eng., 1960. № 6. — P. 676.

5.52. **Lehman H.** // Chem. Techn., 1957. № 9. — P. 1138—1150 с.

5.53. **Павлович Н.В.** Справочник по теплофизическим свойствам природных газов и их компонентов. — М.- Л.: Госэнергоиздат, 1962. — 118 с.

5.54. **Василевская Ю.Д.** Экспериментальные исследования взаимной диффузии воздуха и паров основного компонента топлива: Дис.... канд. тех. наук. — М.: Изд. МАИ, 1969.

5.55. **Дубовкин Н.Ф., Яновский Л.С., Шигабиев и др.** Инженерные методы определения физико-химических и эксплуатационных свойств топлив. —Казань: Каз. науч. центр РАН, 2000. — 376 с.

5.56. **Перри Дж.** Справочник инженера-химика : Пер. с англ. Т. 1. / под ред. Н.М. Жаворонкова и П.Г. Романкова. — Л.: Химия, 1969. — 640 с.

5.57. **Lenoir J.M.** // Petr. Refiner. 1957. V. 36, № 3. — P. 162—164.

5.58. **Robbins J.A., Kingrea C.L.** Estimate Thermal Conductivity Hydrocarbon. // Proc. Ret. Ref., 1962. V. 41. № 5. — P. 133—136.

5.59. **Technical** Data Book – Petroleum Refining, 2nd ed. -Washington- API., 1970-1974. — P. 389.

5.60. **Stiel L.J., Thodos G.** The Thermal Conductivities of Liquid Regions, // AIChE J., 1964. V. 10. — P. 26—29.

5.61. **Misic D., Thodos G.** The Thermal Conductivity of Hydrocarbon Gases at Normal Pressure. // AIChE J., 1961. V. 7. — P. 264—267.

5.62. **Sclance G.T., Colwer C.P., Sliepcevich C.M.** // Hydrocarbon Processing. 1967. V. 46. № 9. — P. 173—182.

5.63. **Миснар А.** Теплопроводность твердых тел, жидкостей, газов и их компонентов : Пер. с франц.: Мир. 1968.

5.64. **Gilliland E.R.** Diffusion coefficients in gaseous systems. Ind. Eng. Chem., 1934. V. 26, № 6. — P. 800—850.

5.65. **Варгафтик Н.Б.** Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. — М.: Наука, 1972. — 720 с.

5.66. **Чепмен С., Каулинг Т.** Математическая теория неоднородных газов : Пер. с англ. / под ред. Н.Н. Боголюбова. — М.: И.Л., 1960. — 510 с.

5.67. **Данкверст П.В.** Газожидкостные реакции : Пер. с англ. — М.: Химия, 1973. — 296 с.

5.68. **Дубовкин Н.Ф.** Справочник по углеводородным топливам и их продуктам сгорания. — М.-Л., Госэнергоиздат, 1962. — 288 с.

5.69. **Jost W.** Diffusion in Solides, Liquides, Gases, n.g. 1952.

5.70. **Ахмедов А.Г.** Химия и технология топлив и масел. 1970. № 12. — С. 58.

5.71. **Катц Д.Л., Корнелл Д., Кобаяши Р. и др.** Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. — М.: Недра, 1965. — 676 с.

5.72. **Байдаков В.Г., Сулла И.И., Скрипов В.П.** Углеводороды метанового ряда (CH_4, C_2H_6, C_3H_8,C_4H_{10}). Поверхностное натяжение. Таблицы ССД, ГСССД 115-88. — М.: Изд. Стандартов, 1988.

5.73. **Miller J.W. Yr., Yaws G.L.** Correlation Constant for Liquides-Surface Tension. // Chem. Eng. 1976. V. 83, № 22. — P. 127—129.

5.74. **GPSA** Engineering Data Book, Gas. Processors Suppliers Association. — Tulsa. Oklahoma. 1977.

5.75. **Татевский В.М.** Химическое строение углеводородов и зависимости в их физико-химических свойствах. — М.: Изд. МГУ, 1953.

5.76. **Anerfach N.** // Experientir. 1948. V. 4. — P. 473.

5.77. **Мамедов Н.А.** // Теплофизические свойства жидкостей. — М.: Наука, 1970. — 224 с.

5.78. **Солдатенко Ю.А., Дрегуляс Э.К.** Теплофизические свойства жидкостей. — М.: Наука, 1970. — 224 с.

5.79. **Ващенко Д.М. и др.** Термодинамические и транспортные свойства этилена и пропилена. — М.: Изд. Стандартов, 1971. — 183 с.

5.80. **Абас-Заде А.К., Мамедов Н.А., Аббасов К. и др.** // Теплофизические свойства жидкостей. — М.: Изд. Наука, 1970. — 224 с.

5.81. **Чертков Я.Б.** Современные и перспективные углеводородные реактивные и дизельные топлива. — М.: Химия, 1968. — 356 с.

5.82. **Краткий** справочник физико-химических величин, —5-е изд. / Состав. Барон и др.; под ред. К.П. Мищенко., Л.А. Равделя. — Л.: Химия, 1957. — 184 с.

5.83. **Краткая** химическая энциклопедия. Т. 1-5 / Под ред. И.А. Кнунянца. — М.: Сов. энциклопедия, 1961—1967.

5.84. **Папок К.К., Рогозин Н.А.** Словарь по топливам, маслам и смазкам. Химмотологический словарь. — М.: Химия, 1975.

5.85. **Эли Ф.** Диэлектрические измерения для количественного анализа и для определения химической структуры. — М.: Химия, 1967. — 233 с.

5.86. **Клугман И.Ю.** Диэлектрическая проницаемость эмульсий типа вода—масло. — Саратов: Изд. КБ нефтяной и газовой промышленности, 1971. — 118 с.

5.87. **Минкин В.И., Осипов О.А., Жданов Ю.А.** Дипольные моменты в органической химии. — М.: Химия, 1968. — 246 с.

5.88. **Кей Дж., Лэби Г.** Таблицы физических и химических постоянных : Пер. с англ. — М.: Физматиздат, 1962. — 247 с.

5.89. **Осипов О.А., Минкин В.И., Грановский А.Д.** Справочник по дипольным моментам. — М.: Высшая школа, 1971. — 414 с.

5.90. **Klinkenberg A.** Electrostatic in the Petroleum Jndustry. – Amsterdam – London – New York, 1958. — P. 218.

5.91. **Word, Kurtz** // Ind. Eng.Chem. Anal. 1938. Ed. 10. P. 573.

5.92. **Тарзиманов А.А.** Исследование теплопроводности газов в широкой области параметров состояния: Автореф. дис....докт. техн. наук. — Казань, 1972.

5.93. **Kimpton D.D., Wall I.J.** // J. Phys. Chem., 1952. V. 56. № 6. — P. 715.

5.94. **Амбросимов В.Ф. и др.** Методы расчета теплофизических свойств газов и жидкостей. — М.: Химия, 1974. — 248 с.

5.95. **ISO 6976**. International Standard. Natural gas-Calculation of calorific value, density and relative density.

5.96. **Pitzer K.S., Curl R.F.** // Am. Chem. Soc. 1957. V. 79. — P. 2369.

5.97. **Расчеты** основных процессов и аппаратов нефтепереработки: Справочник. / Г.Г. Рабинович, П.М. Рябых и др. / под ред. Е.Н. Судакова. — М.: Химия, 1979. — 586 с.

5.98. **Miller J.W.Jr., McGinley J.J., Yaws C.L.** Correlation Constants for Liquids-Thermal Conductivities. // Chem. Eng. 1976.Oct. 25. — P. 133—135.

5.99. **Маслов П.Г.** // ДАН СССР, 1952. Т. 34, № 4, 5, 6.

5.100. **Маслов П.Г.** // ЖВХ, 1953. Т. 27, № 1.

Раздел 6
ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

6.1. Теплота сгорания

Теплота сгорания — количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании (окислении) единицы массы или объема топлива. Применительно к топливам в технике применяется также термин «теплотворная способность». Она замеряется при одинаковой температуре горючей смеси и продуктов сгорания. Ее определяют при стандартных условиях сгорания [$T_{с.г}$ = 298,15 К (25 °С), $P_{с.г}$ = = 101,325 кПа] и стандартных условиях измерений [$T_с$ = 273,15 К (0 °С) и 293,15 К (20 °С), $P_с$ = 101,325 кПа, влажность равна нулю].

Различают высшую и низшую теплоту сгорания. Высшая теплота сгорания $Q_в$ представляет собой количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании единицы топлива и нахождении образовавшейся воды в жидком состоянии. Высшая теплота сгорания определяется, как правило, в калориметрической бомбе при сжигании топлива в атмосфере кислорода.

Низшая теплота сгорания $Q_н$ определяется в предположении, что продукты сгорания, которые могут конденсироваться при низких температурах, уходят из тепловой машины в испаренном состоянии. Применительно к углеводородным топливам она равна тепловому эффекту реакции, при которой теплота образования паров воды считается потерянной и потому вычитается из высшей теплоты сгорания.

Пересчет высшей измеренной калориметрическим методом объемной теплоты сгорания природного газа к низшей производится по соотношению

$$Q_{Vн} = KQ_{Vв}, \tag{6.1}$$

где K = 0,90, если содержание CH_4 в газе менее 85 %.

Пересчет объемной теплоты сгорания природного газа от одних условий сгорания и измерений к другим производится по уравнению

$$Q_{V\text{кон}} = K_{\text{п}} Q_{V\text{исх}}, \qquad (6.1\text{а})$$

где $Q_{V\text{кон}}$ и $Q_{V\text{исх}}$ — объемная теплота сгорания в конечных (искомая) и начальных (известных) условиях; $K_{\text{п}}$ — коэффициент пересчета, его значения приведены в табл. 6.1.

Значения тепловых эффектов некоторых технически важных реакций окисления и восстановления приведены в табл. 6.1а.

Теплота сгорания топлив определяется составом горючей массы и содержанием балласта. Топлива, вырабатываемые из нефти, природного и нефтяного газов, в основном состоят из углерода и водорода при незначительном содержании гетероорганических соединений и растворенных газов (CO_2, O_2, N_2 и др.). По теплоте сгорания горючие элементы топлив различаются весьма существенно: для водорода (на единицу массы) она примерно в 4 раза больше, чем для углерода, и в 15 раз больше, чем для серы.

Определение теплоты сгорания экспериментальным путем регламентируется для газов ГОСТ 10062—75 (в калориметрической бомбе) и ГОСТ 27193—86 (в калориметре), для жидких нефтепродуктов — ГОСТ 21261—91, определение по которому основано на сжигании навески топлива в калориметрической бомбе под давлением 2,5—3,0 МПа в атмосфере кислорода и поглощении выделившегося тепла водой в калориметре.

Теплота сгорания индивидуальных углеводородов. Экспериментальные и расчетные данные по теплоте сгорания индивидуальных углеводородов приведены в табл. 6.2 и 6.3, для компонентов сухого природного газа — в табл. 6.4, для бензинов, сжиженных газов и спиртов — в табл. 6.5.

При заданном числе атомов углерода в молекуле углеводорода наибольшую на единицу массы высшую и низшую теплоту сгорания имеют парафиновые, несколько меньшую — олефиновые и нафтеновые, наименьшую — ароматические углеводороды. При $n \to \infty$ низшая теплота сгорания углеводородов всех гомологических рядов стремится к значению $Q_{\text{н}} \approx 43\,840$ кДж/кг (рис. 6.1 и 6.2). Соответственно высшая теплота сгорания — к $Q_{\text{в}} \approx 46\,838$ кДж/кг. Рис. 6.2 можно использовать для определения теплоты образования углеводородов по известной низшей теплоте сгорания.

Изомерные углеводороды по сравнению с углеводородами нормального строения при одинаковом числе атомов углерода в молекуле имеют, как правило, более низкую теплоту сгорания, ее умень-

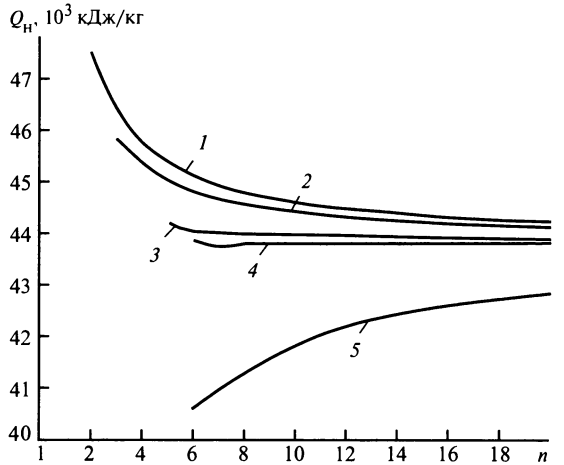


Рис. 6.1. Зависимость низшей удельной теплоты сгорания $Q_н$ углеводородов при $t = 25$ °С от числа атомов углерода n в молекуле:

1 — парафиновые C_nH_{2n+2}; *2* — олефиновые C_nH_{2n}; *3* — циклопентановые C_nH_{2n}; *4* — циклогексановые C_nH_{2n}; *5* — ароматические C_nH_{2n-6} углеводороды

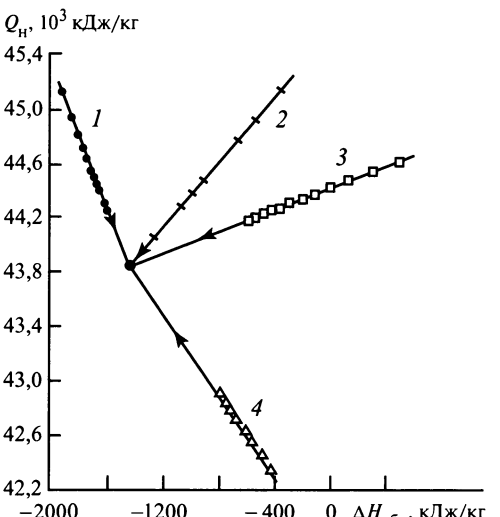


Рис. 6.2. Зависимость низшей теплоты сгорания $Q_н$ углеводородов при $t = 25$ °С от их теплоты образования $\Delta H_{обр}$:

1 — парафиновые C_nH_{2n+2}; *2* — олефиновые C_nH_{2n}; *3* — ацетиленовые C_nH_{2n-2}; *4* — ароматические C_nH_{2n-6} углеводороды

шение может достигать приблизительно 33 500 кДж/кмоль, т.е. составляет менее 1 % теплоты сгорания соответствующего углеводорода нормального строения.

В тех случаях, когда нет возможности экспериментально определять теплоту сгорания, ее рассчитывают, используя эмпирические уравнения, точность которых, как правило, достаточна для технических целей.

Высшая теплота сгорания углеводородов в газообразном состоянии при температуре 25 °С может быть вычислена по уравнению

$$\tilde{Q}_{в} = 204\,200N + 44\,400Z + C, \qquad (6.2)$$

где $\tilde{Q}_{в}$ — высшая мольная теплота сгорания, кДж/кмоль, при температуре 298,16 К; N — число атомов кислорода, необходимое для полного сгорания углеводорода; Z — число молей образующейся воды; C — стерическая характеристика, постоянная в пределах гомологического ряда; значения N, Z и C приведены в табл. 6.6. Уравнение (6.2) может быть приведено к виду

$$Q_{в} = (657\,000n + B + C)/(12{,}01115n + 1{,}00797m), \qquad (6.3)$$

где $Q_{в}$ — высшая удельная теплота сгорания углеводорода в стандартных условиях, кДж/кг; n и m — число атомов углерода и водорода в молекуле углеводорода; B — постоянная для данного гомологического ряда (табл. 6.6).

Расчет по уравнениям (6.2) и (6.3) дает весьма точные результаты. Погрешность расчета менее 0,5 %, и только для отдельных углеводородов она несколько больше, что связано, вероятно, с неточным экспериментальным определением теплоты сгорания.

Для вычисления низшей теплоты сгорания углеводородов рекомендуется уравнение

$$\tilde{Q}_{н} = \tilde{Q}_{в} - 22\,020m, \qquad (6.4)$$

где $\tilde{Q}_{н}$ и $\tilde{Q}_{в}$ — низшая и высшая мольная теплота сгорания углеводорода в стандартных условиях, кДж/кмоль; m — число атомов водорода в молекуле углеводорода.

Теплота сгорания многокомпонентных топлив. Для природного, нефтяного и нефтезаводских газов, а также вырабатываемых из них товарных продуктов: сжиженного и сжатого природного газа, сжиженного нефтяного газа, ШФЛУ, АСКТ и других аналогичных продуктов — наиболее простым и доступным способом определения теп-

лоты сгорания является вычисление ее как суммы теплот сгорания входящих в состав газа индивидуальных химических соединений:

$$Q = \sum_{i=1}^{N} Q_i \frac{X_i M_i}{\sum_{i=1}^{N} X_i M_i} = \sum_{i=1}^{N} g_i Q_i, \qquad (6.5)$$

где Q и Q_i — удельная теплота сгорания топлива и i-го компонента соответственно, кДж/кг; X_i и g_i — мольная и массовая доля i-го компонента; M_i — молекулярная масса i-го компонента.

Для газообразных продуктов широко используются данные по объемной теплоте сгорания Q'. Именно эта величина определяется расчетным методом по ГОСТ 22667—82 по приведенному в стандарте уравнению

$$Q' = \sum_{i=1}^{N} Q_i' r_i, \qquad (6.6)$$

где Q' и Q_i' — объемная теплота сгорания (высшая или низшая) газовой смеси и i-го компонента, кДж/м^3; r_i — объемная доля i-го компонента в газе.

В ГОСТ приведены рекомендуемые значения Q_i' (при 20 °С и давлении 0,101325 МПа, а также при 0 °С и том же давлении) основных горючих компонентов углеводородных газов (табл. 6.4), вычисленные с учетом коэффициента сжимаемости.

Для расчетов, не требующих высокой точности, низшую объемную теплоту сгорания природных газов можно определять по известной высшей по уравнениям, рекомендованным в ГОСТ 10062—75:

для сухого природного газа (без учета содержания влаги)

$$Q_{\text{н}}^{\text{с}} = 0{,}905 Q_{\text{в}}^{\text{с}}; \qquad (6.7)$$

для сухого нефтяного газа

$$Q_{\text{н}}^{\text{с}} = 0{,}9152 Q_{\text{в}}^{\text{с}}; \qquad (6.8)$$

для перехода к рабочим условиям с учетом влажности газа

$$Q_{\text{в(н)}}^{\text{р}} = Q_{\text{в(н)}}^{\text{с}} (1 - 1{,}3356 W), \qquad (6.9)$$

где W — влажность газа при 20 °С и давлении 0,101325 МПа, кг/м^3.

Для расчетного определения теплоты сгорания неидентифицированных топлив предложено большое число эмпирических уравнений.

Они основаны на связи теплоты сгорания с элементным составом, плотностью, анилиновой точкой, показателем преломления и другими физико-химическими свойствами топлива.

Для природного газа и продуктов его переработки при неизвестном компонентном составе ГОСТ 30319.1—96 допускается определение удельной объемной теплоты сгорания при 20 °С по уравнениям:

$$Q'_в = 92{,}819(0{,}51447\rho_с + 0{,}05603 - 0{,}65689x_а - x_у); \quad (6.10)$$

$$Q'_н = 85{,}453(0{,}52190\rho_с + 0{,}04242 - 0{,}65197x_а - x_у), \quad (6.11)$$

где $Q'_в$ и $Q'_н$ — высшая и низшая теплота сгорания, кДж/м^3; $\rho_с$ — плотность газа при 20 °С и давлении 0,101325 МПа, кг/м^3; $x_а$ и $x_у$ — мольные доли азота и диоксида углерода в газе соответственно.

Высшая теплота сгорания природных газов в зависимости от их плотности ρ и содержания инертных газов $C_{ин}$ может быть с достаточной для технических целей точностью определена по номограмме, приведенной на рис. 6.3. Для определения теплоты сгорания соединяют вертикальной линией точку на оси абсцисс, соответствующую

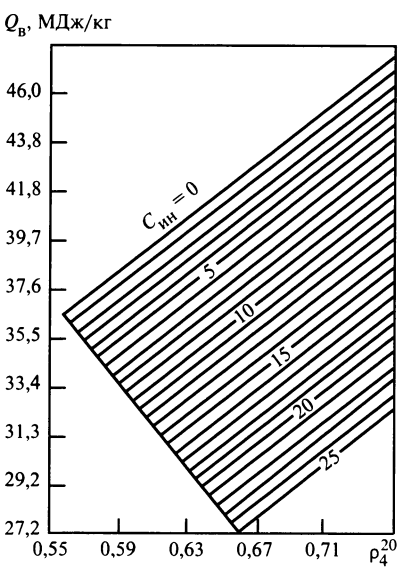


Рис. 6.3. Зависимость высшей теплоты сгорания $Q_в$ природных газов от их относительной плотности ρ_4^{20} и содержания инертных газов $C_{ин}$, % (об.)

относительной плотности газа при 20 °С и давлении 0,101 МПа, с прямой, соответствующей известному содержанию инертных компонентов ($N_2 + CO_2$). Ордината точки пересечения показывает значение теплоты сгорания.

Дополнительную информацию о методах теплотехнических расчетов и эффективного использования топлива можно найти в [6.4, 6.25—6.27, 6.30].

6.2. Теплопроизводительность

Теплопроизводительность характеризует энергетические возможности горючей смеси с учетом эффективности ее сгорания и определяется соотношением

$$H_н = Q_н \eta_г / (1 + \alpha L_0), \qquad (6.12)$$

где $H_н$ — теплопроизводительность горючей смеси, кДж/кг; $Q_н$ — низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг; L_0 — стехиометрический коэффициент, кг окислителя / кг топлива; α — коэффициент избытка окислителя; $\eta_г$ — коэффициент полноты сгорания топлива.

Для вычисления теплопроизводительности многокомпонентных смесей известного химического состава можно использовать уравнение

$$H_н = \eta_г \sum_{i=1}^{N} (Q_{нi} g_i) \Big/ \left(1 + \alpha \sum_{i=1}^{N} (L_{0i} g_i)\right), \qquad (6.13)$$

где $Q_{нi}$ — низшая теплота сгорания i-го компонента; g_i — массовая доля i-го компонента; L_{0i} — стехиометрический коэффициент i-го компонента.

Расчетные значения теплопроизводительности углеводородо-воздушных и углеводородно-кислородных смесей приведены в табл. 6.7. Низшая теплопроизводительность смесей тем ниже, чем больше в них парафиновых углеводородов.

6.3. Теплота плавления и испарения

Теплота плавления. Изменение *энтальпии* (теплосодержания) вещества при переходе его из твердой фазы в жидкую представляет собой теплоту плавления. Она зависит от кристаллической структуры вещества в твердой фазе. Значения теплоты плавления углеводородных компонентов природного и нефтяного газов приведены в табл. 6.8.

По данным авторов книги корректные значения теплоты плавления получаются по уравнению

$$\Delta H_{пл} = 10{,}35(T_{пл}/M)(2{,}73 + 10^{0{,}0032M}), \qquad (6.14)$$

где $\Delta H_{пл}$ — теплота плавления, кДж/кг; $T_{пл}$ — температура плавления, К; M — молекулярная масса.

Для приближенной оценки теплоты плавления можно использовать соотношение [6.9]

$$\Delta \tilde{H}_{пл} = aT_{пл}, \qquad (6.14а)$$

где $\Delta \tilde{H}_{пл}$ — теплота плавления, кДж/кмоль; a — множитель, который для органических соединений находится в пределах 54 ± 12.

Теплота испарения. Теплота, поглощенная жидкостью в процессе превращения ее при постоянном давлении и температуре в насыщенный пар, называется теплотой испарения. Она зависит от давления, при котором происходит испарение жидкости. Чем выше давление, тем меньше теплота испарения. В критической точке теплота испарения равна нулю.

Данные о теплоте испарения индивидуальных углеводородов при нормальной температуре кипения и температуре 25 °С приведены в табл. 6.9, а в зависимости от температуры — в табл. 6.10—6.14. В табл. 6.15 приведены данные по теплоте испарения спиртов.

Общим свойством теплоты испарения углеводородов при нормальной температуре кипения является уменьшение ее с увеличением числа атомов углерода в молекуле (рис. 6.4). При данном числе атомов углерода n в молекуле теплота испарения уменьшается при переходе от ароматических к ацетиленовым и нафтеновым углеводородам; наименьшие и приблизительно равные значения теплоты испарения имеют углеводороды парафинового и олефинового рядов. В любом гомологическом ряду изомерные углеводороды по сравнению с углеводородами нормального строения с той же молекулярной массой имеют более низкую теплоту испарения; максимальное ее уменьшение может достигать 40 кДж/кг.

Смеси, состоящие из нескольких компонентов, переходят из одного агрегатного состояния в другое не при одной температуре, как в случае чистых компонентов, а в каком-то интервале температур (в изобарическом процессе) или в каком-то диапазоне изменения давления (в изотермическом процессе). Количество теплоты, необходимой для полного испарения смеси, определяется как разность энтальпий смеси в паровой фазе при температуре точки росы (температура,

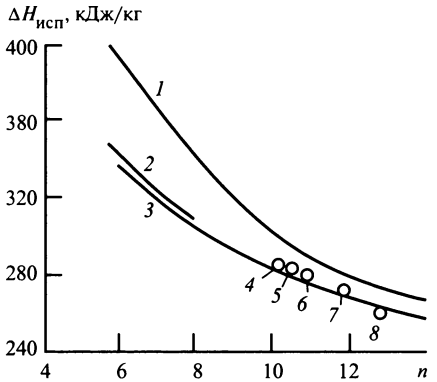


Рис. 6.4. Зависимость теплоты испарения $\Delta H_{исп}$ углеводородов нормального строения и реактивных топлив от числа атомов углерода n в молекуле при p = = 0,101 МПа [5.27]:

1 — ароматические; *2* — олефиновые и нафтеновые; *3* — парафиновые углеводороды; *4* — ТС-1; *5* — РТ; *6* — Т-1; *7* и *8* — Т-6 (разные сорта)

при которой из пара появляется первая капля жидкости) и заданном давлении и той же смеси в жидкой фазе при температуре начала закипания (температура, при которой появляется первый пузырек пара) при том же давлении. Но это количество теплоты строго нельзя назвать теплотой испарения смеси, так как при фазовом переходе в этом интервале температур происходит подогрев компонентов, которые еще не испарились, и пара, который уже образовался; при этом один и тот же компонент находится и в жидкой фазе, и в паровой (только в разных количествах).

Для технических целей при определении теплоты испарения смеси пользуются усредненным значением, полученным экспериментально или вычисленным по свойствам компонентов смеси, либо принимают смесь условно за индивидуальное вещество со свойствами, близкими к средним показателям смеси.

Для расчета теплоты испарения индивидуальных углеводородов и многокомпонентных топлив рекомендуется использовать уравнение [6.6]

$$\Delta H_{исп} = \Delta H_{исп.кип}\left[(T_{кр} - T)/(T_{кр} - T_{кип})\right]^n, \qquad (6.15)$$

где $\Delta H_{исп}$ и $\Delta H_{исп.кип}$ — теплота испарения при температурах T и $T_{кип}$ соответственно; $T_{кип}$ — температура кипения, К, при р = 0,101 МПа;

для многокомпонентных топлив $T_{кип}$ соответствует температуре выкипания 50 % (об.) навески топлива; n — показатель степени, он примерно равен 0,4; для *н*-бутана $n = 0{,}38$, для изобутана $n = 0{,}36$; $T_{кр}$ — критическая температура, К.

Уравнение (6.15) подтверждается графической зависимостью, представленной на рис. 6.5.

Весьма надежные результаты получаются при определении теплоты испарения углеводородов и топлив по теплоте испарения эталонного вещества. Этот метод основан на том, что для двух веществ при температурах, равноудаленных от соответствующих критических температур, отношение теплоты испарения постоянно [6.9].

Из этого положения следует:

$$\Delta H_{исп} = \Delta H_{исп1}\Delta H_{исп.э1} / \Delta H_{исп.э} = K\Delta H_{исп.э1}, \qquad (6.16)$$

где $\Delta H_{исп}$ и $\Delta H_{исп1}$ — теплота испарения исследуемого вещества при температурах t и t_1 соответственно; K — коэффициент, равный $\Delta H_{исп1}/\Delta H_{исп.э}$; $\Delta H_{исп.э}$ и $\Delta H_{исп.э1}$ — теплота испарения эталонного вещества при температурах $t_э$ и $t_{э1}$ соответственно.

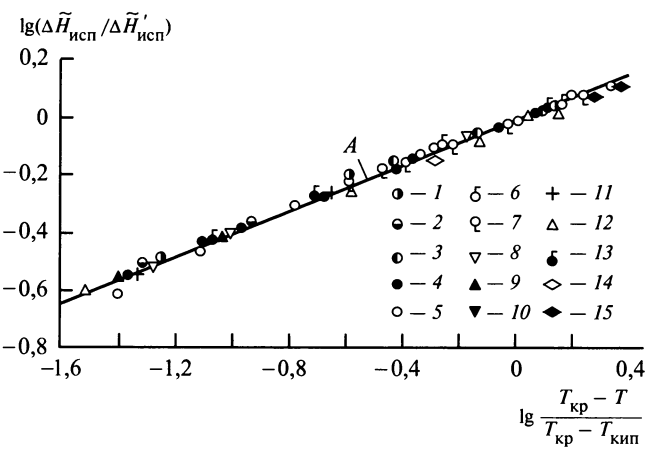


Рис. 6.5. Зависимость относительной мольной теплоты испарения $\lg(\Delta\tilde{H}_{исп}/\Delta\tilde{H}'_{исп})$ от $\lg[(T_{кр} - T)/(T_{кр} - T_{кип})]$ [6.6]:

A — по уравнению (6.15); *1* — этан; *2* — пропан; *3* — бутан; *4* — пентан; *5* — этилен; *6* — пропилен; *7* — бутилен; *8* — метилацетилен; *9* — циклопропан; *10* — циклобутан; *11* — бензол; *12* — этанол; *13* — этиловый эфир; *14* — бензин Б-70; *15* — топливо Т-1

Температуры $t_э$ и $t_{э1}$ определяются соотношениями:

$$t_э = t_{кр.э} - t_{кр} + t_1; \quad t_{э1} = t_{кр.э} - t_{кр} + t, \tag{6.17}$$

где $t_{кр}$ и $t_{кр.э}$ — критические температуры исследуемого и эталонного веществ.

В качестве эталонного вещества целесообразно принимать воду. Средняя погрешность расчета вплоть до $t_{кр}$ составляет не более ±2 %. Значения теплоты испарения воды приведены в табл. 6.16.

Расчетные уравнения для определения коэффициента K применительно к углеводородам различных гомологических групп приведены ниже [6.9]:

$$\left.\begin{array}{l} C_nH_{2n+2} \text{ парафиновые } 0{,}50 + 0{,}08(n-2) \text{ при } n = 2 \div 8; \\ C_nH_{2n+2} \text{ изопарафиновые } 0{,}64 + 0{,}08(n-4) \text{ при } n = 4 \div 8; \\ C_nH_{2n} \text{ олефиновые } 0{,}515 + 0{,}075(n-2) \text{ при } n = 2 \div 8; \\ C_nH_{2n} \text{ нафтеновые } 0{,}64 + 0{,}06(n-3) \text{ при } n = 3 \div 8. \end{array}\right\} \tag{6.18}$$

Коэффициент K для CH_4, C_2H_2, C_6H_6, $C_{10}H_{22}$ равен соответственно: 0,354; 0,538; 0,827 и 1,06.

Для приближенного расчета теплоты испарения многокомпонентных смесей может быть рекомендовано уравнение, которое получено в предположении, что теплота испарения смеси представляет собой сумму значений теплоты испарения углеводородов, входящих в состав топлива:

$$\Delta H_{исп} = \sum_{i=1}^{N} \Delta H_{исп\,i}\, g_i \tag{6.19}$$

или

$$\Delta H'_{исп} = \sum_{i=1}^{N} \Delta H'_{исп\,i}\, r_i, \tag{6.20}$$

где $\Delta H_{исп}$ и $\Delta H_{исп\,i}$ — теплота испарения смеси и i-го компонента соответственно, кДж/кг; g_i — массовая доля i-го компонента; $\Delta H'_{исп}$ и $\Delta H'_{исп\,i}$ — теплота испарения единицы объема смеси и i-го компонента соответственно, кДж/м^3; r_i — объемная доля i-го компонента.

6.4. Теплоемкость. Показатель адиабаты

Теплоемкость — отношение количества теплоты, сообщаемой веществу в термодинамическом процессе, к изменению его температуры. Теплоемкость вещества в разных процессах изменения его

состояния может меняться от положительного значения (изотермический процесс с подводом тепла) до отрицательного (изотермический процесс с отводом тепла). В адиабатическом процессе теплоемкость равна нулю.

Различают изобарную и изохорную теплоемкости, они связаны соотношением

$$c_p = c_v + \frac{\tilde{R}}{M}, \tag{6.21}$$

где c_p и c_v — изобарная и изохорная теплоемкости, кДж/(кг · К); $\tilde{R}$ — универсальная газовая постоянная, равная 8,31451 кДж/(кмоль · К); M — молекулярная масса.

Зависимости удельных теплоемкостей углеводородов от температуры показаны на рис. 6.6—6.8.

При заданной температуре теплоемкость углеводородов в жидком состоянии убывает, а паров возрастает по мере увеличения массы молекулы углеводорода. При заданном числе атомов углерода в моле-

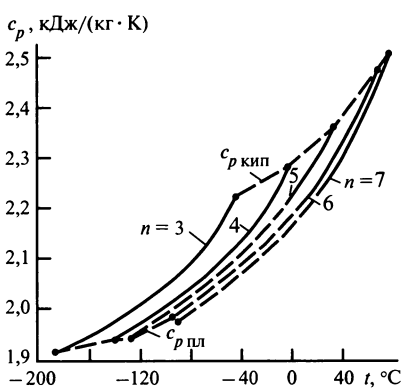


Рис. 6.6. Зависимость удельной изобарной теплоемкости c_p нормальных парафиновых углеводородов от температуры [1.1]:

$c_{p\,пл}$ — теплоемкость при температуре плавления; $c_{p\,кип}$ — теплоемкость при температуре кипения; n — число атомов углерода в молекуле

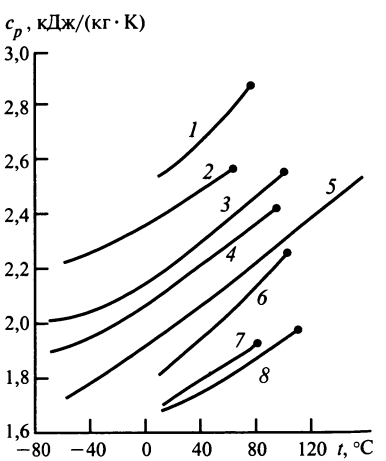


Рис. 6.7. Зависимость удельной изобарной теплоемкости c_p углеводородов, спиртов, топлив от температуры [1.1]:

1 — этанол; *2* — метанол; *3* — гептан; *4* — гептен; *5* — топливо ТС-1; *6* — метилциклогексан; *7* — бензол; *8* — толуол; • — c_p при температуре кипения

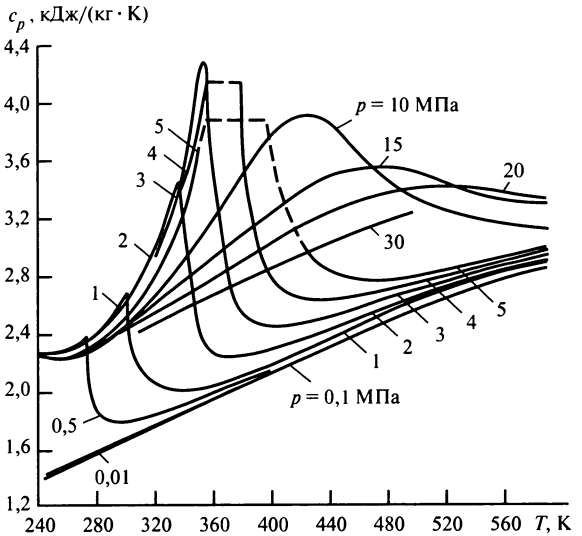


Рис. 6.8. Зависимость удельной изобарной теплоемкости c_p пропана от температуры по изобарам [1.1]

куле пары парафиновых углеводородов имеют наибольшую теплоемкость, а ароматических — наименьшую. Нафтеновые углеводороды занимают промежуточное положение. Изомерные углеводороды имеют меньшую теплоемкость по сравнению с углеводородами нормального строения.

Теплоемкость многокомпонентных топлив зависит от углеводородного и фракционного состава. Чем больше в топливе парафиновых и олефиновых и меньше ароматических углеводородов, тем выше теплоемкость топлива. Следует иметь в виду, что теплоемкость любого вида топлива (если это не индивидуальный углеводород) не остается строго постоянной величиной из-за различий в составе топлива. Однако влиянием изменения химического и фракционного состава на теплоемкость в пределах одного сорта топлива можно пренебрегать, так как расхождение значений обычно меньше, чем при экспериментальном ее определении.

Зависимость теплоемкости жидких углеводородов от давления пренебрежимо мала при температурах значительно ниже критической.

На базе индивидуальных углеводородов могут быть получены топлива самого разнообразного компонентного состава. Все композиции обследовать экспериментально не представляется возможным,

поэтому на практике часто используют расчетные значения теплоемкости.

Один из наиболее точных методов расчетного определения *теплоемкости жидких индивидуальных углеводородов* основан на учете вклада в теплоемкость определенных групп атомов [6.11]. Вклад группы в теплоемкость углеводорода определяется по полиному

$$c_{p\text{гр}} = (A + BT + CT^2 + DT^3)\frac{4{,}1868}{M}. \qquad (6.22)$$

Теплоемкость углеводорода определяется как сумма вкладов в теплоемкость всех групп атомов, из которых состоит вещество. Составы некоторых групп углеводородов и их коэффициенты для полинома (6.22) приведены в табл. 6.17. Состав парафиновых и изопарафиновых углеводородов, входящих в природный и нефтяной газы, по группам приведен в табл. 6.18.

Определение теплоемкости c_{pi} i-го компонента производится следующим образом: для компонента определяется его групповой состав, затем для каждой группы по полиному (6.22) определяется вклад группы в общую теплоемкость компонента. Затем все вклады в теплоемкость суммируются:

$$c_{pi} = \sum_{i=1}^{N} c_{p\text{гр}}, \qquad (6.23)$$

где N — число групп.

Среднее отклонение между расчетными значениями по уравнению (6.23) и экспериментально полученными составляет примерно 2,7 / М кДж/(кг · К).

Для расчетного определения изобарной теплоемкости жидких углеродов в зависимости от температуры широко используются степенные многочлены:

$$c_p = \frac{4{,}1868(a + bT + cT^2)}{M} \qquad (6.24)$$

или

$$c_p = \frac{4{,}1868(a_1 + b_1 t + c_1 t^2)}{M}, \qquad (6.25)$$

где c_p — изобарная теплоемкость, кДж/(кг · К); a, b, c и a_1, b_1, c_1 — постоянные, их значения для ряда углеводородов приведены в табл. 6.19.

Для жидких углеводородов и их смесей в узком интервале температур зависимость $c_p = f(t)$ может быть представлена уравнением

$$c_p = c_{p0}(1 + 2at), \tag{6.26}$$

где c_p и c_{p0} — изобарная теплоемкость при температуре t и при 0 °С соответственно; a — опытный коэффициент, который для интервала температур 0—200 °С можно принимать равным 0,001. Такое значение характерно для многих органических соединений [6.6].

Теплоемкость смесей жидких углеводородов подчиняется правилу аддитивности и определяется по соотношению

$$c_p = \sum_{i=1}^{N} c_{pi} g_i, \tag{6.27}$$

где c_p и c_{pi} — теплоемкость смеси и i-го компонента; g_i — массовая доля i-го компонента.

Для определения истинной мольной теплоемкости *паров углеводородов* в широком интервале температур при атмосферном давлении можно использовать уравнения [6.12]:

для нормальных парафиновых углеродов

$$\tilde{c}_p = \tilde{c}'_p + 51{,}42657(m + 4 - 2n)n^{-1}(n + 1)^{-2}\mathrm{e}^{-0{,}007T}, \tag{6.28}$$

где

$$\tilde{c}'_p = -7{,}709155 + 34{,}633 \cdot 10^{-3}T - 66{,}863 \cdot 10^{-7}T^2 - \\ - 0{,}486 \cdot 10^{-9}T^3 + (1{,}8016 + 88{,}509 \cdot 10^{-3}T - \\ - 489{,}646 \cdot 10^{-7}T^2 + 10{,}474 \cdot 10^{-9}T^3)n; \tag{6.29}$$

для нафтеновых углеводородов

$$\tilde{c}_p = -69{,}312 + 0{,}586n_0 + 702{,}629 \cdot 10^{-3}T - 4035{,}280 \cdot 10^{-7}T^2 + \\ + 86{,}470 \cdot 10^{-9}T^3 + (1{,}8016 + 88{,}509 \cdot 10^{-3}T - 48\,964{,}63 \cdot 10^{-7}T^2 + \\ + 10{,}475 \cdot 10^{-9}T^3)z + 79{,}375n_0\mathrm{e}^{-0{,}001n_0^2T}. \tag{6.30}$$

В уравнениях (6.28), (6.29) и (6.30): $\tilde{c}_p$ и $\tilde{c}'_p$ — мольные теплоемкости, кДж/(кмоль · К); T — температура, К; n и m — число атомов углерода и водорода в молекуле; z — число углеродных атомов в

неразветвленной углеродной цепочке молекулы; n_0 — число атомов углерода в кольце молекулы.

Теплоемкость циклоалканов, рассчитанная по уравнению (6.30), завышена, она должна быть уменьшена на величину $\Delta\tilde{c}_p = 0{,}0980 n_0^{-1} \times \times (n_0 - 2)T^{2/3}$.

Найденные тем или иным способом значения теплоемкости газов при разных температурах аппроксимируются обычно уравнением

$$c_p = 4{,}1868(a + bT + cT^2)/M, \qquad (6.31)$$

где c_p — изобарная теплоемкость, кДж/(кг · К); M — молекулярная масса; a, b, c — постоянные, их значения приведены в табл. 6.20.

Теплоемкость газов (*паров*) существенно зависит от давления. Ее определяют как сумму теплоемкости вещества в идеальногазовом состоянии и поправки на давление, т.е.

$$c_p = c_p^0 - \Delta c_p, \qquad (6.32)$$

где c_p^0 — изобарная теплоемкость вещества в идеальногазовом состоянии (обычно при атмосферном давлении), кДж/(кг · К); Δc_p — поправка на давление, она может быть определена по табл. 6.21.

Для вычисления истинной изобарной теплоемкости углеводородов в идеальногазовом состоянии используют уравнение в виде степенного многочлена

$$c_p^0 = A + BT + CT^2 + DT^3 \qquad (6.33)$$

или

$$c_p^0 = \sum_{i=1}^{i=n} a_i (T/100)^i, \qquad (6.34)$$

где A, B, C, D — постоянные для данного вещества и интервала температур, их значения для углеводородов приведены в табл. 6.22 и 6.23. Для метана, этана, пропана, *н*-бутана и изобутана при вычислении c_p^0 по уравнению (6.33) лучше пользоваться постоянными, приведенными в табл. 6.23. При этом погрешность расчета для метана составляет 1 % в интервале температур 90—300 К и 2 % для интервала 300—1000 К; для пропана уравнение (6.33) можно использовать в интервале температур 100—1000 К [6.14].

В уравнении (6.34) a_i — постоянная для данного вещества. Для пропана a_i имеет следующие значения [6.31]: $a_0 = 0{,}8929236$, $a_1 = -1{,}034171$, $a_2 = 2{,}457288$, $a_3 = -2{,}242043$, $a_4 = 1{,}162396$, $a_5 = -0{,}361350$, $a_6 = 0{,}6889628 \cdot 10^{-1}$, $a_7 = -0{,}7903528 \cdot 10^{-2}$, $a_8 = 0{,}5008473 \cdot 10^{-3}$, $a_9 = -0{,}1346702 \cdot 10^{-4}$. Средняя квадратичная погрешность аппроксимации в диапазоне температур от 50 до 800 К составляет 0,02 %, максимальная 0,07 %.

Изохорную теплоемкость реального газа можно вычислить, преобразовав с учетом влияния на нее давления уравнение (6.21),

$$c_v = c_p^0 - (1 - \Delta c_v)\widetilde{R}/M, \qquad (6.35)$$

где c_p^0 — изобарная теплоемкость вещества в идеальногазовом состоянии, кДж/(кг · К); $\widetilde{R}$ — универсальная газовая постоянная, кДж/(кмоль · К); M — молекулярная масса; Δc_v — поправка к теплоемкости на давление, определяется по табл. 6.21.

Изобарная теплоемкость смеси газов в идеальногазовом состоянии вычисляется по уравнению, аналогичному уравнению (6.27).

Показатель адиабаты представляет собой отношение теплоемкости при постоянном давлении к теплоемкости при постоянном объеме, т.е. изобарной теплоемкости к изохорной:

$$k = c_p/c_v = 1 + \widetilde{R}/(c_v M) = 1 + \mathrm{R}_0/c_v, \qquad (6.36)$$

где $\widetilde{R}$ и R_0 — универсальная, кДж/(кмоль · К) и удельная, кДж/(кг · К), газовые постоянные; c_p и c_v — изобарная и изохорная теплоемкости, кДж/(кг · К).

Углеводороды с одним и тем же числом атомов углерода в молекуле по показателю адиабаты различаются несущественно; наибольшее значение имеют ароматические и наименьшее — парафиновые углеводороды. Во всех гомологических рядах показатель адиабаты уменьшается при увеличении числа атомов углерода в молекуле.

Зависимости показателя адиабаты от температуры для углеводородов парафинового ряда показаны на рис. 6.9 и 6.10.

Сводные данные по теплоемкости индивидуальных углеводородов, получаемых из природного и нефтяного газов, в жидком и газообразном состояниях приведены в табл. 6.24—6.38.

Сводные данные по показателю адиабаты для углеводородов парафинового ряда представлены в табл. 6.39 и 6.40.

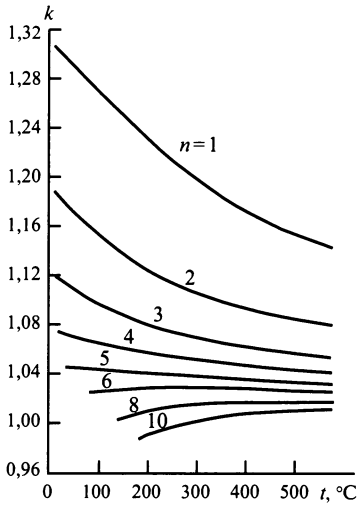


Рис. 6.9. Зависимость показателя адиабаты паров нормальных парафиновых углеводородов от температуры при p = = 0,101 МПа:

n — число атомов углерода в молекуле

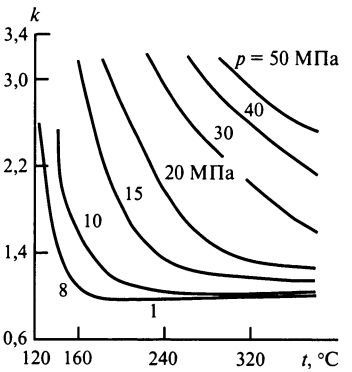


Рис. 6.10. Зависимость показателя адиабаты паров пропана C_3H_8 от температуры по изобарам [1.1]

Дополнительные сведения о термодинамических свойствах углеводородных топлив и их компонентов можно найти в [6.3, 6.22, 6.23, 6.28, 6.29].

6.5. Хладоресурс

Хладоресурс характеризует потенциальные возможности топлива поглощать теплоту при использовании его в качестве охлаждающей среды (хладагента) в теплообменных устройствах. В численном выражении хладоресурс равен изменению полной энтальпии топлива в заданном интервале температур и определяется

$$H_{\text{хр}} = H_t - H_{t0}, \qquad (6.37)$$

где $H_{\text{хр}}$ — хладоресурс топлива при изменении температуры от t_0 до t, кДж/кг; H_t и H_{t0} — энтальпия топлива, отсчитанная от температуры 0 К и отнесенная к 1 кг вещества при температурах t и t_0 соответственно, кДж/кг.

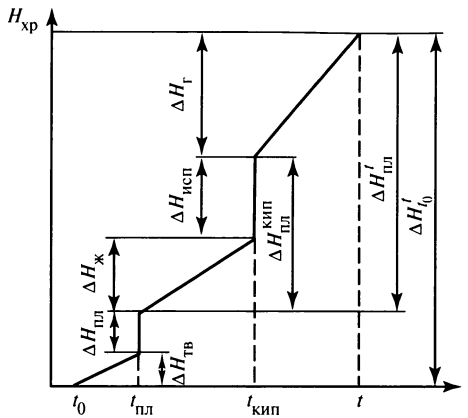


Рис. 6.11. Зависимость хладоресурса $H_{хр}$ от температуры t:

$\Delta H_{тв}$ — приращение энтальпии топлива в твердом состоянии при изменении температуры от t_0 до температуры плавления $t_{пл}$; $\Delta H_{пл}$ — теплота плавления; $\Delta H_ж$ — приращение энтальпии жидкого топлива при изменении температуры от $t_{пл}$ до температуры кипения $t_{кип}$; $\Delta H_{исп}$ — теплота испарения; $\Delta H_г$ — приращение энтальпии паров топлива при изменении температуры от $t_{кип}$ до температуры t

Хладоресурс складывается из теплоты перехода топлива из одного агрегатного состояния в другое и теплоты нагрева его в каждом агрегатном состоянии:

$$[H_{хр}]_{t_0}^{t} = [\Delta H_{тв}]_{t_0}^{t_{пл}} + \Delta H_{пл} + [\Delta H_ж]_{t_{пл}}^{t_{кип}} + \Delta H_{исп} + [\Delta H_г]_{t_{кип}}^{t}. \quad (6.38)$$

Условные обозначения, принятые для отдельных составляющих хладоресурса, приведены на рис. 6.11.

Хладоресурс, вычисленный по уравнению (6.38), называют еще физическим в отличие от хладоресурса с учетом расхода теплоты на эндотермические реакции разложения топлива при высоких температурах. Расчетные данные по хладоресурсу индивидуальных углеводородов приведены в табл. 6.41 и 6.42, а для метана еще и на рис. 6.12.

Хладоресурс индивидуальных углеводородов в жидком состоянии в интервале от температуры плавления до температуры кипения при атмосферном давлении (рис. 6.13) возрастает по всем гомологическим рядам при увеличении числа атомов углерода в молекуле. При $n \geq 10$ углеводороды с одинаковым числом атомов углерода в молекуле имеют практически одинаковый хладоресурс. Учет теплоты

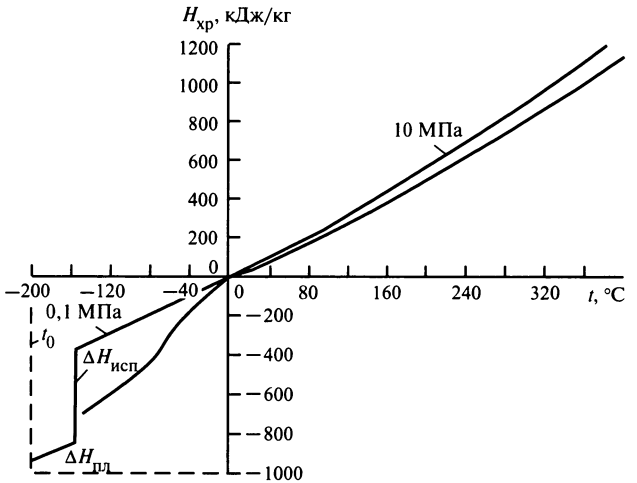


Рис. 6.12. Зависимость хладоресурса $H_{t_0}^{t}$ метана от температуры при давлениях 0,1 и 10 МПа [6.29]:

$\Delta H_{пл}$ — теплота плавления; $\Delta H_{исп}$ — теплота испарения

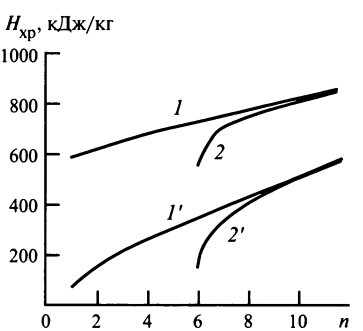


Рис. 6.13. Зависимость хладоресурса углеводородов в жидком состоянии, отсчитанного от температуры плавления без учета ($\Delta H_{ж}$) и с учетом ($\Delta H_{пл}^{кип}$) теплоты испарения от числа атомов углерода *n* в молекуле [6.29]:

1, 1′ — парафиновые C_nH_{2n+2}; 2, 2′ — ароматические C_nH_{2n-6} углеводороды

испарения не вносит принципиальных изменений в относительное расположение углеводородов по хладоресурсу.

У парафиновых углеводородов в жидком состоянии без учета и с учетом теплоты испарения при увеличении молекулярной массы хладоресурс повышается как на единицу массы, так и на единицу объема.

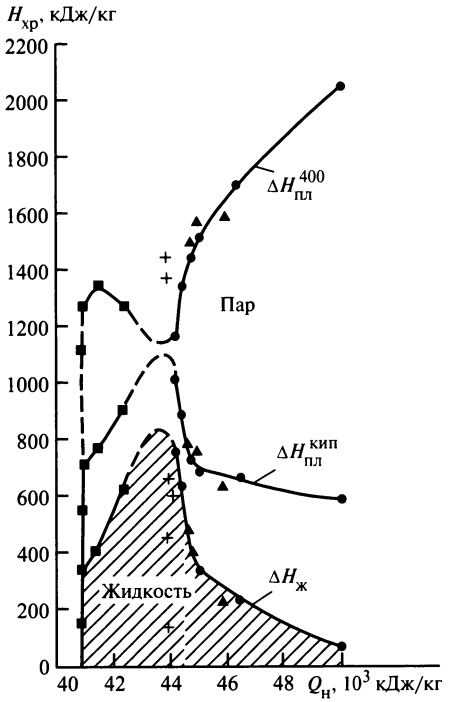


Рис. 6.14. Зависимость хладоресурса $H_{пл}^{t}$ углеводородов (отсчитанного от температуры плавления) от низшей теплоты сгорания $Q_н$ [6.29]:

$\Delta H_ж$, $\Delta H_{пл}^{кип}$, $\Delta H_{пл}^{400}$ (см. рис. 6.11); ● — парафиновые; ▲ — олефиновые; + — нафтеновые; ■ — ароматические углеводороды

Представляет определенный интерес зависимость удельного хладоресурса от низшей теплоты сгорания (рис. 6.14). В жидком состоянии с учетом и без учета теплоты испарения наибольший хладоресурс имеют углеводороды с теплотой сгорания примерно 43 700 кДж/кг. Хладоресурс же углеводородов с учетом нагрева паров проходит через минимум при указанной выше теплоте сгорания. При этом у парафиновых и олефиновых углеводородов по мере увеличения теплоты сгорания возрастает и хладоресурс.

Хладоресурс многокомпонентных топлив может быть рассчитан по показателю аддитивности:

$$[H_{хр}]_{t_0 см}^{t} = \sum_{i=1}^{N} (H_{ti} - H_{t_0 i}) g_i \qquad (6.39)$$

или

$$[H_{\text{хр}}]^{t}_{t_0\text{см}} = \sum_{i=1}^{N} \Delta H^{t}_{t_0 i} g_i \qquad (6.40)$$

в том случае, когда известен компонентный состав топлива, или по уравнению (6.37) или (6.38) с использованием табличных данных по усредненным значениям энтальпии, теплоты плавления и испарения топлива.

Обширные данные по энтальпии углеводородов и топлив на их основе, а также по методам расчета этой термодинамической характеристики приведены в [6.29, 6.30]. Там же приведены аналогичные данные по другой важной термодинамической характеристике — энтропии.

Список литературы к разделу 6

6.1. **Линчевский В.П.** Топливо и его сжигание. — М.: Металлургиздат, 1959. — 400 с.

6.2. **Физико-химические** свойства индивидуальных углеводородов (рекомендуемые значения): Справочник / Под ред. В.М. Татевского. — М.: Гостоптехиздат, 1960. — 412 с.

6.3. **Варгафтик Н.В. и др.** Теплотехнические свойства веществ. — М.: Госэнергоиздат, 1956. — 367 с.

6.4. **Чертков Я.Б.** Современные и перспективные углеводородные реактивные и дизельные топлива. — М.: Химия, 1968. — 356 с.

6.5. **Reid R.C., Prausnitz J.M., Sherwood T.K.** The Properties of Gases and Liquids. 3d Edition. Me Grow – Hill Book Company, 1977. — P. 215—217.

6.6. **Дубовкин Н.Ф.** Справочник по углеводородным топливам и их продуктам сгорания. — М.-Л.: Госэнергоиздат, 1962. — 288 с.

6.7. **Воляк Л.Д.** // Теплоэнергетика, 1957. № 7. — С. 33—38.

6.8. **Вукалович М.П., Зубарев В.Н., Дзалеков Б.В.** // Теплоэнергетика, 1960. № 2. — С. 70. № 10. — С. 63.

6.9. **Карапетьянц М.Х.** Химическая термодинамика. — М.-Л.: Химия, 1975. — 583 с.

6.10. **Вукалович М.П., Ривкин С.Л., Александров А.А.** Таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара. — М.: Стандартиздат, 1969. — 408 с. (см. также Ривкин С.Л., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. — 2-е изд. — М.: Энергоиздат, 1984. — 80 с.).

6.11. **Рид Р., Шервуд Т.** Свойства газов и жидкостей : Пер. с англ / под ред. В.Б.Кочана. — Л.: Химия, 1971. — 702 с.

6.12. **Маслов П.Г.** // ДАН СССР, 1952. Т. 34, № 4—6. ЖФХ. 1953. Т. 23. № 1.

6.13. **Методы** рассчета теплофизических свойств газов и жидкостей. ВНИПИнефть. ТЦ В/О "Нефтехим". — М.: Химия, 1974. — 248 с.

6.14. **Краткий** справочник физико-химических величин. — 5-е изд. / Состав. Н.М. Барон и др.; Под ред. К.П.Мищенко, Л.А.Равделя. — Л.: Химия, 1967. — 184 с.

6.15.**Сычев В.В., Вассерман А.А., Козлов А.Д., Цымарный В.А.** Термодинамические свойства пропана. — М.: Изд. Стандартов, 1989. — 268 с.

6.16. **Таблицы** стандартных справочных данных. Метан жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость при температурах 100—1000 К и давлениях 0,1—100 МПа. ГСССД 18-81. — М.: Изд. Стандартов, 1982. — 11 с.

6.17. **Sage B.H., Lacey W.H.** // Ind. Eng. Chem., 1953. V. 27. — P. 1484.

6.18. **Kemp J.D., Egan C.J.** // J. Am. Chem. Soc., 1938. V. 60, № 7. — P. 1927.

6.19. **Aston J.G., Messerly G.H.** // J. Am. Chem. Soc., 1940. V. 62, № 8. — P. 1918.

6.20. **Bonilla C., Weiner H.** // Trans. ASME., 1956. V. 78, № 6. — P. 1285.

6.21. **Справочник** по теплообменникам. Т. 2. : Пер. с англ. / под ред. О.Г. Мартыненко и др. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — С. 352.

6.22. **GPSA** Engineering Data Book, Gas Processors Supplies Association. – Tulsa. Oklahoma. 1977.

6.23. **Gallant R.W.** Physical Properties of Hydrocarbons. Gulf Publishing Co.: Houston. Texas. 1970. V. 1,2.

6.24. **Смаль Ф.В., Арсенов Е.Е.** Перспективные топлива для автомобилей. — М.: Транспорт, 1979. — 161 с.

6.25. **Равич М.Б.** Упрощенная методика теплотехнических расчетов. — М.: Наука, 1966. — 415 с.

6.26. **Равич М.Б.** Упрощенная методика теплотехнических расчетов. — М.: Изд. АН СССР, 1955. — 219 с.

6.27. **Равич М.Б.** Топливо и эффективность его использования. — М.: Наука, 1971. — 357 с.

6.28. **Вукалович М.П.** Термодинамические свойства газов. — М.: Гостехиздат, 1953.

6.29. **Дубовкин Н.Ф., Брещенко Е.М.** Легкие моторные топлива и их компоненты. — М.: Химия, 1999. — 480 с.

6.30. **Дубовкин Н.Ф., Яновский Л.С., Иванов В.Ф. и др.** Инженерные методы определения физико-химических и эксплуатационных свойств топлив. — Казань: Каз. Н.Ц. РАН. 2000. — 376 с.

6.31. **Пропан** жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоёмкость в диапазоне температур 100:700 К и давлении 0,1:100 МПа. ГСССД 147-90. — М.: Изд. стандартов, 1990.

6.32. **Кессель И.Б, Шурупов С.В., Гриценко А.И. и др.** // Нефтегазовая вертикаль. 2000. № 9. — С. 96—98.

Раздел 7
ХАРАКТЕРИСТИКИ ГОРЕНИЯ

7.1. Стехиометрический коэффициент

Стехиометрический коэффициент — отношение массы окислителя, необходимого для полного сгорания топлива, к массе этого топлива. Смесь топлива с окислителем, состав которой отвечает стехиометрическому коэффициенту, называется стехиометрической.

Стехиометрический коэффициент углеводородных топлив, кг окислителя/ кг топлива, определяется по уравнению

$$L_0 = 8(g_C/3 + g_H)/\psi_к, \qquad (7.1)$$

где g_C, g_H — соответственно массовая доля углерода и водорода в топливе; $\psi_к$ — массовое содержание кислорода в окислителе, для воздуха $\psi_к = 0{,}232$.

Для кислородсодержащих топлив с приведенной формулой $C_nH_mO_k$ стехиометрический коэффициент определяется как

$$L_0 = 8(g_C/3 + g_H - g_0/8)/\psi_к \qquad (7.2),$$

или

$$L_0 = 32(n + m/4 - k/2)/(M_т\psi_к), \qquad (7.3)$$

где $M_т$ — молекулярная масса топлива; n, m и k — число атомов углерода, водорода и кислорода в приведенной формуле топлива.

В теплотехнических расчетах иногда используют стехиометрический коэффициент, выраженный через мольные L_M или объемные L_V единицы измерения, а именно:

$$L_M = M_т L_0/M_0 \qquad (7.4)$$

и

$$L_V = \rho_т L_0 / \rho_0, \tag{7.5}$$

где $M_т$ и M_0 — соответственно молекулярная масса топлива и окислителя; $\rho_т$ и ρ_0 — плотность топлива и окислителя, кг/м^3.

При увеличении числа атомов углерода в молекуле стехиометрический коэффициент уменьшается у парафиновых углеводородов, остается неизменным у олефиновых и нафтеновых и возрастает у ароматических углеводородов. При $n \to \infty$ стехиометрический коэффициент стремится к значению, равному 14,75 кг воздуха / кг топлива.

Значения стехиометрического коэффициента* для газовых и легких углеводородных топлив и спиртов приведены в табл. 7.1.

Избыток (или недостаток) окислителя по отношению к массе его в стехиометрической смеси оценивается коэффициентом избытка окислителя (для топливовоздушных смесей — коэффициентом избытка воздуха):

$$\alpha = G_0 / (L_0 G_т), \tag{7.6}$$

где α — коэффициент избытка окислителя (воздуха); G_0, $G_т$ — масса окислителя и топлива в смеси соответственно.

Горючую смесь, для которой $\alpha < 1$, называют богатой, а при избытке окислителя, т.е. при $\alpha > 1$, — бедной.

7.2. Жаропроизводительность

Максимальную температуру, которую продукты сгорания достигают при полном сгорании топливовоздушной смеси стехиометрического состава, принято называть *жаропроизводительностью*. При этом температура топлива и воздуха принимается равной 0 °С и не учитываются потери тепла на диссоциацию продуктов сгорания.

* Значения стехиометрического коэффициента (мольного) для индивидуальных углеводородов L_M приведены в табл. 7.4, а концентрации углеводородов в смеси стехиометрического состава $C_{стех}$, % (об.) — в табл. 7.5.

Для расчета жаропроизводительности $t_ж$ углеводородовоздушных смесей рекомендуется использовать уравнение [7.1, 7.2]:

$$t_ж = t'\left(0{,}1 + \frac{0{,}9Q_н}{(Q_C g_C + Q_{H_2} g_{H_2})}\right), \qquad (7.7)$$

в котором

$$t' = \frac{t_{жC}}{1 + Q_{H_2} g_{H_2}/(Q_C g_C)} + \frac{t_{жH_2}}{1 + Q_C g_C/(Q_{H_2} g_{H_2})}, \qquad (7.8)$$

где t' — в °С; $Q_н$ — низшая теплота сгорания топлива; Q_C — теплота сгорания углерода в виде графита; Q_{H_2} — низшая теплота сгорания газообразного молекулярного водорода; g_C и g_{H_2}, $t_{жC}$ и $t_{жH_2}$ — массовые доли и жаропроизводительность углерода и молекулярного водорода.

Учитывая, что Q_C = 32 783 кДж/кг, Q_{H_2} = 119 910 кДж/кг, $t_{жC}$ = = 2175 °С, $t_{жH_2}$ = 2235 °С и $g_C + g_{H_2} = 1$, уравнения (7.7) и (7.8) приводим к следующему виду:

$$t_ж = t'\left(0{,}1 + \frac{Q_{H_2}}{36\,425(1 - g_{H_2}) + 133\,233 g_{H_2}}\right), \qquad (7.9)$$

где

$$t' = \frac{2175}{(1 + 3{,}6577 g_{H_2})/(1 - g_{H_2})} + \frac{2235}{1 + 0{,}2734(1 - g_{H_2})/g_{H_2}}. \qquad (7.10)$$

Расчетные значения жаропроизводительности углеводородовоздушных смесей приведены в табл. 7.2, а для газовых и легких моторных топлив — в табл. 7.3.

Различия в жаропроизводительности углеводородов значительны только у первых членов гомологических рядов. При увеличении числа атомов углерода в молекуле различия между углеводородами сглаживаются и при $n \to \infty$ жаропроизводительность углеводородов всех гомологических рядов асимптотически приближается примерно к 2140 °С. Изомеризация углеводородов не сказывается на жаропроизводительности $t_ж$ вследствие того, что теплота изомеризации весьма невелика по сравнению с теплотой сгорания.

Жаропроизводительность углеводородов в газообразном состоянии примерно на 15 °С выше, чем в жидком. При сжигании углеводорода в воздухе, содержащем 1 % влаги по массе, $t_ж$ будет примерно на 40 °С ниже, чем при сжигании его в абсолютно сухом воздухе. Значения $t_ж$ углеводорода в твердом и жидком состоянии примерно одинаковые. Природные газы, содержащие в основном метан и не содержащие влагу, имеют $t_ж \approx 2045$ °С.

Жаропроизводительность многокомпонентных топлив может быть вычислена по уравнению

$$t_ж = Q_н / c_p (L_0 + 1), \tag{7.11}$$

где $t_ж$ — жаропроизводительность топлива, °С; $Q_н$ — низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг; c_p — средняя изобарная теплоемкость, кДж/(кг · °С), продуктов сгорания в интервале температур от 0 °С до $t_ж$; L_0 — стехиометрический коэффициент, кг воздуха/кг топлива.

Если теплота сгорания топлива неизвестна, то с погрешностью менее 1 % жаропроизводительность можно рассчитать по уравнению [7.1]

$$t_ж = 37\,290 Z / c_p, \tag{7.12}$$

где

$$Z = \left[3 - 0{,}608\left(\frac{m}{4n + m}\right)\right] \Big/ \left[\frac{8}{\psi_к} + \frac{12n + m}{4n + m}\right]; \tag{7.13}$$

c_p — средняя изобарная теплоемкость продуктов сгорания, кДж/(кг · °С); $\psi_к$ — массовая доля кислорода в окислителе (для воздуха $\psi_к = 0{,}232$); n и m — число атомов углерода и водорода в приведенной формуле топлива.

7.3. Нормальная скорость распространения пламени

Скорость распространения пламени по горючей смеси зависит от условий ее определения и метода отсчета. Для сравнительной оценки топлив по этой характеристике принята нормальная скорость распространения пламени — линейная скорость перемещения зоны горения по отношению к свежей гомогенной горючей смеси в направлении нормали к фронту пламени. Горение с четко обозначенным фронтом

пламени характерно для условий, когда горючая смесь неподвижна или перемещается ламинарно.

Скорость распространения пламени в таких условиях для заданного состава горючей смеси может рассматриваться как физико-химическая характеристика, которая зависит лишь от давления и температуры.

Существует много методов экспериментального определения нормальной скорости распространения пламени. Наиболее достоверные результаты дает методика, разработанная Дж. Паулингом и А. Эджертоном [7.3]. Эта методика базируется на измерении скорости распространения плоского пламени, получаемого на специальной горелке. Нормальная скорость распространения пламени существенно зависит от условий отвода теплоты в стенки реактора (трубы, горелки, бомбы). Чем больше отвод тепла от зоны горения в стенки реактора, тем значительнее погрешность в определении скорости (рис. 7.1) [7.4, 7.5].

Считается [7.3, 7.6—7.15], что при $T \leq 2300$ К, т.е. когда диссоциация продуктов сгорания мала, скорость распространения пламени определяется в основном механизмом передачи тепла из зоны химических реакций в свежую горючую смесь. При $T > 2700$ К механизм распространения пламени обеспечивается, согласно данным [7.16—7.18], диффузией активных радикалов и атомов из зоны горения в свежую смесь. Экспериментально нормальная скорость распространения пламени определяется по ГОСТ 12.1.044—89. Значения максимальной нормальной скорости распространения пламени в углеводородовоздушных смесях приведены в табл. 7.4.

Зависимость нормальной скорости распространения пламени от концентрации топлива или коэффициента избытка окислителя всегда имеет вид колоколообразной кривой, максимум достигается при $\alpha < 1$ (кроме метана). При температуре 20 °С и давлении 0,101 МПа в углеводородовоздушных смесях максимальная нормальная скорость $u_н^*$ достигается при концентрации топлива в смеси $C_т = 1{,}15C_{стех}$ ($\alpha \approx 0{,}87$). Минимальная (предельная) нормальная скорость распространения пламени и массовая скорость сгорания, достигаемые на концентрационных пределах распространения пламени при этих же температуре и давлении, составляют соответственно $u_{н.п} = 4 \div 6$ см/с и $m_п = (5 \div 7)\ 10^{-3}$ г/(см^2 · с) [7.17, 7.18].

Предельная скорость распространения пламени является функцией размера фронта пламени и скорости потока, поэтому не существует строго постоянных значений $u_{н.п}$ и $m_п$.

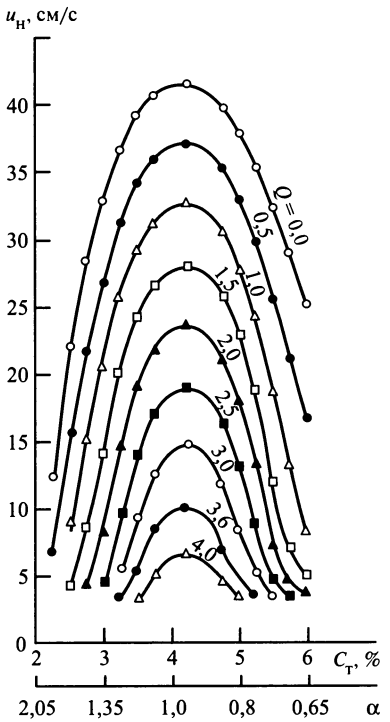


Рис. 7.1. Влияние отвода теплоты из зоны химических реакций на нормальную скорость распространения пламени в пропановоздушной смеси [7.4, 7.5]:
t = 16 °С; p = 0,101 МПа; Q — количество теплоты, отведенной из зоны горения пропана, кДж/см^3 пропана; $C_т$ — концентрация пропана в смеси; α — коэффициент избытка воздуха

В работах [7.14, 7.19] отмечено, что по максимальной нормальной скорости распространения пламени $u_н^*$ углеводороды располагаются в следующий ряд: парафиновые < олефиновые < алкадиеновые с изолированными двойными связями < алкадиеновые с сопряженными двойными связями < ацетиленовые (рис. 7.2) [7.15]. Ароматические углеводороды располагаются на уровне парафиновых и олефиновых.

Парафиновые углеводороды, за исключением метана, имеют $u_н^* = 35 \div 40$ см/с. Откуда следует, что авиационное сконденсированное топливо АСКТ и другие смеси парафиновых углеводородов, не содержащие метан, будут иметь такую же нормальную скорость рас-

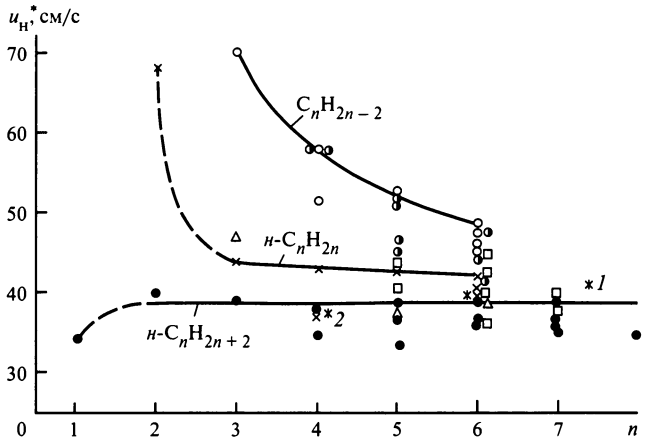


Рис. 7.2. Зависимость максимальной нормальной скорости распространения пламени $u_н^*$ в топливовоздушных смесях от числа атомов углерода n в молекуле углеводорода при t = 20 °С; p = 0,101 МПа, [7.1] (открытая стеклянная трубка: длина 57 см, диаметр 2,5 см; скорость $u_н^*$ определялась по киноснимкам пламени):

• — парафиновые C_nH_{2n+2}; × — олефиновые C_nH_{2n}; Δ — нафтеновые; о — ацетиленовые C_nH_{2n-2} углеводороды; *1* — бензин [7.21]; *2* — бензол [7.5]

пространения пламени. Криогенное метановое топливо, содержащее 92—95 % (об.) метана, будет иметь $u_н^*$ = 32÷34 см/с.

Многокомпонентные топлива типа бензинов имеют максимальную нормальную скорость распространения пламени в пределах 36—38 см/с.

Замещение водорода в молекуле углеводорода метильным радикалом снижает скорость распространения пламени. Циклические углеводороды, содержащие три или четыре атома углерода в кольце, имеют более высокие значения $u_н^*$, чем их алифатические изомеры. Трех- и четырехчленные циклические соединения имеют более высокие значения $u_н^*$, чем пяти- и шестичленные. Поведение небольших колец в циклических углеводородах сходно с поведением двойной связи, тогда как большие кольца похожи на насыщенные соединения.

При отсутствии экспериментальных данных нормальную скорость распространения пламени следует выбирать путем интерполяции значений $u_н$ для смесей, близких по физико-химическим свойствам, или использовать эмпирические уравнения. Простые и

удобные уравнения для этой цели предложены А.С. Предводителевым [7.7]

$$\left.\begin{aligned} u_н &= u_{н.п} + A(C_т - C_н)(C_в - C_т); \\ m &= m_п + B(C_т - C_н)(C_в - C_т), \end{aligned}\right\} \qquad (7.14)$$

где $u_н$ — нормальная скорость распространения пламени, см/с; m — массовая скорость сгорания смеси, г/(см^2 · с); $u_{н.п}$, $m_п$ — предельные (минимальные) значения нормальной скорости распространения пламени и массовой скорости сгорания смеси; $C_т$ — концентрация топлива в смеси, % (об.); $C_н$, $C_в$ — концентрация топлива в смеси на нижнем и верхнем концентрационных пределах распространения пламени; A и B — коэффициенты, определяемые по одной экспериментальной точке.

Расчеты по этим уравнениям для смесей CH_4 + воздух, H_2 + воздух и других показали хорошее соответствие расчетных значений экспериментальным [7.7]. Функциональная связь $u_н$ с концентрацией топлива $C_т^*$ и кислорода в смеси при $C_т < C_т^*$, как следует из [7.5], может быть выражена уравнением

$$u_н = u_н^* \left\{ 1 - [(C_т - C_т^*)/(C_н - C_т^*)]^2 \right\} +$$

$$+ u_{н.п}[(C_т - C_т^*)/(C_н - C_т^*)]^2, \qquad (7.15)$$

где $u_н$ и $u_н^*$ — нормальная скорость распространения пламени при концентрации топлива в смеси $C_т$ и $C_т^*$ соответственно, см/с; $u_{н.п}$ — нормальная скорость распространения пламени на нижнем концентрационном пределе при $C_н$, см/с.

Влияние концентрации и состава окислителя. Экспериментальные данные по влиянию замены части кислорода азотом или диоксидом углерода на нормальную скорость распространения пламени для метана и гексана приведены на рис. 7.3—7.5, [7.20—7.22]. В углеводородокислородных смесях коэффициент избытка окислителя α^*, соответствующий максимальной нормальной скорости распространения пламени, меньше единицы; при снижении концентрации O_2 в окис-

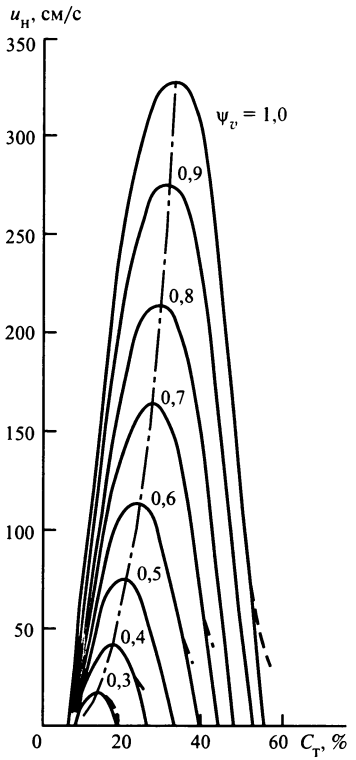


Рис. 7.3. Зависимость нормальной скорости распространения пламени от концентрации метана $C_т$ в смеси $CH_4 + O_2 + N_2$ при разных объемных концентрациях кислорода в окислителе [7.20]:

$\psi_v = O_2/(O_2 + N_2)$, t = 20 °C; p = = 0,101 МПа

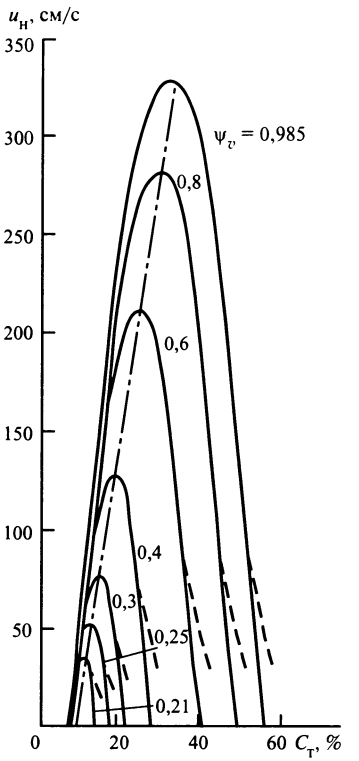


Рис. 7.4. Зависимость нормальной скорости распространения пламени от концентрации метана $C_т$ в смеси $CH_4 + O_2 + CO_2$ при разных объемных концентрациях кислорода в окислителе [7.20]:

$\psi_v = O_2/(O_2 + CO_2)$; t = 20 °C; p = = 0,101 МПа

лителе значение α^* уменьшается и при ψ_v = 0,21 в зависимости от мольного стехиометрического коэффициента может достигать 0,94—0,86. Экспериментальные данные по максимальной нормальной скорости распространения пламени при различных концентрациях O_2 в окислителе в координатах $\lg u_н - 1/\psi_v$ приведены на рис. 7.6 [7.23].

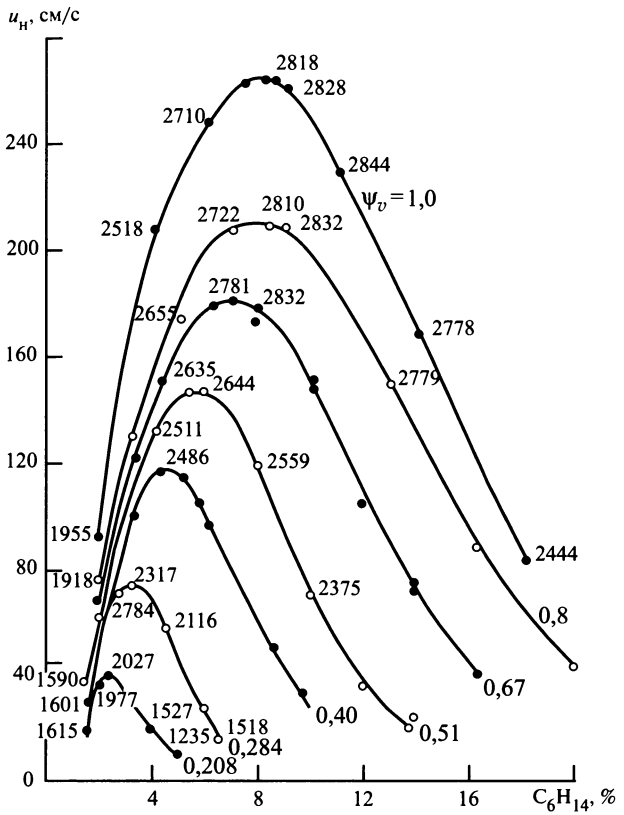


Рис. 7.5. Зависимость нормальной скорости распространения пламени от концентрации $C_т$ *н*-гексана в смеси $C_6H_{14} + O_2 + N_2$ при разных значениях концентрации кислорода в окислителе [7.21]:

$\psi_v = O_2/(O_2 + N_2)$; $t = 30 \div 35$ °С; давление 0,101 МПа; диаметр горелки от 3 до 6 мм; скорость $u_н$ определялась по фотографиям конуса; цифры у точек — расчетная температура газа t, °С, во фронте пламени

При $\psi_{н.п} < \psi_v < 0{,}5$ нормальная скорость распространения пламени в зависимости от объемной концентрации O_2 в окислителе может быть вычислена по уравнению

$$\lg u_н^* = \lg u_0^* + B(1/\psi_{v0} - 1/\psi_v), \qquad (7.16)$$

где $u_н^*$ и u_0^* — нормальная скорость распространения пламени при ψ_v и ψ_{v0} соответственно, см/с; B — множитель, зависящий от рода топ-

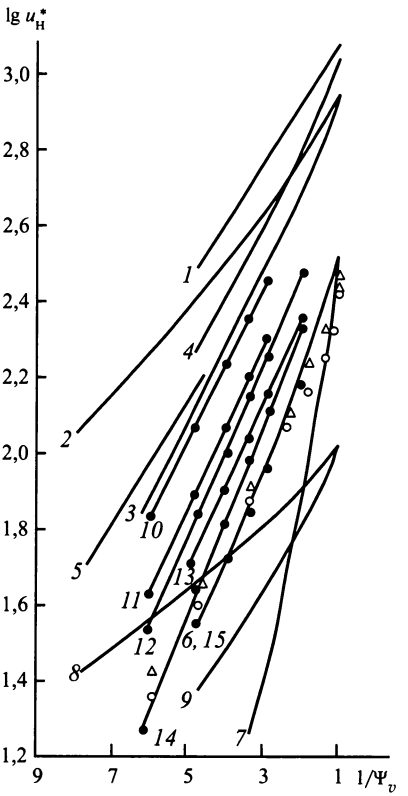


Рис. 7.6. Зависимость максимальной нормальной скорости распространения пламени $\lg u_н^*$ от концентрации кислорода в окислителе $1/\psi_v$ для смесей $C_т + O_2 + N_2$ и $C_т + O_2 + CO_2$ при $p = 0{,}101$ МПа [7.1]:

1 — $H_2 + O_2 + N_2$, $t = 38$ °С; *2* — $H_2 + O_2 + N_2$, $t = 20$ °С; *3* — $H_2 + O_2 + CO_2$, $t = 20$ °С; *4* — $C_2H_2 + O_2 + CO_2$, $t = 38$ °С; *5* — $C_2H_2 + O_2 + CO_2$, $t = 20$ °С; 6 — $CH_4 + O_2 + N_2$, $t = 38$ °С; *7* — $CH_4 + O_2 + CO_2$, $t = 20$ °С; *8* — $CO + O_2 + N_2$, $t = 38$ °С; *9* — $CO + O_2 + CO_2$, $t = 38$ °С; *10* — $C_2H_4 + O_2 + N_2$, $t = 149$ °С; *11* — $C_2H_4 + O_2 + N_2$, $t = 38$ °С; *12* — $C_3H_8 + O_2 + N_2$, $t = 149$ °С; *13* — $C_3H_8 + O_2 + N_2$, $t = 38$ °С; *14* — C_8H_{18} (изооктан) $+ O_2 + N_2$, $t = 149$ °С; *15* — $C_8H_{18} + O_2 + N_2$, $t = 38$ °С:

$u_н^*$ — скорость распространения пламени, см/с; $\psi_0 = O_2/(O_2 + C_{ин})$

лива, начального подогрева смеси и других факторов, для пропана при температуре 38 °С множитель $B = 0$, для метана при $t = 20$ °С $B = 0{,}2646$. Максимальную нормальную скорость распространения пламени при различных концентрациях O_2 в окислителе и при изме-

нении температуры предварительного подогрева смеси от 311 до 422 К рекомендуется определять по уравнению

$$u_{\text{н}}^{*} = AT_0^n + (\psi_v - B), \tag{7.17}$$

где T_0 — температура смеси, К; A, B и n — коэффициенты, их значения для пропана, изооктана и этилена приведены ниже:

Наименование	A	B	n	Погрешность расчета Δ, %
Пропан	0,766	0,133	1,16	6
Изооктан	0,133	0,120	1,40	3
Этилен	0,998	0,333	1,18	3

По степени флегматизирующего действия на скорость распространения пламени в смесях $C_nH_m + O_2 + C_{\text{ин}}$ для метана, пропана и других компонентов природного и нефтяного газов инертные разбавители располагаются в следующей последовательности: $CO_2 > N_2 > Ar > He$. Нормальная скорость распространения пламени не обладает свойством аддитивности при частичной замене одного инертного разбавителя другим.

Влияние давления и температуры смеси. Нормальная скорость распространения пламени существенно зависит от давления. На рис. 7.7, 7.8 и 7.9 [7.24, 7.25] приведены соответствующие данные для метана, бензола и бензина. Обобщенные данные представлены на рис. 7.10 [7.21, 7.24—7.27]. Процесс горения прекращается при некотором предельном давлении $p_{\text{п}}$. Для различных горючих смесей предельные массовые скорости сгорания ненамного отличаются одна от другой, слабо зависят от давления и близки к значению $m_{\text{п}} = (5 \div 7)\ 10^{-3}$ г/(см^2 · с). Нормальная скорость распространения пламени в углеводородовоздушных смесях, в отличие от массовой скорости сгорания, возрастает с понижением давления (рис. 7.10). В достаточно широком диапазоне изменения давления нормальную скорость распространения пламени можно рассчитывать по уравнению

$$u_{\text{н}} = u_{\text{н1}}(p/p_1)^n, \tag{7.18}$$

где $u_{\text{н}}$ и $u_{\text{н1}}$ — нормальная скорость распространения пламени при давлении p и p_1 соответственно, см/с; n — показатель степени, его значение практически не зависит от давления в диапазоне $9{,}8 \le p \le 490$ кПа. Показатель степени n зависит от концентраций углеводорода в смеси и кислорода в окислителе [7.28]; максимальное значе-

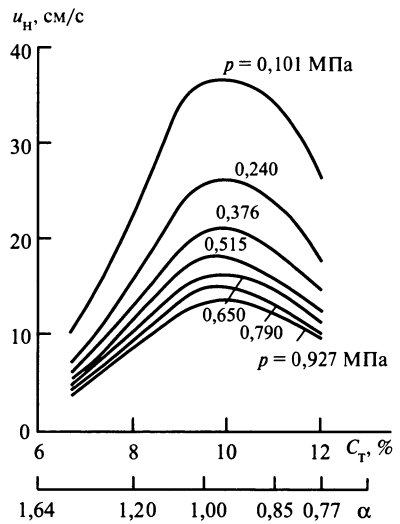


Рис. 7.7. Зависимость нормальной скорости распространения пламени в метановоздушной смеси от концентрации $C_т$ метана при t = 20 °С и разных давлениях [7.24]:

скорость $u_н$ определялась по мгновенным фотографиям фронта пламени; $C_{стех}$ = = 9,5 % (об.); α — коэффициент избытка воздуха

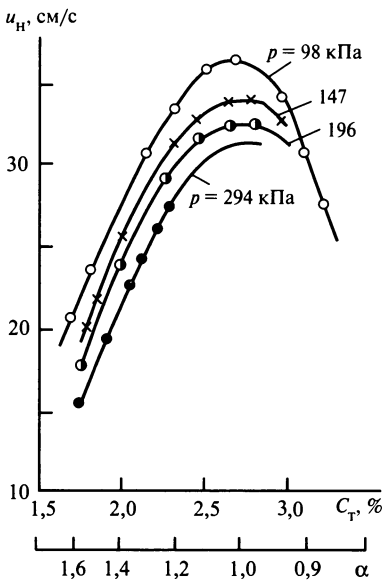


Рис. 7.8. Зависимость нормальной скорости распространения пламени в бензоловоздушной смеси от концентрации $C_т$ бензола при 20 °С и разных давлениях [7.39]:

скорость $u_н$ определялась по методу бунзеновской горелки; α — коэффициент избытка воздуха

ние n соответствует углеводородокислородной смеси оптимального состава (т.е. смеси с $u_н^*$). Для углеводородовоздушных смесей оптимального состава показатель степени $n = -0{,}4 \div -0{,}3$ (рис. 7.10). Скорость распространения пламени в углеводородокислородных смесях слабо зависит от давления [7.20], наиболее вероятные значения n для них лежат между 0,1 и нулем. Массовая скорость сгорания топливокислородных смесей в зависимости от давления изменяется линейно, возрастая с повышением давления.

Скорость распространения пламени зависит как от температуры смеси, так и от времени пребывания ее при этой температуре. В области высоких температур подогрев смеси может привести к понижению нормальной скорости распространения пламени [7.22]. При температурах предварительного подогрева смеси ниже 400 °С влия-

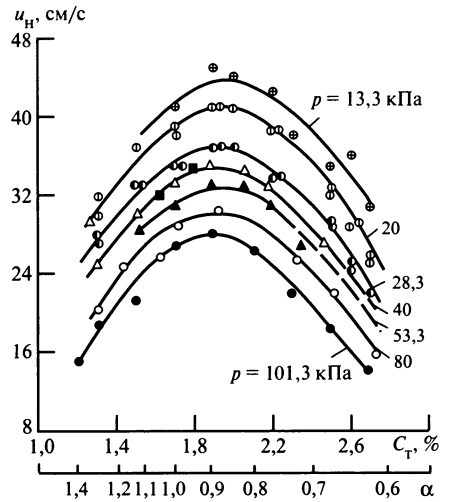


Рис. 7.9. Зависимость нормальной скорости распространения пламени в бензиновоздушной смеси от концентрации топлива $C_т$ и давления при температуре t = 50 °С [7.7]: скорость $u_н$ определялась по фотографиям бунзеновского конуса, диаметр горелки 12—16 мм; $C_{стех}$ = = 1,7 % (об.); α — то же, что на рис. 7.7

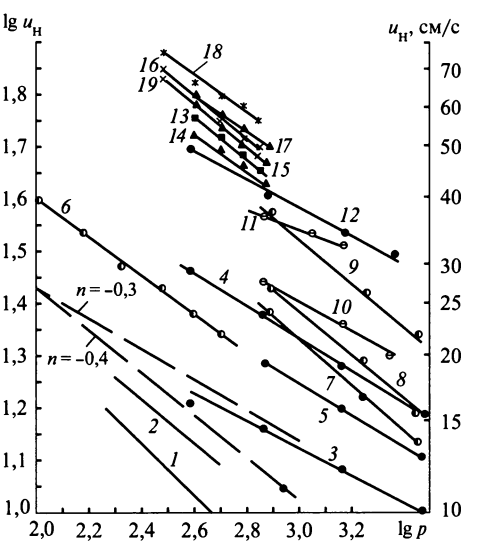


Рис. 7.10. Зависимость lg $u_н$ в различных топливовоздушных смесях от lg p [7.1]: *1* — CH_4, α = 1,53; *2* — C_2H_2, α = 2,8; *3* — C_2H_4, α = 0,514, t = 20 °С; *4* — C_2H_4, α = 1,68, t = 20 °С; *5* — C_3H_6, α = 1,5, t = 20 °С; *6* — 75 % CH_4 + 25 % CO_2, α = = 0,85, t = 20 °С; *7* — CH_4, α = 1,20, t = 20 °С; *8* — CH_4, α = 0,76, t = 20 °С; *9* — CH_4, α = 0,95, t = 20 °С; *10* — C_6H_6, α = 1,33, t = 20 °С; *11* — C_6H_6, α = 0,98, t = 20 °С; *12* — CO, α = 0,45, t = 20 °С; *13* — 2,2,4-триметилпентан, α = 0,95, t = = 50 °С; *14* — C_7H_{16}. α = 0,95; *15* — C_7H_{16}, α = 0,85; *16* — C_7H_{16}, α = 1,2; *17* — C_6H_6, α = 0,95; *18* — C_7H_{16}, α = 0,80; *19* — C_6H_6, α = 1,2; p — давление, мм рт. ст.; n — показатель степени в уравнении (7.18)

нием времени нахождения горючей смеси в подогретом состоянии в большинстве случаев можно пренебрегать. Наиболее надежные результаты, показывающие влияние температуры предварительного подогрева смеси на скорость распространения пламени, для ряда углеводородов и природного газа приведены на рис. 7.11—7.13, [7.7, 7.29].

Массовая скорость сгорания пропорциональна абсолютной температуре подогрева смеси (рис. 7.14), [7.7] и может быть вычислена по уравнению

$$m = m_{\text{п}} + m_0(T - T_{\text{п}})/T_0, \qquad (7.19)$$

где m, $m_{\text{п}}$ и m_0 — массовая скорость сгорания смеси при температуре T, $T_{\text{п}}$ и T_0 соответственно, г/(см^2 · с). Если $T >> T_{\text{п}}$ и $m_{\text{п}} << m_0$, то

$$m = m_0 T/T_0. \qquad (7.20)$$

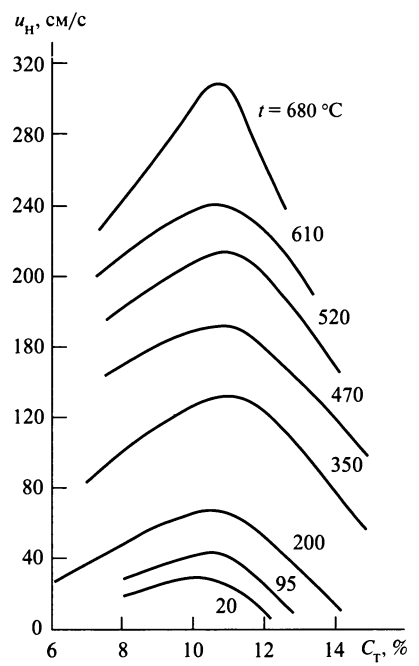


Рис. 7.11. Зависимость нормальной скорости распространения пламени $u_{\text{н}}$ от концентрации топлива $C_{\text{т}}$ в смеси CH_4 + + В при разных значениях температуры смеси и p = 0,101 МПа [7.7]:

$C_{\text{стех}}$ = 10,4 % (об.); В — воздух

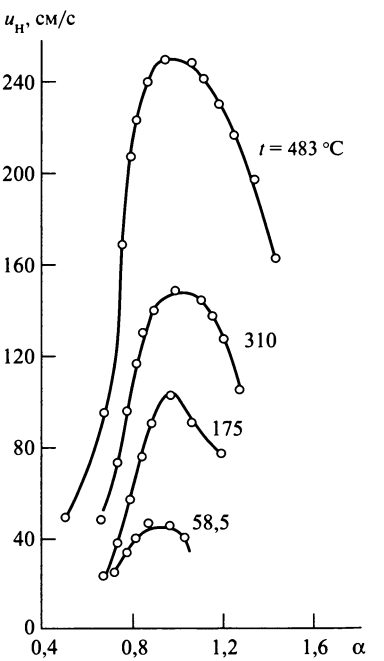


Рис. 7.12. Зависимость нормальной скорости распространения пламени $u_{\text{н}}$ от коэффициента избытка воздуха α в смеси природного газа с воздухом при разных значениях температуры и p = 0,101 МПа [7.29]

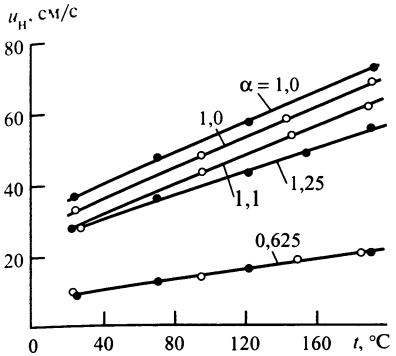


Рис. 7.13. Зависимость нормальной скорости распространения пламени $u_н$ в пропановоздушной и бутановоздушной смесях от температуры начального подогрева t смеси при разных значениях коэффициента избытка воздуха α и p = 0,101 МПа [7.29] (бунзеновская горелка, диаметр 2 мм):

• — пропан; о — бутан

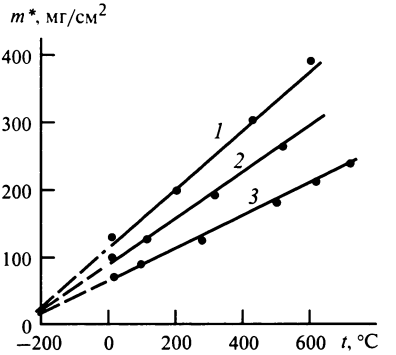


Рис. 7.14. Зависимость максимальной массовой скорости сгорания m^* топливовоздушных смесей от температуры начального подогрева [7.7] (m^* рассчитана по скорости перемещения фронта пламени, т.е. $m^* = u_н\rho$; p = = 0,101 МПа):

1 — теоретический водяной газ; *2* — теоретический полуводяной газ (1 % CO_2 + 32,5 % CO + 0,5 % H_2 + + 66 % N_2); *3* — теоретический осушенный газ

Так как $u_н = m/\rho$ (ρ — плотность исходной смеси, г/см^3), то

$$u_н = u_0(T/T_0)^2, \qquad (7.21)$$

где $u_н$ и u_0 — нормальная скорость распространения пламени соответственно при температуре T и T_0, см/с.

Уравнение (7.21) достаточно хорошо описывает экспериментальные данные (рис. 7.15) [7.24, 7.30—7.33]. Значение показателя степени при температуре не является строго постоянной величиной. Оно зависит от рода топлива, состава смеси и абсолютного значения температуры (рис. 7.15). Однако для углеводородовоздушных смесей при $\alpha = \alpha^*$ и $273 \le T \le 900$ К отклонение показателя степени от $n = 2$ невелико. Вблизи нижнего концентрационного предела влияние теплового эффекта химической реакции на нормальную скорость распространения пламени можно имитировать соответствующим подогревом смеси от внешнего источника. Это дает возможность

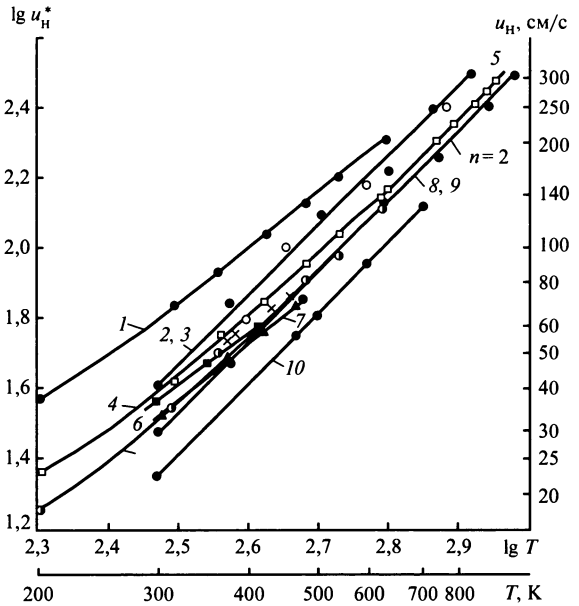


Рис. 7.15. Зависимость максимальной нормальной скорости распространения пламени lg u^* от температуры предварительного нагрева:

1 — • — этилен; *2* — • — оксид углерода; *3* — ○ — природный газ; *4* — □ — пропан; *5* — □ — пропан, α = 0,87; *6* — ■ — пропан, α = 1,0; *7* — ▲ — бутан, α = 1,0; *8*, *9* — •, ○ — метан; *10* — • — водород; × — гептан; *n* — показатель степени в уравнении (7.21) для этой линии

производить перерасчет зависимостей $u_н = f(C_т)$ к любой температуре, если известны значения $u_н$ и $C_т$ для какой-либо температуры смеси.

7.4. Концентрационные пределы распространения пламени

Под *концентрационными пределами распространения пламени* (КПРП) понимают предельные концентрации топлива в смеси, при которых еще возможно распространение пламени. Пределы распространения пламени определяются физико-химическими свойствами горючих смесей, наличием в них примесей, в том числе инертных разбавителей, и зависят от теплопроводности, теплоемкости, теплоты сгорания, давления, температуры и других факторов.

Различают верхний и нижний КПРП. Верхний предел соответствует смесям с максимальной, а нижний — с минимальной концентрацией топлива. Экспериментальное определение КПРП в однородных паровоздушных смесях проводится по ГОСТ 12.1.044—89 (п. 4.10), а расчетное — по тому же ГОСТ (приложение 4).

В 1999 г. ГОСТ 12.1.044—89 дополнен еще одним показателем пожаровзрывоопасности — *концентрационным пределом диффузионного горения* (ПДГ) газовых смесей в воздухе, т.е. предельной концентрацией горючего газа в смеси с разбавителем, при котором данная газовая смесь при истечении в атмосферу не способна к диффузионному горению. В изменении № 1 к стандарту описана методика экспериментального определения ПДГ.

Значения концентрационных пределов несколько зависят от формы и пространственного расположения прибора, в котором определяются КПРП. При зажигании у верхнего конца вертикальной трубы пламя может распространяться в несколько более узком интервале концентраций, чем при поджигании у нижнего конца. Это обусловлено возникновением конвективных потоков, поднимающих вверх нагретые газы.

Существование КПРП объясняется влиянием потерь тепла из зоны пламени вследствие теплопроводности и излучения в сторону свежей смеси и к стенкам. Эти потери приводят к прогрессивному охлаждению зоны пламени, замедлению реакции горения в пламени и его затуханию. Гашение пламени, вызванное потерями тепла из зоны реакции, может быть использовано для обеспечения взрывобезопасности при работе с горючими смесями.

При горении смесей, находящихся в узком канале, тепло от зоны пламени отводится в основном к стенкам канала. Интенсивность этих потерь тепла уменьшается с увеличением диаметра канала и в широких трубах становится ничтожно малой.

Установлено, что для большинства горючих смесей влиянием потерь тепла, вызванных теплопроводностью к стенкам канала, можно пренебрегать для труб диаметром 5 см и более. В соответствии с этим в методиках определения КПРП предусматривается использование для этих целей сосудов диаметром 5 см и более.

Экспериментально полученные данные по КПРП в углеводородо-воздушных смесях при давлении 0,101 МПа и температуре 20 °С приведены в табл. 7.5. В смесях диметилового эфира C_2H_6O и АСКТ с воздухом в тех же условиях КПРП находятся в пределах: 3,4—17,0 и 1,6—8,0 % (об.) соответственно.

Концентрационные пределы распространения пламени в углеводородовоздушных смесях могут быть определены расчетным путем по следующим уравнениям:

$$C_{н} = 100/[1 + 4{,}76(N - 1)]; \tag{7.22}$$

или

$$C_{н} = M/[4{,}76V_{t}(N - 1)]; \tag{7.23}$$

$$C_{в} = 400/(4 + 4{,}76N); \tag{7.24}$$

или

$$C_{в} = 4M/(4 + 4{,}76N)V_{t}, \tag{7.25}$$

где N — число атомов кислорода, участвующего в сгорании одной молекулы горючего; V_t — объем 1 моля газа (топлива) при начальной температуре смеси, дм^3; M — масса 1 моля горючего компонента смеси. В (7.22) и (7.24) $C_н$ и $C_в$ — нижний и верхний концентрационные пределы, % (об.); в (7.23) и (7.25) $C_н$ и $C_в$ — то же, г/дм^3.

Для углеводородов величина N определяется соотношением

$$N = 2n + 0{,}5m, \tag{7.26}$$

где n и m — число атомов углерода и водорода в молекуле углеводорода (или в приведенной формуле топлива).

Сравнение расчетных значений с экспериментально полученными показывает, что уравнение (7.22) дает завышенные значения для первых членов гомологических рядов углеводородов и заниженные — для последующих. При числе атомов углерода в молекуле $3 \le n \le 10$ расчетные значения отличаются от экспериментальных не более чем на 15 %. Уравнение (7.22) не применимо к метану и топливам типа КМТ.

Концентрацию топлива на нижнем пределе распространения пламени $C_н$, % (об.), можно вычислить по уравнению, которое удовлетворительно подтверждается экспериментальными данными [7.1]:

$$C_{н} = 3{,}74 \cdot 10^{5}/\tilde{Q}_{н}^{0{,}829}, \tag{7.27}$$

где $\tilde{Q}_н$ — низшая мольная теплота сгорания топлива, кДж/кмоль.

Погрешность расчета по уравнению (7.27) уменьшается при увеличении числа атомов углерода в молекуле углеводорода (в том числе в приведенной формуле многокомпонентного топлива).

Приближенное значение коэффициента избытка воздуха на верхнем пределе распространения пламени может быть определено по соотношению

$$\alpha_в \approx \alpha_н - 1{,}42. \tag{7.28}$$

Пересчет значений α в объемную концентрацию, а последней — в массовую производится по следующим уравнениям:

$$C_т = 100/(1 + \alpha L_M) = 100/(1 + \alpha L_0 M_т/M_0); \tag{7.29}$$

$$g_т = C_т M_т/(100 V_t), \tag{7.30}$$

где $C_т$ — концентрация топлива в смеси, % (об.); $g_т$ — массовая концентрация топлива в смеси, кг/м^3; $M_т$ и M_0 — молекулярная масса топлива и окислителя, для воздуха $M_0 = 28{,}966$; L_0 — стехиометрический коэффициент, кг окислителя / кг топлива; L_M — мольный стехиометрический коэффициент, моль окислителя/моль топлива; V_t — объем 1 киломоля паров смеси при $t = 0$ °С, $p = 0{,}1013$ МПа, $V_t = 22{,}4$ м^3.

Объем моля V_t, м^3, равен:

$$V_t = 0{,}08314 \cdot 10^5 \, T/p, \tag{7.31}$$

где p — давление, Па; T — температура, К.

Для КПРП характерна слабая зависимость температуры продуктов сгорания от мольного стехиометрического коэффициента. Если $L_M \geq 20$, то теоретическая температура продуктов сгорания на нижнем КПРП равна 1550—1650 К (табл. 7.5). Температура продуктов сгорания на нижнем КПРП $C_н$ может быть вычислена по уравнению

$$T_н = T_с + Q_н C_н/[(1 + L_0) c_{pT} C_{стех}], \tag{7.32}$$

где $Q_н$ — теплота сгорания низшая, кДж/кг; $T_н$ — температура продуктов сгорания на нижнем концентрационном пределе распространения пламени, К; $T_с$ — исходная температура смеси, К; $C_{стех}$ — концентрация топлива в смеси стехиометрического состава, % (об.); c_{pT} — средняя удельная изобарная теплоемкость продуктов сгорания при $T_н$, кДж/(кг · К).

Концентрационные пределы распространения пламени в многокомпонентных смесях рассчитываются по уравнению [7.24]

$$\bar{C}_{\text{н}} = 100 \Big/ \sum_{i=1}^{N} (C/C_{\text{н}})_i, \qquad (7.33)$$

здесь $\bar{C}_{\text{н}}$ — суммарная концентрация топлива в сложной горючей смеси на его нижнем пределе, % (об.).

Влияние физико-химических свойств топлива и окислителя. Для смесей углеводородов с воздухом КПРП однозначно связаны с мольным стехиометрическим коэффициентом L_M (рис. 7.16), [7.35]. При увеличении L_M оба предела смещаются в область более богатых сме-

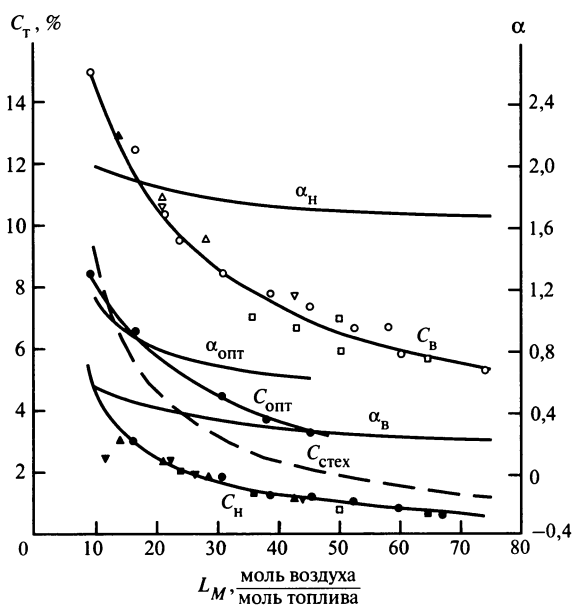


Рис. 7.16. Зависимость концентрации топлива $C_{\text{т}}$ и коэффициента избытка воздуха α на пределе распространения пламени в углеводородовоздушных смесях от мольного стехиометрического коэффициента L_M при t = 20 °С и p = 0,101 МПа [7.1]:

$C_{\text{н}}$ и $C_{\text{в}}$ — концентрации углеводородов в смеси на нижнем и верхнем пределах распространения пламени; $\alpha_{\text{н}}$ и $\alpha_{\text{в}}$ — коэффициенты избытка воздуха, соответствующие $C_{\text{н}}$ и $C_{\text{в}}$; $C_{\text{стех}}$ — концентрация углеводорода в смеси стехиометрического состава (α = 1); о, • — парафиновые; Δ, ▲ — олефиновые; ∇, ▼ — нафтеновые; □, ■ — ароматические углеводороды

сей. При этом разность между значениями коэффициента избытка воздуха на пределах ($\alpha_н - \alpha_в$) остается примерно постоянной, равной 1,42.

Пределы распространения пламени сближаются при уменьшении концентрации кислорода в окислителе (рис. 7.17) [7.12].

Для углеводородов и, следовательно, их смесей пределы распространения пламени в координатах $(C_в - C_н)/(C_в - C_н)_{\psi_v = 1}$ и $O_2/(O_2 + N_2)$ описываются одной кривой (кривая *4* на рис. 7.17).

Сводка концентрационных пределов распространения пламени в топливокислородных смесях дана в табл. 7.6, там же приведены минимальные концентрации кислорода в смеси, при которых распространение пламени при любом содержании в ней топлива становится невозможным [7.12, 7.34]. Минимальная концентрация кислорода в смеси зависит от рода инертного разбавителя, содержание кислорода уменьшается приблизительно прямо пропорционально понижению мольной теплоемкости смеси.

Балластировка окислителя инертными газами (N_2, CO_2 и др.) приводит к сближению пределов распространения пламени (рис. 7.18—7.21)

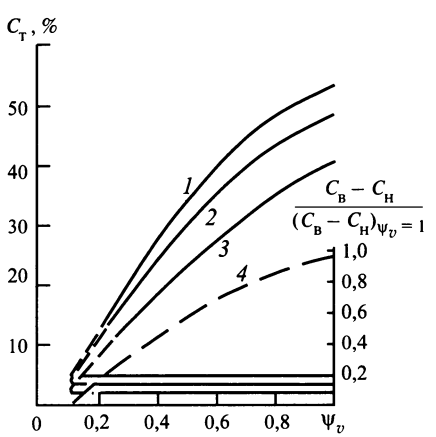


Рис. 7.17. Зависимость концентрации топлива $C_т$ на пределе распространения пламени в смесях $C_т + O_2 + N_2$ от концентрации кислорода в окислителе ψ_v при $t = 25$ °С и $p = 0{,}101$ МПа (энергия источника воспламенения $Q = 10$ мДж) [7.12]:

1 — метан; *2* — этан; *3* — пропан; *4* — $(C_в - C_н)/(C_в - C_н)_{\psi_v = 1} = f(\psi_v)$; $\psi_v = O_2/(O_2 + N_2)$

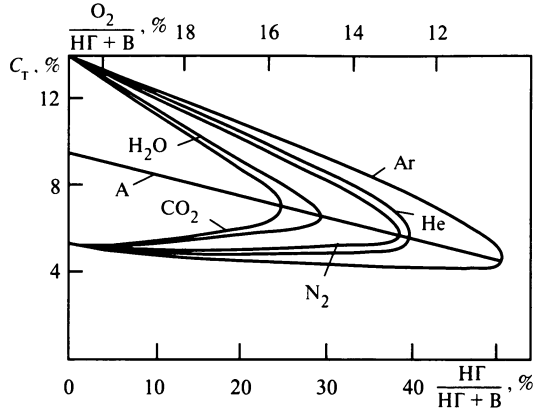


Рис. 7.18. Зависимость концентрации топлива $C_т$ на пределе распространения пламени в смесях CH_4 + В + НГ при t = = 20 °С и p = 0,101 МПа [7.12]:

В — воздух; НГ — нейтральный газ-разбавитель; А — стехиометрические смеси

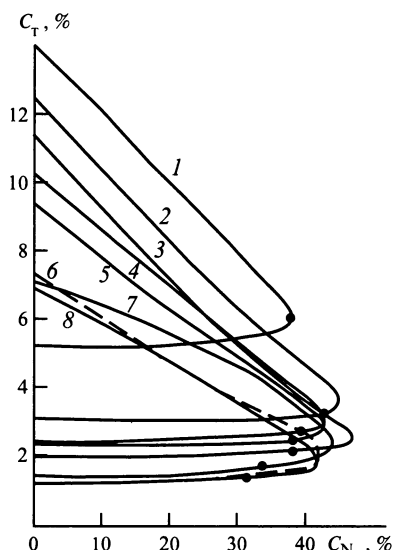


Рис. 7.19. Зависимость концентрации топлива $C_т$ на пределе распространения пламени в углеводородовоздушных смесях от дополнительного азота в окислителе при t = 20 °С и p = 0,101 МПа [7.34]:

1 — метан; *2* — этан; *3* — бутадиен; *4* — пропилен; *5* — пропан; *6* — бензин; *7* — бензол; *8* — гексан; • — смесь стехиометрического состава (α = 1)

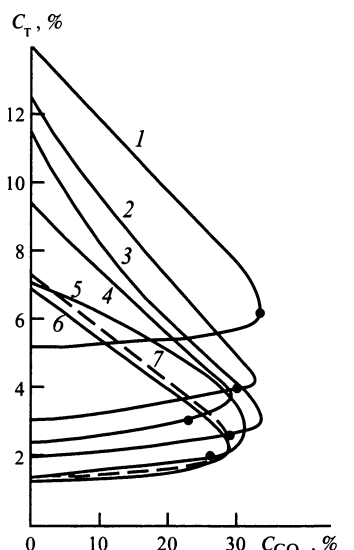


Рис. 7.20. Зависимость концентрации топлива $C_т$ на пределе распространения пламени в углеводородовоздушных смесях от дополнительного CO_2 в окислителе при t = 20 °С и p = 0,101 МПа [7.34]:

1 — метан; *2* — этан; *3* — бутадиен; *4* — пропан; *5* — бензол; *6* — гексан; *7* — бензин; • — смесь стехиометрического состава (α = 1)

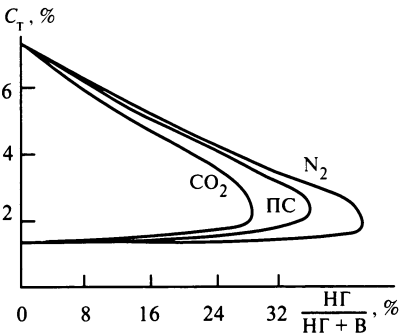


Рис. 7.21. Зависимость концентрации топлива $C_т$ на пределе распространения пламени в смеси бензин + В + НГ от содержания и вида нейтрального газа в окислителе НГ/(НГ + В) при t = 20 °С и p = 0,101 МПа [7.57]:

НГ — нейтральный газ; В — воздух; ПС — продукты сгорания

[7.1, 7.12, 7.34, 7.36, 7.37]. Для углеводородных топлив это сближение (за исключением области, близкой к максимальной концентрации инертного газа) происходит прямо пропорционально изменению концентрации инертного газа и в основном вследствие смещения верхнего предела.

Влияние давления и температуры смеси. Экспериментальные данные о влиянии давления на КПРП приведены на рис. 7.22—7.24. Предельное давление, при котором возможно стационарное горение углеводородовоздушных смесей, при t = 15÷20 °С составляет 1500— 4000 Па [7.1]. Это давление колеблется в пределах 266—1333 Па при замене воздуха кислородом. Для смеси природного газа с воздухом экспериментально достигнуто минимальное давление 6930 Па; указанное давление, вероятно, не является предельным.

Нижний КПРП углеводородовоздушных смесей по α практически линейно зависит от температуры смеси (рис. 7.25) [7.38, 7.39]. Пересчет концентраций топлива в смеси на нижнем пределе в зависимости от температуры можно производить по уравнению

$$C'_н = C_н(T_н - T'_с)/(T_н - T_с), \qquad (7.34)$$

где $T_н$ = 1550 ÷ 1650 К — температура продуктов сгорания на нижнем концентрационном пределе распространения пламени; $C_н$, $C'_н$ — кон-

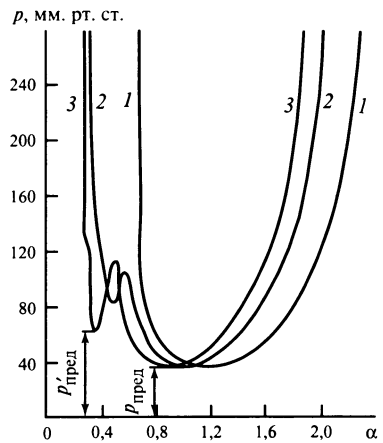


Рис. 7.22. Зависимость коэффициента избытка воздуха α на концентрационных пределах распространения пламени в топливовоздушных смесях от давления при t = 20 °С [7.36] (энергия емкостного разряда Q = 600 Дж; $p_{пред}$ и $p'_{пред}$ — минимальные давления, при которых еще возможно распространение пламени):

1 — метан; *2* — бутан; *3* — гексан (1 мм рт. ст. = 133,3 Па)

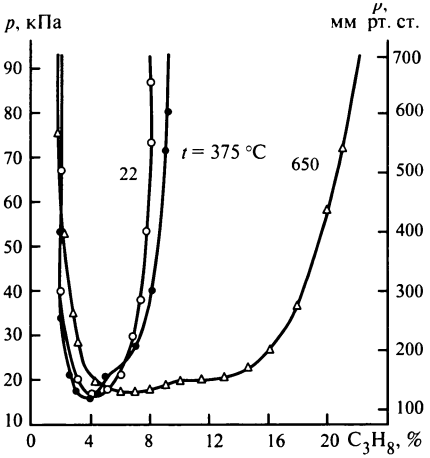


Рис. 7.23. Зависимость концентрации топлива $C_т$ на пределах распространения пламени в пропановоздушных смесях от давления при нескольких значениях температуры [7.37]:

Кварцевая трубка, длина 280 мм, диаметр 50,8 мм, помещенная в электрически нагреваемую печь; воспламенение осуществлялось электронагреваемой нихромовой спиралью, пламя распространялось вверх, $C_{стех}$ = 4,04

центрация топлива на нижнем пределе при температуре T_c и T'_c соответственно.

Повышение температуры смеси сопровождается не только расширением концентрационных пределов, но и уменьшением минимального давления, при котором еще возможно распространение пламени. Например, при повышении температуры смеси изооктана (2,5 %) с воздухом от –50 до +150 °С минимальное давление понижается от 3866 до 3066 Па. При высоких температурах концентрационные пределы переходят в пределы самовоспламенения (см. рис. 7.23).

Влияние размеров реакционного сосуда, материала стенок, сеток и решеток. Пределы распространения пламени практически не зависят от диаметра трубопровода, если он 50 мм и более, и от объема сферы, если он превышает 2000 см^3.

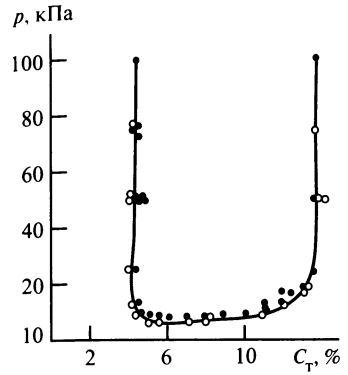


Рис. 7.24. Зависимость концентрации топлива $C_т$ на пределе распространения пламени в смесях природный газ + воздух от давления при t = 20 °С [7.57] (по Джонсу и Кеннеди)

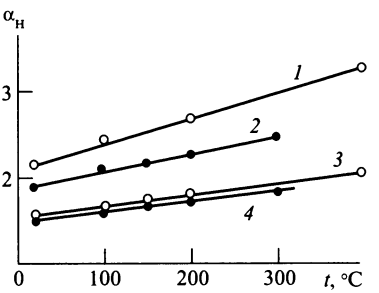


Рис. 7.25. Зависимость коэффициента избытка воздуха $\alpha_н$ на нижнем КПРП в топливовоздушной смеси от температуры [7.7]:

1 — оксид углерода; *2* — этилен; *3* — метан; *4* — пентан

Возможность распространения пламени через решетки и сетки определяется составом, давлением и температурой смеси, а также материалом, толщиной решетки, проходными сечениями отверстий (щелей) в них. Минимальный диаметр или минимальные размеры прямоугольного отверстия, через которое еще может проходить пламя, принято называть критическим расстоянием, или расстоянием гашения. При давлении 0,1 МПа и температуре 100 °С стехиометрическая углеводородовоздушная смесь характеризуется следующими критическими расстояниями: пропан — 1,87 мм, *н*-гептан — 1,95 мм, изооктан — 2,13 мм, бензол — 1,70 мм [7.38]. При понижении температуры и давления критические расстояния увеличиваются.

При уменьшении диаметра отверстий d (ширины щели), увеличении толщины решетки (сетки) l, т.е. с увеличением отношения l/d, пределы сближаются. При этом, чем больше состав смеси отличается от стехиометрического, тем меньше критическое отношение l/d. В первом приближении отношение l/d обратно пропорционально температуропроводности смеси. С понижением давления критическое отношение уменьшается приблизительно прямо пропорционально давлению, т.е. обратно пропорционально увеличению тепловой ширины фронта пламени. При повышении температуры смеси критическое отношение l/d возрастает.

7.5. Температурные пределы образования взрывоопасных смесей

Образование взрывоопасных смесей паров топлив с воздухом (или другим окислителем) возможно только в определенных температурных пределах. Различают *нижний* и *верхний температурные пределы*. За нижний температурный предел образования взрывоопасной смеси принимается минимальная температура топлива, при которой насыщенные пары ее в замкнутом объеме образуют взрывоопасную смесь. Она соответствует нижнему КПРП. За верхний температурный предел принимается максимальная температура топлива, при которой насыщенные пары его с воздухом в замкнутом объеме образуют смесь, способную воспламеняться при поднесении к ней источника воспламенения. Экспериментальное определение температурных пределов образования взрывоопасных смесей проводится по ГОСТ 12.1.044—89 (п. 4.12), расчетное — по приложению 6 того же стандарта.

Температуру, при которой достигается нижний температурный предел образования горючих смесей при давлении 0,101 МПа, принято отождествлять с температурой вспышки. Она характеризует взрывоопасность и пусковые свойства топлива. При температуре вспышки сгорает только образовавшаяся паровоздушная смесь, но процесс горения не стабилизируется.

Экспериментальное определение температуры вспышки жидких топлив проводится в открытом или закрытом тигле по ГОСТ 12.1.044—89 (пп. 4.4, 4.5), а расчетное — по приложению 2 того же стандарта. Методика расчета температурных пределов образования взрывоопасных смесей заключается в следующем. По уравнению

$$p_т = \frac{p}{1 + 0{,}232\alpha L_0 M_т/(\psi_0 M_0)}, \qquad (7.35)$$

где L_0 — стехиометрический коэффициент, кг окислителя/кг топлива; $\psi_к$ — концентрация кислорода в окислителе по массе (для воздуха $\psi_к = 0{,}232$); $M_т$ и $M_о$ — молекулярная масса топлива и окислителя (для воздуха $M_0 = 28{,}966$); при заданном общем давлении p для нескольких значений α вычисляют парциальные давления паров топлива $p_т$. Затем по таблицам или графикам $p_т = f(\alpha)$ находят температуры, соответствующие вычисленным значениям $p_т$. После этого строят график $\alpha = f(t)$, по которому, зная $\alpha_н$ и $\alpha_в$ (коэффициенты избытка окислителя на пределах распространения пламени), определяют температурные пределы образования горючих смесей.

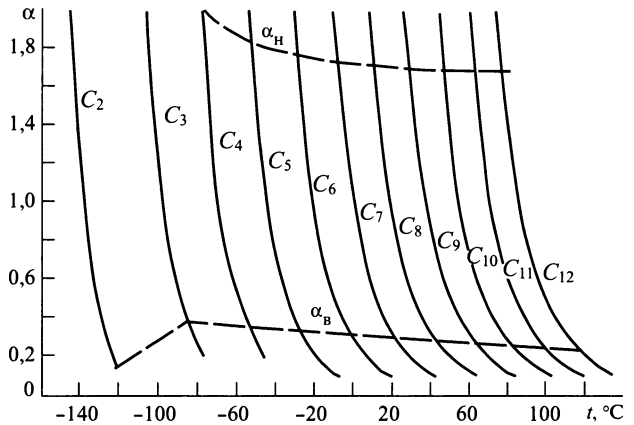


Рис. 7.26. Зависимость коэффициента избытка воздуха на нижнем $\alpha_н$ и верхнем $\alpha_в$ пределах распространения пламени в смесях парафиновых углеводородов с воздухом от температуры при равновесном испарении и p = 0,101 МПа:

(C_2, ..., C_{12} — число атомов углерода в молекуле углеводорода)

На рис. 7.26 для иллюстрации приведены результаты расчета температурных пределов образования взрывоопасных смесей *н*-парафиновых углеводородов с воздухом. Пересчет избытка окислителя на концентрацию топлива $C_т$, % (об.), в смеси производится по уравнению

$$C_т = \frac{100}{1 + 0{,}232 M_т L_0 \alpha / (M_0 \psi_к)}. \qquad (7.36)$$

Связь концентрации топлива с его парциальным давлением $p_т$ в смеси определяется соотношением

$$C_т = 100 p_т / p, \qquad (7.37)$$

где p — полное давление.

Рассчитать состав смеси, например, в топливном баке самолета, в котором нет жидкого топлива или его немного, практически невозможно, поэтому в целях обеспечения безопасности полета принято считать, что в «пустых» баках самолета (вертолета) во время полета на всех эксплуатационных высотах могут быть взрывоопасные смеси.

В динамических условиях [7.41] в топливном баке происходит разбрызгивание топлива, которое может приводить к существенному расширению (примерно на 50 %) температурного диапазона, при котором в надтопливном пространстве бака могут образовываться взрывоопасные смеси.

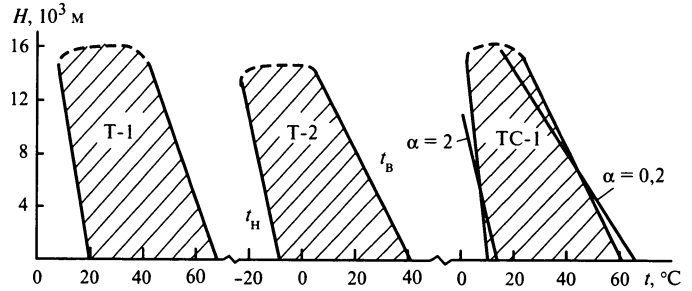


Рис. 7.27. Температурные пределы ($t_н$, $t_в$) образования взрывоопасных парогазовых смесей по высоте полета H [7.42]:

α — коэффициент избытка воздуха; Т-1, Т-2, ТС-1 — марки реактивных топлив

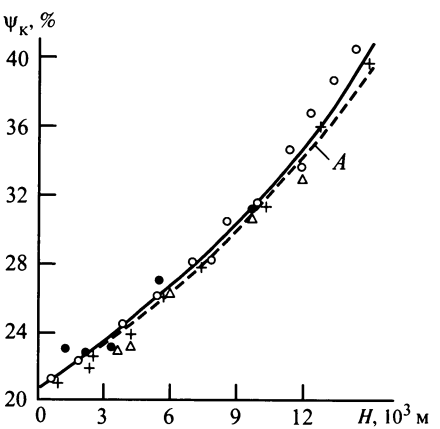


Рис. 7.28. Зависимость относительной концентрации кислорода $\psi_к$ в выделяющемся из топлива газе от высоты полета H:

$\psi_к = O_2/(O_2 + N_2)$; A — линия, вычисленная для условия медленной деаэрации любого топлива в предположении, что растворимость азота в топливе составляет 0,625 растворимости кислорода

При наборе высоты в баке (при наличии дренажа) могут иметь место неравновесные условия, при которых предел воспламенения достигается на большей высоте, чем следует из рассмотрения пределов, полученных при равновесных условиях. Кроме того, при увеличении высоты полета (понижение атмосферного давления) пределы образования взрывоопасных смесей смещаются в область более низких температур (рис. 7.27) [7.42]. Следует также иметь в виду, что в топливе всегда имеется растворенный воздух, который при наборе высоты интенсивно выделяется в надтопливное пространство. Но так как растворимость O_2 (по объему) в топливе примерно в 1,6 раза (при 20 °С) выше растворимости N_2, то выделяющийся газ обогащен кислородом (рис. 7.28) [7.43].

7.6. Энергия, необходимая для воспламенения

Воспламеняемость однородной смеси внешним источником характеризуют концентрационными пределами и энергией, необходимой для воспламенения. *Концентрационными пределами воспламенения* называют предельные концентрации топлива в смеси, при которых местный источник зажигания (электрический разряд, нагретое тело, пламя) способен обеспечить распространение пламени по всему объему смеси. По аналогии с КПРП различают верхний и нижний пределы воспламенения. Они зависят от физико-химических свойств топлива и окислителя, энергии и вида источника зажигания, места его расположения и т.д. [7.1, 7.7, 7.12, 7.39, 7.44—7.47].

В этом параграфе рассматриваются в основном данные по воспламенению однородной смеси электрическим разрядом. Этот способ воспламенения смесей используется наиболее часто (в том числе в двигателях внутреннего сгорания), и он наиболее полно изучен.

Влияние физико-химических свойств топлива. При увеличении молекулярной массы углеводорода область, лежащая между верхним и нижним пределами воспламенения, по коэффициенту избытка воздуха α сужается и смещается в область богатых смесей (рис. 7.29) [7.49]. В том же направлении смещается и оптимальный состав

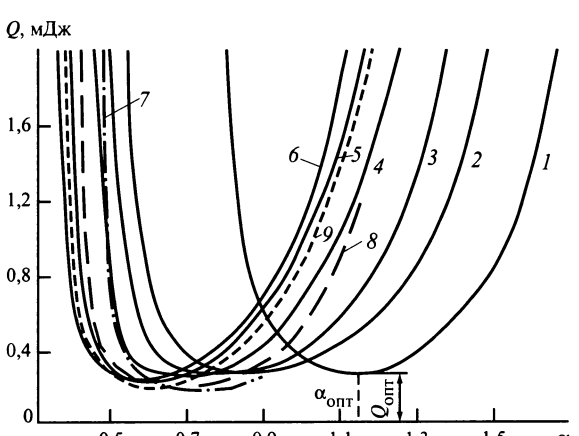


Рис. 7.29. Зависимость воспламеняющей энергии электрического разряда Q от коэффициента избытка воздуха α при $t = 20$ °С и $p = 0{,}101$ МПа ($\alpha_{опт}$ — коэффициент избытка воздуха, соответствующий минимальной воспламеняющей энергии $Q_{опт}$) [7.49]:

1 — метан; *2* — этан; *3* — пропан; *4* — *н*-бутан; *5* — *н*-гексан; *6* — *н*-гептан; *7* — циклопропан; *8* — диэтиловый эфир; *9* — бензол

смеси $\alpha_{опт}$, соответствующий минимуму на кривой $Q = f(\alpha)$. Это смещение является следствием различных скоростей диффузии кислорода и топлива к начальному очагу горения [7.1].

Для *н*-парафиновых углеводородов концентрация топлива в смеси оптимального состава, % (об.), при 25 °С может быть определена из соотношения

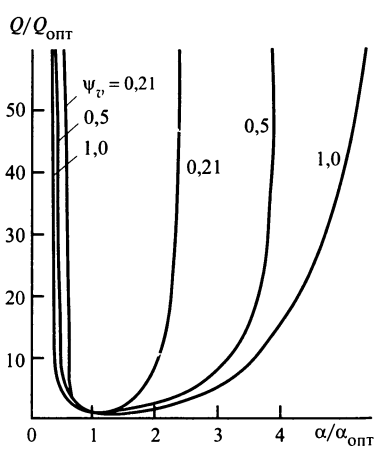
$$C_{опт} \approx 30 D_т^{0,815}, \qquad (7.38),$$

где $D_т$ — коэффициент диффузии паров топлива в воздухе при 25 °С, $см^2/с$. Совпадение значений $C_{опт}$, вычисленных по уравнению (7.38) и найденных экспериментально, вполне удовлетворительное (см. табл. 7.7). Нормальные углеводороды по сравнению с изомерными при Q = const имеют, как правило, более широкую область воспламенения. Для многих углеводородовоздушных смесей оптимального состава воспламеняющая энергия $Q_{опт}$ при p = 0,101 МПа и t = 20 °С находится в пределах 0,18—0,30 мДж (рис. 7.29). Это значение Q можно принимать и для многокомпонентных смесей, например, АСКТ, КМТ, пропан-бутановой фракции и др.

Влияние концентраций кислорода и инертных газов. При повышении концентраций O_2 в окислителе область воспламенения расширяется в основном вследствие смещения нижнего предела в область больших значений коэффициента избытка окислителя (рис. 7.30) [7.49], в том же направлении смещается оптимальный состав смеси.

Рис. 7.30. Зависимость относительной воспламеняющей энергии электрического разряда $Q/Q_{опт}$ от коэффициента относительного избытка окислителя $\alpha/\alpha_{опт}$ при разных значениях концентрации кислорода ψ_v в окислителе при t = 20 °С [7.49] [топливо — пропан; ψ_v = $= O_2/(O_2 + N_2)$], приведенных ниже:

ψ_v	1,0	0,5	0,21	p, 10^5, Па
$\alpha_{опт}$	1,13	0,90	0,79	
$Q_{опт}$, мДж	0,002	0,012	0,25	0,98066
	0,10	0,58	0,70	0,49023
	0,060	0,300	5,70	0,19613



Например, для пропана $\alpha_{опт}$ возрастает от 0,79 до 1,13 при изменении ψ_v от 0,21 до 1,0.

Связь между минимальной воспламеняющей энергией и концентрацией O_2 в окислителе описывается соотношением

$$Q_{опт} = (Q_{опт})_{\psi_v = 1} / \psi_v^{3n}. \qquad (7.39)$$

Значение n близко к единице ($n \approx 0{,}8$). Экспериментальные данные для метана, этана и пропана (рис. 7.31) при изменении концентрации кислорода в окислителе от 1,0 до 0,21 и давления от 0,098 до 0,0196 МПа подтверждают это соотношение. Оно остается справедливым и для смесей углеводородов.

Обработка экспериментальных данных для метана, этана и пропана в безразмерных координатах $(C'_в - C'_н)/(C_в - C_н)$ и $\lg(Q/Q_{опт})$

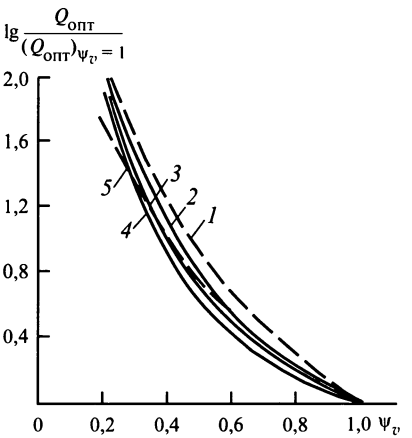


Рис. 7.31. Зависимость $\lg(Q_{опт}/Q_{опт\psi_v=1})$ от концентрации кислорода в окислителе ψ_v при оптимальном составе горючей смеси [7.1, 7.12]:

1, 2 — граничные кривые для CH_4; *3, 4* — граничные кривые для C_3H_8; $\psi_v = O_2/(O_2 + N_2)$; линии: *1* — по уравнению (7.39) при $n = 1$; *5* — при $n = 0{,}8$; значения $Q_{опт}$ при $\psi_v = 1$ приведены ниже:

Углеводород	$Q_{опт}$, мДж, при давлении, кПа				
	98,0	49,0	32,4	19,6	9,8
Метан	0,0038	0,010	0,025	0,060	0,2
Этан	0,0019	0,009	0,023	0,053	—
Пропан	0,0020	0,010	0,026	0,060	—

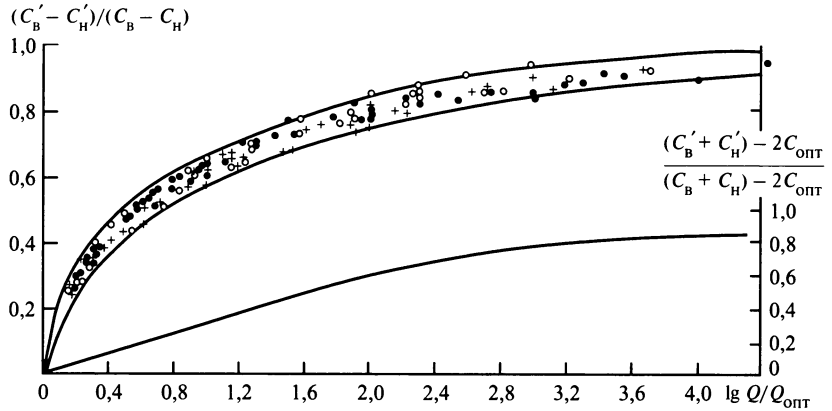


Рис. 7.32. Зависимость отношения разности концентраций топлива на пределах воспламенения к разности концентрации топлива на КПРП $(C_в' - C_н')/(C_в - C_н)$ и отношения $(C_в' + C_н' - 2C_{опт})/(C_в + C_н - 2C_{опт})$ от относительной воспламеняющей энергии электрического разряда $\lg(Q/Q_{опт})$ при разных значениях концентраций кислорода в окислителе $\psi_v = O_2/(O_2 + N_2)$ и давлениях от 19,6 до 101,3 кПа [7.1]; значения $(C_в - C_н)$ приведены ниже:

Углеводород	$(C_в - C_н)$ при 19,6 ≤ p ≤ 101,3 кПа и ψ_v, равном			
	1,0	0,67	0,50	0,35
Метан (•)	53,8	42,2	33,3	23,1
Этан (о)	50,0	39,3	31,0	21,5
Пропан (+)	42,5	32,6	23,5	16,3

показывает, что зависимости пределов воспламенения для различных топлив от концентрации O_2 в окислителе и давления в смеси могут быть описаны одной кривой (рис. 7.32). Из этого следует [7.1], что если для разных смесей отношения $Q/Q_{опт}$ остаются равными, то такие смеси находятся в соответственных состояниях, т.е. разности в концентрациях топлива на пределах воспламенения составляют одну и ту же величину от соответствующей разности концентраций топлива на пределах распространения пламени. Таким образом, концентрации топлива на пределах воспламенения при различных значения Q можно рассчитывать, если известны концентрационные пределы распространения пламени и значения $Q_{опт}$ и $C_{опт}(\alpha_{опт})$, по уравнениям:

$$C_в' - C_н' \approx 0{,}6(C_в - C_н)[\lg(Q/Q_{опт})]^{0,4}; \qquad (7.40)$$

$$0{,}5(C_в' + C_н') = C_{опт} + 0{,}15(C_в + C_н - 2C_{опт})\lg(Q/Q_{опт}). \qquad (7.41)$$

Эти уравнения справедливы при $Q/Q_{опт} \le 1000$. Обозначив правые части уравнений (7.40) и (7.41) соответственно как B и $0{,}5A$, получим:

$$C'_в - C'_н = B \quad \text{и} \quad C'_в + C'_н = A .$$

Отсюда $C'_н = 0{,}5(A - B)$, $C'_в = 0{,}5(A + B)$.

В этих уравнениях: $C_в$, $C_н$ — концентрации топлива в смесях на верхнем и нижнем пределах распространения пламени; $C'_в$, $C'_н$ — концентрации топлива в смеси на верхней и нижней границах воспламенения при воспламеняющей энергии Q; $C_{опт}$ — концентрация топлива в смеси, соответствующая $Q_{опт}$.

Влияние давления и температуры смеси. Качественно давление влияет на концентрационные пределы воспламенения так же, как и на КПРП (рис. 7.33). Существует также минимальное давление, при котором еще возможно воспламенение горючей смеси данным источником энергии.

Оптимальные значения воспламеняющей энергии и разрядного промежутка при известных величинах $(Q_{опт})_{p_0}$ и $(\delta_{опт})_{p_0}$ могут быть вычислены при любом $p \ne 98$ кПа по уравнениям:

$$Q_{опт} = (Q_{опт})_{p_0}(p_0/p)^2 \qquad (7.42)$$

и

$$\delta_{опт} = (\delta_{опт})_{p_0} p_0/p , \qquad (7.43)$$

где $p_0 = 98$ кПа.

Соотношение (7.42) удовлетворительно подтверждается экспериментальными данными, приведенными на рис. 7.34 [7.49]. Для расчета оптимальной воспламеняющей энергии при температуре T, К, можно использовать соотношение

$$Q_{опт} = Q_{опт\,t=0\ °C}(273/T)^3 . \qquad (7.44)$$

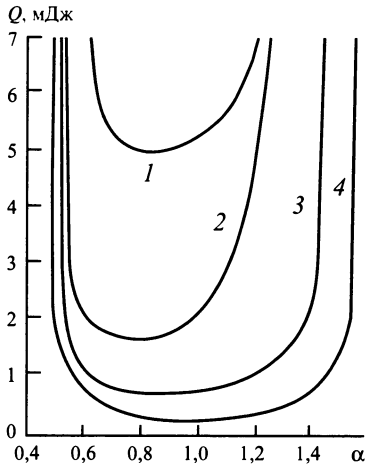


Рис. 7.33. Зависимость воспламеняющей энергии электрического разряда Q от коэффициента избытка воздуха α в этановоздушной смеси при $t = 20$ °С и разных значениях давления [7.12]:

1 — 0,02; *2* — 0,033; *3* — 0,051; *4* — 0,103 МПа

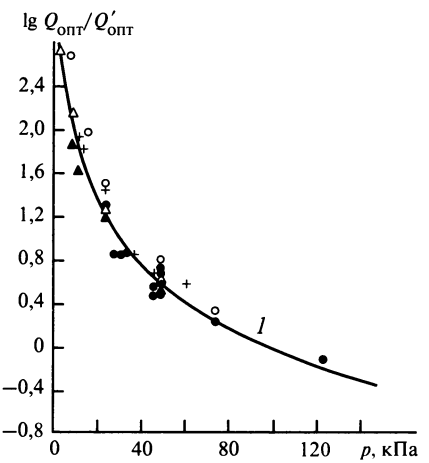


Рис. 7.34. Зависимость логарифма относительной воспламеняющей энергии электрического разряда $\lg(Q_{опт}/Q'_{опт})$ от давления [7.1]:

1 — расчет по уравнению (7.42); $\psi_v = O_2/(O_2 + N_2) = 1{,}0 \div 0{,}21$; значения $Q'_{опт}$, мДж, при p = 0,101 МПа приведены ниже:

o — H_2	Δ — C_2H_2	▲ — оксид пропилена	• — C_3H_8	+ — C_5H_{12}
0,020	0,0185	0,135	0,350	0,490

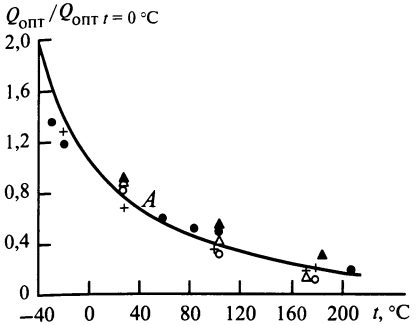


Рис. 7.35. Зависимость относительной энергии электрического разряда $Q_{опт}/Q_{опт\ t=0}$ от температуры смеси при $p = 0{,}098$ МПа [7.1]:

воспламенение производилось в трубе диаметром 25 мм; пламя распространялось вниз; электроды фланцевые), расчет по уравнению (7.44)

• — пропан ($Q'_{опт}$ при $t = 0$ °С составляет 0,71 мДж); + — пентан (1,15); Δ — гептан (1,71); о — изооктан (3,3); ▲ — оксид пропилена (0,27); линия *A* рассчитана по уравнению (7.44)

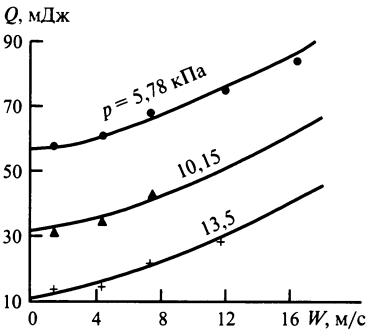


Рис. 7.36. Зависимость воспламеняющей энергии электрического разряда *Q* от скорости потока *W* пропановоздушной смеси при $t = 26{,}6$ °С и разных значениях давления:

коэффициент избытка воздуха $\alpha = 0{,}77$; разрядный промежуток $\delta = 6{,}35$ мм; продолжительность разряда $\tau = 600$ мкс [7.50]:

Это соотношение удовлетворительно согласуется с экспериментальными данными (рис. 7.35) [7.49].

Влияние скорости потока. Пределы воспламенения в значительной степени зависят от характеристик потока в зоне разрядного промежутка, прежде всего от скорости (рис. 7.36 и 7.37) [7.50]). Энергия, необходимая для воспламенения движущейся смеси, связана со скоростью потока соотношением [7.1]

$$Q = Q_0 + AW^{1,5}, \qquad (7.45)$$

где Q_0 — энергия, необходимая для воспламенения неподвижной смеси; W — скорость потока, м/с; A — коэффициент; для пропановоздушной смеси, при изменении давления от 5,8 до 13,6 кПа, $A = 0{,}475$ (рис. 7.37).

При заданной энергии электрического разряда (или другого внешнего источника энергии) и увеличении скорости потока границы области воспламенения непрерывно сближаются, сливаясь при неко-

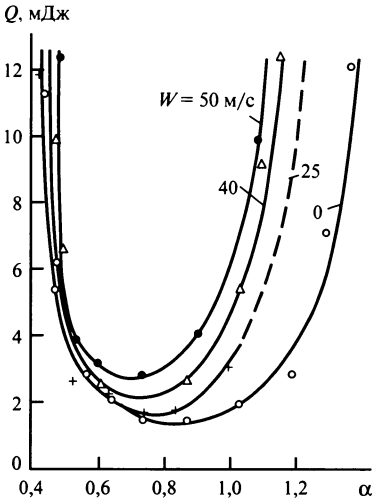


Рис. 7.37. Зависимость воспламеняющей энергии электрического разряда Q от коэффициента избытка воздуха α в бензиновоздушной смеси при разных значениях скорости потока W [7.1]:

электроды остроконечные; разрядный промежуток δ = 0,4 мм; t = 100 °С и p = 0,101 МПа

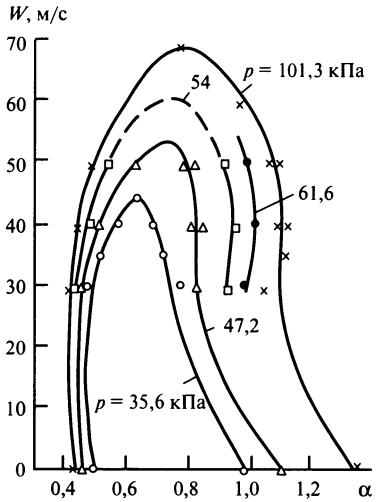


Рис. 7.38. Зависимость скорости потока W на пределе воспламенения бензиновоздушной смеси от коэффициента избытка воздуха α при t = = 100 °С и разных значениях давления [7.1]:

электроды остроконечные; разрядный промежуток δ = 0,4 мм; воспламеняющая энергия электрического разряда Q = 12,5 мДж

тором значении скорости (рис. 7.38) [7.1] При этом с понижением давления абсолютное значение этой скорости уменьшается, а ее положение по коэффициенту избытка воздуха смещается в область более богатых смесей (рис. 7.38) [7.47].

Влияние размера и формы разрядного промежутка. Энергия, необходимая для воспламенения горючей смеси, зависит от формы и материала электродов, от размера разрядного промежутка (рис. 7.39) [7.1, 7.47], времени соприкосновения начального очага горения с электродами (т.е. от скорости и турбулентности потока), давления и температуры. Оптимальный размер разрядного промежутка уменьшается при приближении состава смеси к оптимальному, уменьшении концентрации инертного разбавителя и повышении концентрации O_2 в окислителе, повышении давления и температуры смеси [7.35].

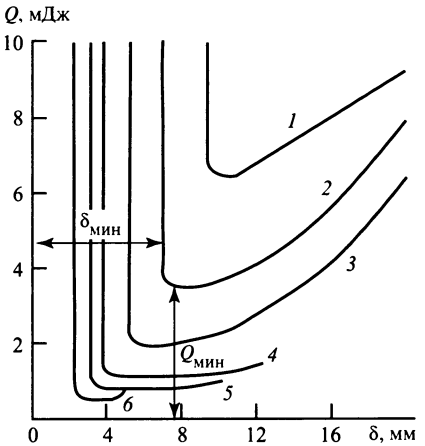


Рис. 7.39. Зависимость воспламеняющей энергии электрического разряда Q от размера разрядного промежутка δ при $t = 20$ °С и разных значениях давления для метановоздушной смеси стехиометрического состава [7.12]:

электроды из нержавеющей стали, диаметр 1,58 мм, со стеклянными дисками; *1* — 0,101; *2* — 0,068; *3* — 0,0506; *4* — 0,0327; *5* — 0,0145; *6* — 0,00206 МПа

7.7. Температура и период задержки самовоспламенения

Процесс самовоспламенения характеризуется температурой и периодом задержки самовоспламенения. Эти характеристики взаимно связаны и зависят от свойств топлива и состава окислителя, их соотношения, давления, размеров и состояния реакционного сосуда, условий протекания химических реакций.

Период задержки самовоспламенения — это интервал времени между началом подачи топлива и моментом перехода медленной химической реакции во взрыв. При подаче жидкого топлива он охватывает процессы распыливания, нагревания и испарения капель топлива, диффузии паров и кислорода в зону химических реакций и собственно реакции.

Экспериментальное определение *температуры самовоспламенения* проводится по ГОСТ 12.1.044—89 (п. 4.8). Сущность метода состоит во введении в нагретый сосуд определенной массы топлива и визуальной оценке результатов испытания. Варьированием температуры и визуальной оценкой находят минимальную температуру, при

которой происходит самовоспламенение топлива. Температура и период задержки самовоспламенения связаны соотношением

$$T_{св} = \frac{E}{\tilde{R} \ln(\tau_{св}/A)}, \qquad (7.46)$$

где $\tilde{R}$ = 8,31451 кДж/(кмоль · К) — универсальная газовая постоянная; A — коэффициент; E — энергия активации.

Из соотношения (7.46) следует, что температура самовоспламенения $T_{св}$ тем выше, чем больше энергия активации E и меньше интервал времени $\tau_{св}$ нахождения горючей смеси при данной температуре. Типичные зависимости $\lg \tau_{св} = f(1/T)$ для цетана (легковоспламеняющееся топливо) и метилнафталина (трудновоспламеняющееся топливо), впрыскиваемых в жидком виде в нагретую бомбу, приведены на рис. 7.40 [7.51]. Видно, что эффективная энергия активации при повышении температуры непрерывно уменьшается от высоких значений ($E \approx 210\,000 \div 125\,000$ кДж/кмоль), характерных для гомогенных смесей, до чрезвычайно низких ($E \approx 21\,000 \div 4200$ кДж/кмоль). Так как такое значительное изменение энергии активации по температуре наблюдается только при подаче жидкого топлива в распыленном виде, это указывает на изменение соотношения между степенью влияния физических и химических факторов. Представление о влия-

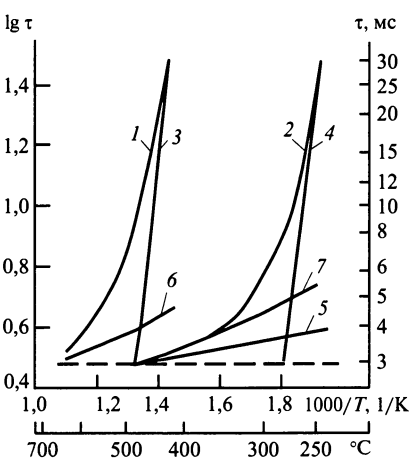


Рис. 7.40. Зависимость периода задержки самовоспламенения жидкого топлива от температуры газа в тигле [7.51]:

1 — метилнафталин; *2* — цетан; линии *3*—*5* соответствуют значениям энергии активации 209340, 146538, 4186 кДж/кмоль; *6* и *7* — $\tau_{св}$

нии физических и химических факторов на $\tau_{св}$ можно получить из сопоставления кривых *1* и *2* с кривыми *6* и *7* на рис. 7.40.

Влияние физико-химических свойств топлива. Данные по температуре самовоспламенения индивидуальных углеводородов и многокомпонентных топлив приведены в табл. 7.8—7.10. Минимальная температура самовоспламенения углеводородов однозначно определяется строением молекулы. Так, у парафиновых углеводородов температура самовоспламенения находится в прямой связи с эффективной длиной углеводородной цепочки $L_ц$ (рис. 7.41), которая вычисляется по уравнению [7.52]

$$L_ц = \left(2\sum_{i=1}^{j} k_i n_i\right) \Big/ [Z(Z-1)], \qquad (7.47)$$

где Z — число групп CH_3 в молекуле; i — число углеводородных цепочек, начинающихся и оканчивающихся группой CH_3, k_i — число возможных цепочек, содержащих n_i атомов углерода.

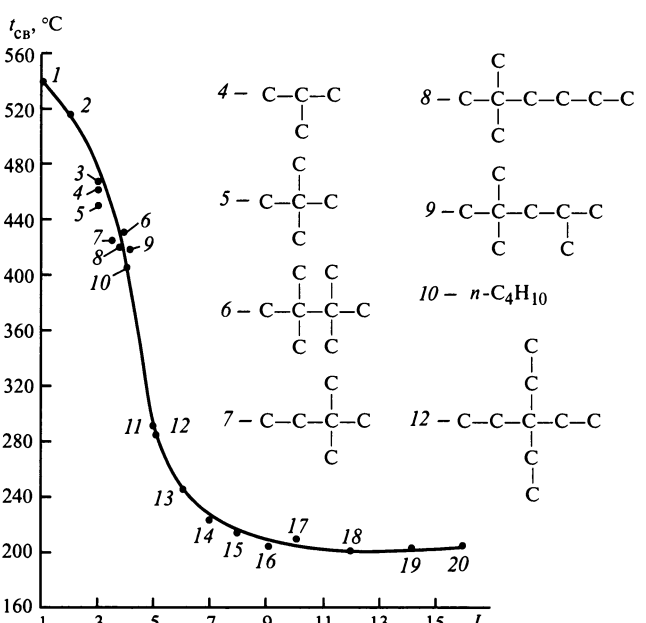


Рис. 7.41. Зависимость минимальной температуры самовоспламенения $t_{св}$ парафиновых углеводородов, впрыскиваемых в жидком состоянии в воздух, от средней длины углеродной цепочки $L_ц$ при p = 0,101 МПа [7.52]:

Точки *1*—*3* метан, этан, пропан; *11*, *13*—20 — n-алканы от C_5 до C_{16}

Углеводороды нормального строения различных гомологических рядов, но с одинаковым количеством атомов углерода в молекуле по температуре самовоспламенения $T_{св}$ располагаются в следующей последовательности: парафиновые, олефиновые, нафтеновые (рис. 7.42). Углеводороды бензольного ряда имеют существенно повышенные значения $T_{св}$.

Температура самовоспламенения в общем случае не подчиняется правилу аддитивности. Как правило, она для смесей несколько ниже температуры самовоспламенения, вычисленной по этому правилу. Однако для смесей типа АСКТ пропанобутановой фракции и им подобных температура самовоспламенения может быть в первом приближении определена по правилу аддитивности.

При заданной температуре период задержки самовоспламенения $\tau_{св}$ у всех углеводородов уменьшается при увеличении числа атомов углерода в молекуле углеводорода. Изомерные углеводороды по сравнению с углеводородами нормального строения имеют, как правило, другое значение $\tau_{св}$. Например, изомерные углеводороды парафинового ряда имеют увеличенные $\tau_{св}$, что связано с уменьшением эффективной длины углеродной цепочки в молекуле [7.52]. При одинаковом числе атомов углерода в молекуле углеводороды парафинового ряда по сравнению с углеводородами других рядов имеют наименьшие периоды $\tau_{св}$. Нафтеновые углеводороды занимают промежуточное положение между парафиновыми и ароматическими углеводородами. Из этого следует, что склонность многокомпонентного углеводородного топлива к самовоспламенению тем выше, чем больше в нем парафиновых и меньше нафтеновых и особенно ароматических углеводородов. Склонность топлива к окислению и самовоспламенению в первом приближении может быть охарактеризована цетановым числом (ЦЧ). Связь периода $\tau_{св}$ жидких топлив, впрыскиваемых в нагретый реакционный сосуд, с ЦЧ может быть иллюстрирована графиками рис. 7.43 [7.53, 7.54, 7.55]. При данной температуре газа в реакционном сосуде влияние ЦЧ на $\tau_{св}$ ослабевает по мере увеличения ЦЧ.

Влияние состава окислителя и присадок. Балластировка окислителя продуктами сгорания или инертными газами вызывает увеличение $T_{св}$ и $\tau_{св}$. При заданной $T_{св}$ между минимальным давлением p, при котором уже невозможно самовоспламенение, и концентрацией O_2 в окислителе имеет место соотношение

$$p = C/\psi_{O_2}, \qquad (7.48)$$

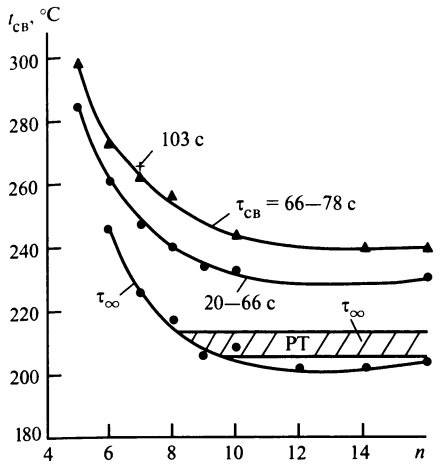


Рис. 7.42. Зависимость температуры самовоспламенения $t_{св}$ топливовоздушных смесей от числа атомов углерода n в молекуле при p = 0,101 МПа [7.35]:

$\tau_{св}$ — период задержки самовоспламенения; РТ — реактивные топлива; • — парафиновые; ▲ — олефиновые; × — нафтеновые углеводороды

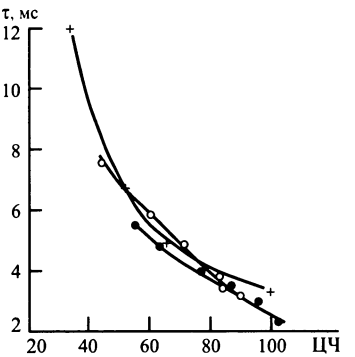


Рис. 7.43. Зависимость периода задержки самовоспламенения $\tau_{св}$ жидких топлив от цетанового числа (топливо впрыскивалось в бомбу, t = 537 °С, p = 2,1 МПа):

× — смесь цетана с α-метилнафталином (t = 580 °С) [7.1, 7.54, 7.55]; • — *н*-парафины; о — олефины

где $\psi_v = O_2/(O_2 + N_2)$; C — коэффициент, зависящий от температуры и возрастающий при ее понижении.

Температура $t_{св}$ топлива может быть существенно изменена путем введения в него соответствующих присадок. В качестве пламегасящего вещества широко используется, например, тетрафтордибромэтан, который повышает температуру самовоспламенения.

Влияние давления. Температура самовоспламенения существенно зависит от давления, она возрастает при понижении давления (рис. 7.44). Период задержки $\tau_{св}$ связан с давлением при постоянной температуре соотношением

$$\tau_{св} = Ap^{-n}, \qquad (7.49)$$

где A и n — постоянные.

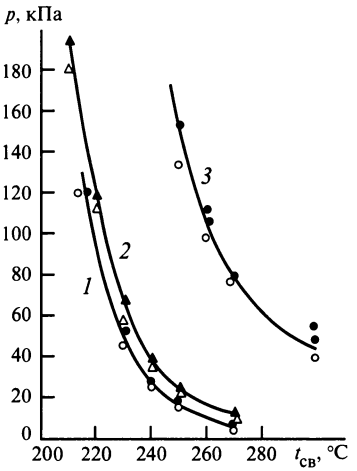


Рис. 7.44. Зависимость температуры самовоспламенения $t_{св}$ топливовоздушной смеси оптимального состава от давления (по данным В.В. Малышева):

1 — изооктан, $p_т/p$ = 0,3; *2* — бензин, $p_т/p$ = 0,25; *3* — циклогексан, $p_т/p$ = 0,16; p — общее давление; $p_т$ — парционное давление паров топлива; ▲, • — воспламенение; Δ, о — отсутствие воспламенения

Для однородной (гомогенной) смеси $n \approx 1$, а для неоднородной (гетерогенной) — $n \approx 0{,}5 \div 0{,}4$ [7.29, 7.56]. Уменьшение n при переходе от газовой смеси к двухфазной указывает на то, что физические процессы образования газовой смеси около капель становятся определяющими.

7.8. Давление взрыва в замкнутом объеме. Скорость выгорания

Давление взрыва в замкнутом объеме. Максимальное давление взрыва — наибольшее давление, возникающее при дефлаграционном взрыве паровоздушной смеси в замкнутом сосуде при начальном давлении 0,101 МПа. Скорость нарастания давления при взрыве $dp/d\tau$ определяется на восходящем участке зависимости $p = f(\tau)$. Экспериментально максимальное давление взрыва и скорость нарастания давления при взрыве паров топлива определяются по ГОСТ 12.1.044—89 (приложение 8). Расчетное определение скорости нарастания давления при взрыве проводится по тому же стандарту (приложение 12).

Максимальная скорость нарастания давления, кПа/с, рассчитывается по уравнению

$$\left(\frac{dp}{d\tau}\right)_м = \frac{3p_0u_н}{r}(\pi - 1)\pi^{1/k + \varepsilon}, \qquad (7.50)$$

где p_0 — начальное давление, кПа; $u_н$ — нормальная скорость распространения пламени при начальном давлении p_0 и температуре t; r — радиус бомбы, м; $\pi = p_м/p_0$ — приведенное максимальное давление взрыва; $p_м$ — максимальное давление взрыва, кПа; k — показатель адиабаты для используемой смеси; ε — термокинетический показатель степени, зависящий от нормальной скорости распространения пламени, давления и температуры; если значение ε неизвестно, то его принимают равным 0,4. Средняя скорость нарастания давления, кПа/с, вычисляется по уравнению

$$\left(\frac{dp}{d\tau}\right)_с = \frac{(3p_0u_н)(\pi - 1)^{1/k + \varepsilon}}{rf(\pi, k, \varepsilon)}, \qquad (7.51)$$

где $f(\pi, k, \varepsilon)$ — функция, значения которой находят по номограмме рис. 7.45. Значения π и k находят путем термодинамического расчета или, в случае невозможности последнего, принимают $\pi = 9{,}0$ и $k = 1{,}4$.

Давление взрыва в замкнутом объеме $p_{взр}$ вычисляется по уравнению

$$p_{взр} = (p_0T_{п.с}m)/(T_{нач}n). \qquad (7.52)$$

Здесь $T_{нач}$ — начальная температура, К; $T_{п.с}$ — температура продуктов сгорания, К; n и m — число молей исходной смеси и продуктов сгорания соответственно.

Примеры расчета.

Пример 1. Вычислить максимальную и среднюю скорость нарастания давления при взрыве метана. Исходные данные: $r = 1{,}825$ м, $p_0 = 101$ кПа, $T_0 = 291$ К, $\pi = 8{,}79$, $k = 1{,}39$, $u_н = 0{,}44$ м/с, $\varepsilon = 0{,}26$.

Решение. По уравнению (7.50) находим:

$$(dp/d\tau)_м = (3 \cdot 101 \cdot 0{,}44/1{,}825)(8{,}79 - 1)8{,}79^{1/(1{,}39 + 0{,}26)} =$$

$$= 4780 \text{ кПа/с}.$$

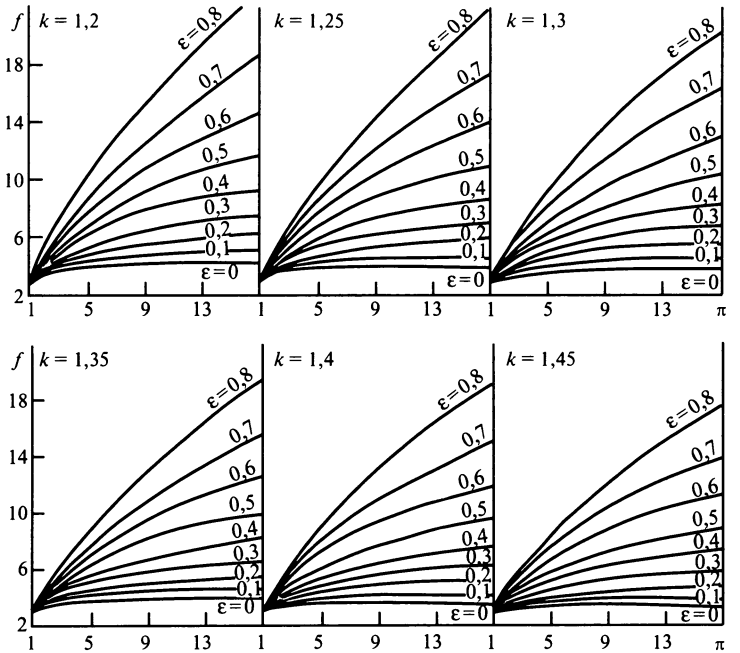


Рис. 7.45. Зависимость функции f от приведенного давления π, показателя адиабаты k и термокинетического показателя ε испытуемой смеси (приложение 12 к ГОСТ 12.1.044—89)

По номограмме рис. 7.45 находим $f(\pi, k, \varepsilon) = 5{,}25$. Далее по уравнению (7.51) вычисляем среднюю скорость нарастания давления

$$(dp/d\tau)_c = (3 \cdot 101 \cdot 0{,}44) \cdot (8{,}79 - 1)(8{,}79)^{(1/1{,}39 + 0{,}26)}/(1{,}825 \cdot 5{,}25) =$$

$$= 910 \text{ кПа/с}.$$

Пример 2. Рассчитать давление, развивающееся в замкнутом объеме при полном сгорании стехиометрической пропановоздушной смеси.

Исходные данные: $p_0 = 10$ кПа; $T_{нач} = 293$ К, $T_{п.с} = 2383$ К.

Решение. Реакция горения пропана

$$C_3H_8 + 5O_2 + 18{,}8N_2 = 3CO_2 + 4H_2O + 18{,}8N_2.$$

Отсюда $m = 25{,}8$ и $n = 24{,}8$. Из уравнения (7.52) находим:

$$p_{взр} = (10 \cdot 2383 \cdot 25{,}8)/(293 \cdot 24{,}8) = 84{,}8 \text{ кПа}.$$

Скорость выгорания — количество топлива, сгорающего в единицу времени с единицы поверхности. Она характеризует интенсивность горения. Экспериментально скорость выгорания топлива определяется по ГОСТ 12.1.044—89 (п. 4.16).

Список литературы к разделу 7

7.1. **Дубовкин Н.Ф.** Справочник по углеводородным топливам и их продуктам сгорания. — М.-Л.: Госэнергоиздат, 1962. 288 с.

7.2. **Равич М.Б.** Упрощенная методика теплотехнических расчетов. — М.: Изд. АН СССР, 1955.

7.3. **Powling G.** // Fuel. 1949. V. 28, № 2. — P. 12.

7.4. **Botha G., Spolding D.B.** // Proc. Royal Soc., ser. A. 1954. V. 225. — P. 116.

7.5. **Сполдинг Д.Б.** Основы теории горения. — М.: Госэнергоиздат, 1959.

7.6. **Семенов Н.Н.** // Известия АН СССР. Сер. ОТН. 1953. № 5. — С. 708—723.

7.7. **Хитрин Л.Н.** Физика горения и взрыва. — М.: Изд-во МГУ, 1957. — 442 с.

7.8. **Зельдович Я.Б., Воеводский В.В.** Тепловой взрыв и распространение пламени в газах. М.: Изд. Моск. мех. ин-та, 1947. — 294 с.

7.9. **Зельдович Я.Б. и др.** // ЖФХ, 1938. Т. 12. Вып. 1. — С. 100—105.

7.10. **Эванс М.А.** // Вопросы ракетной техники. 1954. Вып. 1. — С. 79—139.

7.11. **Tanford C., Pease A.** // J. Chem. Physics.1947. V. 15. № 7,12.

7.12. **Льюис Б., Эльбе Г.** Горение, пламя и взрывы в газах : Пер. с англ. / Под ред. К.И. Щелкина и А.А. Борисова. — М.: Мир, 1968. — 592 с.

7.13. **Simon D.M.** // Am. Chem. Soc. 1951. V. 73. № 1. — P. 7983.

7.14. **Simon D.M.** // Ind. Eng. Chem. 1951. V. 43. № 12. — P. 2200—2300.

7.15. **Gerstein M., Levine O., Wong E.L.** // Ind. Eng. Chem. 1951. V. 43, № 12.— P. 2200—2300.

7.16. **Gerstein M., Levine O., Wong E.L.** // J. Am.Chem. Soc.. 1951. V. 73. № 1. — P. 90—111.

7.17. **Egerton A., Thabet S.K.** // Proc. Royal Soc. 1952. V. 211. — P 1107.

7.18. **Badami J.N., Egerton A.** // Proc. Royal Soc. 1969. V. 228. — P 1174.

7.19. **Reynolds T.W., Gerstein M.** Sufluence of Molecular Structure of Hidrocarbons on Rate of Flame Propagation. / В кн. Third Symposium on Combustion and Flame and Explosion Phenomena. Baltimore, 1949. 7.20. Yahn G. Der Zundvorgang in Gasgemischen. — Berlin, 1934.

7.20. **Jahn G.** Dez Zundvorgang in Gasgemischen. — Berlin. 1934.

7.21. **Головина Е.С., Федоров Г.Г.** Исследование воспламенения и сгорания топливно-воздушных смесей. — М.: ЭНИН АН СССР, 1955.

7.22. **Dugger G.L., Weast R.C., Heimel S.** // Ind. Eng. Chem. 1955. V. 47. № 1.— P. 117—131.

7.23. **Dugger G.M., Graab D.D.** Flame Velocities of Propaue – and Etyline – Oxygen – Nitrogen Mixtures, NASA, RME 1952.

7.24. **Egerton A., Lefebvre A.N.** // Proc. Royal Soc., ser. A. 1954. V. 222. № 1149.

7.25. **Хитрин Л.Н.** // ЖФХ. 1938. Т. 7. Вып. 1.

7.26. **Egerton A., Sen D.** Flame Propagation; the Influence of Pressure on the Burning Velocities of Flat Flames. IY Symposium on Combustion, Baltimore, 1953.

7.27. **Garner F.H., Long R., Ashforth G.** Of Pressure on Burning Velocities of Benzene – air, n-Heptane – air and 2,2,4 – Trimethylpentane – air Mixtures // Fuel, 1951. V.30. №1.

7.28. **Влияние** физико-химических факторов на скорость распространения фронта пламени. Обзор статей. // Вопросы ракетной техники. 1952. № 5. С. 45.

7.29. **Johnson W.T.** // J. SPE. 1947. V. 55, № 12.

7.30. **Бродский Г.А., Зельдович Я.Б.** Кинетика горения окиси углерода // ЖФХ. 1951. Т. 25. № 5. 1951.

7.31. **Зельдович Я.Б., Семенов Н.Н.** Кинетика химических реакций пламени. ЖЭТФ, 1940. Т.10. Вып. 910.

7.32. **Колодцев Х.И., Хитрин Л.Н.** // ЖТФ, 1937. Т. 7. Вып. 2.

7.33. **Особенности** процесса горения при низких давлениях: Обзор / Вопросы ракетной техники. 1952. № 4. С. 5177.

7.34. **Coward H.F., Jones Y.W.** / Washington. U.S. Bur. Mines Bull. 1952. P. 503.

7.35. **Дубовкин Н.Ф., Маланичева В.Г., Массур Ю.П., Федоров Е.П.** Физико-химические и эксплуатационные свойства реактивных топлив: Справочник. — М.: Химия, 1985. 240 с.

7.36. **Di Piazza J.F.** Flammability Limits of Hydrocarbon – air Mixtures // Ind. Chem. 1951. V. 43. № 12.

7.37. **Burgoyne J.H., Neale R.F.** // Fuel. 1953. V. 32. № 1.

7.38. **Gaydon A., Wolphard. H. Flames.** Their Structure, Radiation and Temperature // Chapman Hall, 1953.

7.39. **Иост В.** Взрывы и горение в газах : Пер. с нем. / Под ред. А.В. Фроста. — М.: ИЛ., 1952. 688 с.

7.40. **Friedman R., Jonston W.S.** // App. Physics. 1960. V. 21. № 8.

7.41. **Nestor L.R.** Исследование воспламенения реактивных топлив в баках самолетов // Report № DS – 67 – 7, July, 1967.

7.42. **Рагозин Н.А., Воробьева А.Ф.** // Химия и технология топлив и масел. 1958. № 4.

7.43. **Paulson B.V., Mech A.M., Thomas A.** // IRAS. 1959. V. 63. P. 586.

7.44. **Scull W.E.** NASA Report. 1951. P. 1019.

7.45. **Зенгер Н.Н.** Сгорание в транспортных поршневых двигателях. М.: Изд. АН СССР, 1951. 308 с.

7.46. **Feen I.B.** // Ind. Eng. Chem.. 1951. V. 43. № 12.

7.47. **Морган Д.** Принципы зажигания. — М.: Машгиз, 1947.

7.48. **Basic** Consideration in the Combustion of Hydrocarbons Fuels with Air. USA, 1957.

7.49. **Blanc M.V. et al.** Ignition of Explosive Gas Mixtures by Electric Sparks. / В кн. III Symposium on Combution and Flame and Explosion Phenomena. — Baltimore, 1949.

7.50. **Sweet C.C.** Effect of Gas Stream Parameters on the Energy and Power Dissipated in a Spark and on Ignition. / В кн. III Symposium on Combution and Flame and Explosion Phenomena. — Baltimore, 1949.

7.51. **Michailowa M.N., Neuman M.B.** // NACA TM. 1936. № 813.

7.52. **Zabetakis M.G.** // Ind. Eng. Chem. 1954. V. 46. № 10.

7.53. **Jeckson J.L.** // Ind. Eng. Chem.. 1951. V. 43. № 12.

7.54. **Muller R.** // Kraftfahartechnishce Forschungsarbeiten. 1936. № 3.

7.55. **Mullins B.P.** // Fuel. 1953. V. 32. № 2.

7.56. **Сербинов А.И.** Роль физических и химических процессов при самовоспламенении распыленных жидких топлив. Сгорание в транспортных поршневых двигателях. М.: Изд. АН СССР, 1951. 308 с.

7.57. **Jones Y.W., Gilliland W.H.** US Bur.Mines Report. 1946. № 3871.

Раздел 8
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ГАЗОВЫХ ТОПЛИВ

8.1. Прокачиваемость топлива по топливной системе

Прокачиваемость топлива при отрицательной температуре. На прокачиваемость охлажденного топлива наибольшее влияние оказывают температура начала кристаллизации, вязкость, содержание растворенной и свободной воды. Гидравлические потери в топливной системе, обусловленные вязкостью, несущественны. Прокачиваемость топлива при низких температурах определяется в основном способностью его проходить через фильтры.

Низкие температуры опасны из-за образования кристаллов воды и некоторых углеводородов, которые забивают фильтры. Наибольшую опасность представляет эмульсионная вода, однако и растворенная вода способна при определенных условиях переходить в тонкодисперсную эмульсию. При охлаждении растворенная вода выделяется в виде микрокапель размером от 7 до 40 мкм. Вода в мелких каплях способна сильно переохлаждаться и тем значительнее, чем мельче капли [8.1]:

Диаметр капли, мкм	10	50	100	300	600	1000
Температура переохлаждения, °С	−41	−36	−30	−28	−24	−22

При соударении переохлажденных капель с холодной поверхностью (сеткой фильтра, деталями насоса и т.п.) происходит мгновенная кристаллизация капель, приводящая к обмерзанию фильтра и других деталей и агрегатов топливной системы. Чем быстрее понижается температура, тем вероятнее появление переохлажденной эмульсии. При медленном охлаждении происходит образование в топливе более крупных кристаллов с большей способностью к выпадению.

Сжиженные и сжатые газы при достаточной степени обезвоживания и отсутствии механических примесей не вызывают затруднений для низкотемпературной прокачиваемости, поскольку их температуры

кристаллизации лежат, как правило, значительно ниже –60 °С, а повышенные температуры кристаллизации отдельных углеводородов в смесях компенсируются при невысоких концентрациях их высокой взаимной растворимостью с другими компонентами. Механические примеси ухудшают прокачиваемость топлива, даже если они мельче отверстий в фильтре. Эти примеси ведут себя как центры кристаллизации воды и углеводородов.

Для предотвращения обмерзания фильтров и выпадения кристаллов льда или твердых гидратов углеводородов применяют фильтры-сепараторы (водоотделители), вымораживание топлива, осушку жидкого топлива сухим воздухом. Для понижения температуры кристаллизации применяют присадки, предотвращающие образование кристаллов льда. К таким присадкам относятся этиловый и метиловый спирты, моноэтиловый эфир этиленгликоля (жидкость И) и другие соединения. Эти присадки хорошо растворяют кристаллы льда и тем самым существенно улучшают прокачиваемость топлива. В эксплуатации широко применяются противокристаллизационная присадка — жидкость И, а также тетрагидрофурфуриловый спирт (ТГФ). Их вводят, например, в реактивные топлива до 0,3 % (мас.).

При использовании газового топлива причиной ухудшения прокачиваемости могут являться газогидраты при наличии свободной (нерастворенной) воды, выделившейся при охлаждении топлива. Для предотвращения гидратообразования в состав топлива может быть введен метанол в незначительных концентрациях, представленных по расчетам НИПИгазпереработки в табл. 8.1 [8.11].

Прокачиваемость топлива при повышенных температурах. Прокачиваемость топлива при повышенных температурах определяется в основном термоокислительной стабильностью, размером и формой нерастворимых осадков, образующихся в топливе при нагревании, характеристиками фильтра. Скорость забивания фильтра примерно обратно пропорциональна размеру ячеек в фильтрующей сетке. Для оценки прокачиваемости топлив при повышенных температурах применяют специальные установки, имитирующие элементы реальной топливной системы. Прокачиваемость, например, реактивных топлив характеризуют перепадом давления на фильтре за 300 мин прокачки. Если фильтр забивается раньше, то прокачиваемость оценивают временем, необходимым для достижения перепада давления 83,125 кПа (625 мм рт. ст.). Для примера на рис. 8.1 приведены результаты сравнительной оценки прокачиваемости трех реактивных топлив.

Скорость забивания фильтра зависит от температуры топлива. Максимум скорости для реактивных топлив имеет место при температуре 160—170 °С (рис. 8.2). Чем больше образуется нерастворимых осадков,

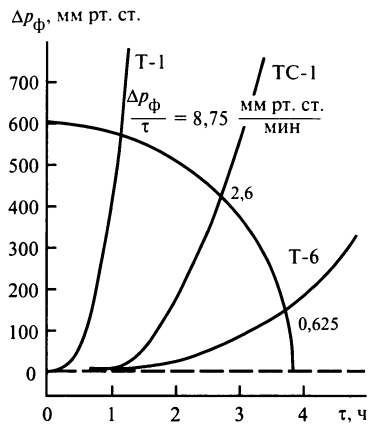


Рис. 8.1. Зависимость перепада давления на фильтре $\Delta p_ф$ от длительности прокачки топлива при температуре 165 °С:

Фильтр саржевого плетения, размер ячеек 12—16 мкм; Т-1, ТС-1 и Т-6 — марки реактивных топлив

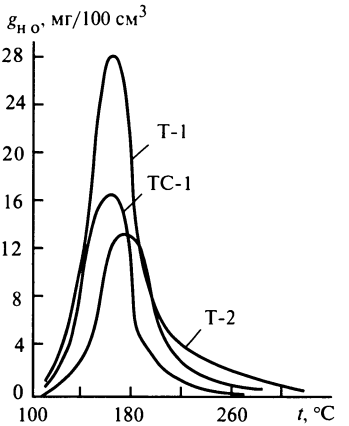


Рис. 8.2. Зависимость массы нерастворимого осадка $g_{н.о}$, получаемого в приборе ТСРТ-2 (ГОСТ 11802-88), от температуры [8.2]:

Т-1, ТС-1, Т-2 — марки реактивных топлив

тем выше скорость забивания фильтра. Однако при одинаковом количестве нерастворимых осадков забивание фильтра при повышенной температуре происходит в несколько раз быстрее, чем при пониженной (рис. 8.3). Такое положение обусловлено образованием более крупных частиц нерастворимого осадка при повышенных температурах.

Процесс коагуляции частиц ускоряется под воздействием воды и «зольных» элементов. Вода как поверхностно-активное вещество способствует слипанию частиц «зольных» элементов с твердыми продуктами окисления (смолами) и образованию прочных агрегатов. Обычно крупные частицы продуктов коррозии металлов и окружающей пыли, проникающие в топливо, являются также центрами, вокруг которых агрегатируются частицы высокомолекулярных соединений. Большое значение в образовании нерастворимых осадков имеют смолы. Процесс смолообразования интенсифицируется при повышении температуры, при каталитическом влиянии различных металлов и при увеличении поверхности контакта топлива с воздухом. Количество смол в топливе возрастает при длительном хранении.

Наиболее интенсивное образование нерастворимых осадков происходит в присутствии цветных металлов (меди, бронзы, свинца и т.п.). В связи с этим цветные металлы не рекомендуется применять в

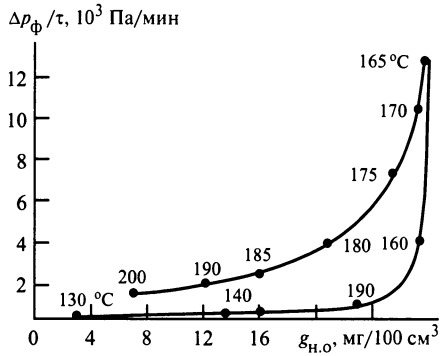


Рис. 8.3. Зависимость отношения перепада давления $\Delta p_ф$ ко времени τ прокачки топлива от массы нерастворившегося осадка $g_{н.о}$, образующегося в топливе Т-1 при нагревании:

цифры у точек соответствуют температурам нагрева топлива в статических условиях на приборе ТСРТ-2 (по ГОСТ 11802—88)

топливных системах. Прокачиваемость топлива при повышенных температурах может быть улучшена путем удаления из него растворенного кислорода. Например, при прокачке топлива Т-1 при 180 °С полная забивка фильтра происходит за 3 ч, в то же время при прокачке обескислороженного топлива Т-1 при той же температуре перепад давления на фильтре остается близким к нулю. В связи с этим рекомендуется использовать инертные газы (например, азот) для замедления процесса окисления при хранении и транспортировании топлива. Для обеспечения высокой термоокислительной стабильности рекомендуется топливо обескислороживать до содержания кислорода менее 5 г на 1 т топлива [8.2].

Газовые топлива не вызывают никаких проблем, связанных с прокачиваемостью при повышенных температурах (если не допущено загрязнение их механическими примесями в результате грубых нарушений условий хранения), при условии отсутствия в их составе химически нестабильных соединений типа олефинов, диенов и ацетиленовых.

8.2. Термоокислительная стабильность

Стабильность топлива характеризует его способность противостоять химическим превращениям при хранении, транспортировании и особенно при использовании при повышенных температурах. Термоокислительная стабильность углеводородов исследовалась как на

лабораторных установках, так и в натурных отсеках теплообменных аппаратов. Исследования, проведенные на метане (а их результаты в известной мере могут быть распространены и на другие углеводороды), показали, что в кварцевом реакторе он начинает заметно разлагаться (появление следов водорода в продукте реакции) при температуре 706—709 °С и времени пребывания 4,5 с и более, а при температуре 837 °С заметное разложение метана наблюдается уже при времени пребывания 0,25 с. При этом его разложение не сопровождается отложением твердых осадков на стенках реактора. Они появляются при температуре 850 °С и выше и времени пребывания метана в нагретой зоне 4,6 с и более.

Конструкционные материалы: сталь Х18Н10Т, латунь, медь, сплав ЖС-6 — катализируют процесс термического разложения метана, т.е. снижают температуру начала и увеличивают глубину разложения (табл. 8.2).

Кварц, фарфор, кремнезем, графит не активизируют процесс образования углерода.

Пропан, бутан и другие парафиновые углеводороды по сравнению с метаном термически менее устойчивы (табл. 8.3). Но в то же время они по термической стабильности превосходят авиакеросины в 1,5—2,0 раза [8.2]. По нашим данным, эта температура фактически на 60—70 °С выше, чем указано в некоторых источниках (например, пропана до 460 °С, бутана — до 435 °С).

8.3. Противоизносные свойства

От противоизносных свойств топлива зависит ресурс работы топливных агрегатов, прежде всего их перекачивающих узлов. Наиболее высокие требования к противоизносным свойствам топлив предъявляют плунжерные насосы. Их пары трения (плунжер-шайба) работают при высоких удельных нагрузках (до 100 МПа) и температурах (до 140 °С) в условиях трения качения с проскальзыванием.

Экспериментально противоизносные свойства топлив оценивают по износу характерной пары трения. Износ в среде данного топлива одной произвольно выбранной пары трения не характеризует противоизносные свойства этого топлива однозначно. Замена материала трущихся деталей, режимных и других факторов может резко изменить износ трущихся поверхностей. В связи с этим оценка противоизносных свойств относительна и проводится в строго регламентированных условиях.

Смазывающие свойства топлива зависят от химического состава, вязкости, давления насыщенных паров, термоокислительной ста-

бильности, состава микропримесей (микроэлементов, пыли, продуктов износа и коррозии металлов), поверхностно-активных веществ. При больших удельных нагрузках имеет место, как правило, полужидкостное трение — трущиеся поверхности неполностью разделяются топливом. В этом случае нагрузка воспринимается, с одной стороны, выступами трущихся контактирующих поверхностей и, с другой стороны, гидродинамическим клином, образованным топливом.

При полужидкостном трении противоизносные качества топлива определяются:

1) вязкостью топлива, обеспечивающей гидродинамический эффект разделения трущихся поверхностей слоем жидкости;

2) наличием в топливе ПАВ, образующих на поверхности трения абсорбционный слой большой прочности, который разделяет трущиеся поверхности и тем самым уменьшает коэффициент трения и, следовательно, износ деталей.

Парафиновые и нафтеновые углеводороды независимо от строения молекулы являются неполярными соединениями. Поверхностно-активные свойства углеводородной части топлива определяются присутствием в нем ароматических алкилпроизводных соединений, количество которых с известным приближением можно считать прямо пропорциональным содержанию ароматических углеводородов.

В углеводородных жидких топливах в небольших количествах присутствуют ПАВ: смолы, продукты окисления непредельных соединений, сернистые и другие соединения. Структура смол, гетероорганических веществ и других ПАВ и их роль в образовании граничного молекулярного адсорбционного слоя изучены еще слабо. Однако можно утверждать, что роль этих соединений весьма велика. Это следует из опыта применения ПАВ в качестве противоизносных присадок к топливам.

Противоизносные свойства топлив существенно зависят от их химического состава, в котором определяющее значение имеют гетероатомные соединения. Удаление гетероатомных соединений, например в процессе гидроочистки, приводит к ухудшению противоизносных свойств топлива [8.3]. Ароматические спирты, органические кислоты улучшают противоизносные свойства топлив. Особенно эффективны среди гетероатомных соединений нафтеновые кислоты и смолы. При увеличении содержания агрессивных сернистых соединений износ пар закономерно возрастает, но при незначительных концентрациях, когда они проявляют главным образом свои поверхностно-активные свойства, износ может снижаться. Ацетатные смолы, как и ПАВ, в сравнении с метанольными смолами более эффективны [8.2]. Растворенная вода при ее содержании не более

0,0075 % (мас.) на износ плунжеров топливных насосов практически не влияет [8.4].

При повышении температуры топлива износ трущихся поверхностей возрастает. Это происходит в результате усиливающейся десорбции ПАВ с поверхностного слоя трущихся поверхностей и снижения вязкости топлива. Однако при повышении температуры усиливается процесс окисления топлива, приводящий к образованию смол и трибохимического слоя полимеров на трущихся поверхностях. В результате скорость износа трущихся пар при повышенных температурах может снижаться. В трибохимических процессах участвует кислород, растворенный в топливе и содержащийся в гетероциклических соединениях [8.5]. Увеличение содержания растворенного в топливе кислорода усиливает интенсивность окисления трущихся поверхностей, что приводит к увеличению их износа. Однако при концентрации кислорода 0,2—0,5 % (об.) в топливах вследствие недостаточной скорости образования оксидного слоя на поверхности пар трения отмечается их «схватывание» [8.6—8.8].

Закономерное улучшение противоизносных свойств топлив при их деаэрации или азотировании отмечается также в [8.9].

Как показывает опыт эксплуатации авиационной техники, имеется определенная связь между износом топливной аппаратуры и временем года. В летний период отмечаются пониженная вязкость топлива (положительные температуры), повышенное содержание воды и механических примесей в топливах. В присутствии воды возможна также электрохимическая коррозия металлов. Пыль, проникающая в топливо, оказывает исключительно большое влияние на износ узлов трения. При этом имеет значение как количество, так и дисперсность и абразивные свойства частиц пыли. По этой причине, вероятно, наблюдается повышенный износ топливных насосов в летнее время при эксплуатации авиационной техники на южных линиях (запыленные аэродромы) [8.2]. Для нормальной работы топливной аппаратуры желательно, чтобы в топливе не было твердых механических частиц крупнее 5 мкм.

8.4. Детонационные свойства и работоспособность топлива в двигателях

Детонационные свойства. При некоторых условиях скорость распространения пламени в топливовоздушных смесях может достигать очень больших значений (1000 м/с и более). При этом горение сопровождается значительным повышением давления и называется детонационным. По современным представлениям детонационная волна

рассматривается как ударная волна, в которой развивается достаточно высокая температура, приводящая к самовоспламенению прилегающих слоев горючей смеси.

Склонность горючей смеси к детонационному горению помимо состава смеси зависит от внешних условий: вида и мощности инициирующего импульса, объема реакционного сосуда и других факторов. Данные о скорости распространения пламени при детонационном горении приведены в табл. 8.4.

Признаками детонации в поршневых двигателях являются резкий металлический стук в цилиндрах, вибрация двигателя, перегрев головок цилиндров, дымление, падение мощности двигателя. При сильной детонации разрушаются поршни, подшипники, пригорают поршневые кольца, прогорают клапаны цилиндров, двигатель быстро изнашивается. Чем больше степень сжатия двигателя, тем выше его требования к детонационной стойкости топлива (рис. 8.4).

Детонационная стойкость топлив на бедной смеси характеризуется октановым числом (ОЧ), а на богатой — сортностью.

Октановое число — это показатель детонационной стойкости топлива, численно равный содержанию изооктана [% (об.)] в смеси с нормальным гептаном, эквивалентной по своей детонационной стойкости топливу, испытываемому в стандартных условиях. Если, например, испытываемый бензин обладает такой же детонационной стойкостью, как смесь 70 % (об.) изооктана и 30 % (об.) нормального гептана, то считают, что ОЧ этого бензина равно 70.

Детонационную стойкость, например, бензинов и их компонентов определяют по показателям работы стандартных одноцилиндровых двигателей типа УИТ-65 и ИТ-9-1 на испытываемом топливе в заданном режиме.

На установке УИТ-65 определяют ОЧ авиационных и автомобильных топлив и их компонентов моторным методом по ГОСТ 511—82 и исследовательским методом по ГОСТ 8226—82 (только для автомобильных топлив и их компонентов). Различие между этими методами состоит в режиме испытания: моторный метод (ММ) в жестком режиме (900 об/мин); исследовательский (ИМ) — в мягком режиме (600 об/мин). В результате ОЧ, определяемое по ИМ, обычно на несколько единиц превышает ОЧ, определяемое по ММ. Эта разница называется *чувствительностью топлива*.

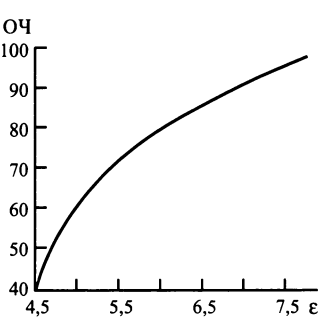


Рис. 8.4. Кривая зависимости ОЧ от степени сжатия ε (установка ИТ9-2) [8.10]

В целях повышения ОЧ топлива к ним до последнего времени, как правило, добавляли этиловую жидкость, содержащую антидетонационную присадку — тетраэтилсвинец (ТЭС) и другие компоненты.

Размер повышения ОЧ при добавлении ТЭС называется *приемистостью* топлива к ТЭС.

Сортность топлив — это показатель детонационной стойкости на богатой смеси, характеризующий мощность двигателя (%) при работе его на испытуемом топливе по сравнению с мощностью двигателя, полученной при работе на техническом эталонном изооктане. Если, например, сортность бензина 115, то это означает, что на данном бензине стандартный двигатель на богатой смеси развивает мощность на 15 % больше, чем на техническом эталонном изооктане, сортность которого принята за 100. Октановые числа и сортность углеводородов приведены в табл. 8.5 (данные следует рассматривать только как сравнительные).

Нормальные парафиновые углеводороды обладают наименьшей детонационной стойкостью (табл. 8.5). С удлинением прямой цепи углеродных атомов, т.е. увеличением молекулярной массы, детонационная стойкость нормальных парафиновых углеводородов уменьшается как на бедной, так и на богатой смеси. Причем сортность снижается быстрее, чем ОЧ. Характерной особенностью нормальных парафиновых углеводородов является то, что чем ниже их детонационная стойкость, тем выше приемистость к ТЭС.

Изопарафиновые углеводороды обладают значительно большей детонационной стойкостью, чем нормальные. С увеличением числа атомов углерода в прямой цепи при одной и той же химической структуре детонационная стойкость изопарфиновых углеводородов (как и нормальных) уменьшается. С увеличением разветвленности молекулы углеводорода, с приближением метильных групп к центру цепи при одном и том же числе углеродных атомов при более компактном и симметричном расположении метильных групп, детонационная стойкость изопарафиновых углеводородов повышается. Наибольшей детонационной стойкостью на бедных и богатых смесях обладает 2,2,3-триметилбутан (триптан), имеющий октановое число в чистом виде, определяемое по ММ, 102 единицы, по исследовательскому 105,8 единиц и сортность по ТЭС 255 единиц.

Вследствие высокой детонационной стойкости изопарафиновые углеводороды широко используются в качестве компонентов при компаундировании высокооктановых бензинов.

Ароматические углеводороды обладают высокой детонационной стойкостью на бедной и богатой смесях. На богатой смеси в присут-

ствии ТЭС их детонационная стойкость примерно в 2 раза выше, чем изопарафиновых углеводородов. Увеличение молекулярной массы ароматических углеводородов не влияет на их детонационную стойкость. Увеличение числа метильных групп в мета- и пара-положениях ведет к повышению детонационной стойкости, а в орто-положении — к резкому ее снижению (например, *о*-ксилол). Двойные связи в боковой цепи повышают, а длинные неразветвленные цепи понижают детонационную стойкость ароматических углеводородов. Наибольшей детонационной стойкостью, как видно из табл. 8.5, обладают 1, 3, 5-триметилбензол (мезитилен), *н*-пропилбензол, *трет*-бутилбензол. В качестве ароматических компонентов при компаундировании бензинов используют толуол, ксилолы, изопропилбензол (кумол).

Содержание бензола в автобензинах, несмотря на его очень высокие октановые характеристики, в последнее время жестко лимитируется по экологическим соображениям — 5 % (об.) и менее по ГОСТ Р 51105—97 и ГОСТ Р 51313—99.

Нафтеновые углеводороды по детонационной стойкости занимают промежуточное положение между нормальными парафиновыми и ароматическими углеводородами с тем же числом атомов углерода. С увеличением длины боковых неразветвленных цепей в пяти- и шестичленных нафтеновых углеводородах детонационная стойкость их понижается. При разветвлении боковых цепей и увеличении числа метильных групп в них детонационная стойкость нафтеновых углеводородов повышается. Наибольшей детонационной стойкостью среди нафтенов обладает циклопентан (октановое число 85 единиц и сортность 315 единиц).

В целях повышения октанового числа топлива иногда и сейчас добавляют этиловую жидкость, такие топлива называют этилированными.

Условия определения ОЧ выше 100 на установках по моторному и исследовательскому методам полностью соответствуют условиям определения ОЧ до 100 с той лишь разницей, что в качестве эталонов применяют смеси химически чистого изооктана с различным содержанием ТЭС. Испытуемому образцу подбирают эквивалентный (равноценный) эталон-изооктан + ТЭС, для которого в табл. 8.6 находят соответствующее значение ОЧ.

Октановые числа бензинов, определенные по исследовательскому и моторному методу, приведены в табл. 8.7.

Дополнительными характеристиками детонационной стойкости топлива являются фактическое октановое число (ФОЧ) и дорожное октановое число (ДОЧ), определяемые на полноразмерных автомобильных двигателях в стендовых и дорожных условиях по

ГОСТ 10373—75. Эти определения проводятся при квалификационных испытаниях новых или измененных сортов автомобильного топлива, а также и новых моделей автомобильных двигателей.

Октановое число топлива, необходимое для работы двигателя без детонации, может быть определено по эмпирическому уравнению [8.14]:

$$\text{ОЧ} = 125{,}4 - 413/\varepsilon + 0{,}183D, \qquad (8.1)$$

где ОЧ — октановое число топлива, определенное по ММ; ε — степень сжатия рабочей смеси; D — диаметр цилиндра двигателя, мм.

Для определения ОЧ смеси бензинов прямой гонки и парафиновых углеводородов может быть использовано уравнение

$$\text{ОЧ} = B + 0{,}01a(A - B), \qquad (8.2)$$

где A и B — октановые числа первого и второго компонентов смеси соответственно; a — содержание первого компонента в смеси, %(об).

Октановое число многокомпонентных топлив упрощенно может быть определено по принципу аддитивности как отношение суммы произведений объемных долей компонентов на их ОЧ к сумме объемных долей горючих компонентов в смеси (см. ГОСТ 27577—2000 «Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания», п. 6.4 и приложение А). При определении ОЧ природного газа для компонентов по этому стандарту принимаются следующие значения ОЧ: метан — 110, этан — 108, пропан — 105, *н*-бутан и изобутан — 94, *н*-пентан и изопентан — 70.

Строго говоря, ОЧ многокомпонентных топлив не является аддитивным свойством, и для его расчета по известным ОЧ индивидуальных углеводородов или групп структурно-группового анализа разработаны сложные методы расчета на ЭВМ. Это стало необходимо, поскольку в последнее время трудоемкий и дорогой метод прямого определения ОЧ на стендовых двигателях все в большей мере замещается инструментальным определением индивидуального состава бензинов (более 400 углеводородов!) на хроматографе или определением структурно-группового состава флуоресцентным методом или ИК-спектроскопией с автоматическим расчетом ОЧ бензина (в том числе и непрерывно в потоке на технологической установке или в узле компаундирования) [8.39, 8.40].

Работоспособность топлива в двигателях с самовоспламенением. Двигатели с самовоспламенением топлива (дизельные двигатели) работают, как правило, на сравнительно тяжелом высококипящем углеводородном топливе (дизельном топливе), не содержащем углеводородов с числом атомов углерода в молекуле 10 и менее.

Такие топлива не входят в число объектов анализа настоящей книги. Однако в последнее время в дизелях стали применять газы или их фракции, спирты, а также так называемые нефтяные дизельные топлива широкого фракционного состава, в состав которых включены бензиновые фракции. В связи с этим рассматривается работа двигателей этого типа.

В дизелях топливо впрыскивается непосредственно в цилиндры двигателя и самовоспламеняется под действием высокой температуры при сжатии. Основным свойством топлива, влияющим на работу двигателя, является цетановое число. Оно определяется на специальном одноцилиндровом двигателе с самовоспламенением от сжатия. В качестве первичных эталонов применяют цетан (*н*-гексадекан $C_{16}H_{34}$) и α-метилнафталин $C_{11}H_{10}$. Условно принято, что легко воспламеняющийся цетан имеет ЦЧ 100, а плохо воспламеняющийся α-метилнафталин — ноль. Цетановое число топлива соответствует содержанию [% (об.)] цетана в той его смеси с α-метилнафталином, которая по характеристике самовоспламенения эквивалентна топливу, испытываемому в стандартных условиях (ГОСТ 3122—67). Если, например, топливо обладает такими же характеристиками сгорания, как и смесь 40 % (об.) цетана и 60 % (об.) α-метилнафталина, то считается, что ЦЧ этого топлива равно 40. Если ЦЧ < 40, то такое топливо имеет плохие пусковые свойства, двигатель работает жестко, со стуком.

Сложность применения газовых топлив в дизелях связана с их плохой воспламеняемостью. Для организации рабочего процесса дизельного двигателя на газовом топливе используют следующие способы [8.15]:

1) добавление в топливо активирующих присадок или дизельного топлива с высоким ЦЧ;

2) использование искрового зажигания;

3) применение впрыска запальной дозы дизельного топлива.

Первый способ может использоваться только для сжиженного топлива (АСКТ, пропан-бутановой фракции и т.п.). Дизельные двигатели с искровым зажиганием применяются в основном на стационарных установках (требуется высокое напряжение на электродах свечи — 25 кВ и более). В отечественных дизельных автомобилях для организации рабочего процесса на природном газе используется подача в цилиндр двигателя запальной дозы (15—20 % суммарного расхода топлива) дизельного топлива. Пуск газодизельного двигателя и его работа на холостом ходу происходят только на дизельном топливе. На остальных режимах повышение мощности двигателя достигается за счет увеличения подачи газового топлива. Достоин-

ство этого способа — относительная простота переоборудования дизеля на газовое топливо без изменения конструкции двигателя.

Цетановые числа некоторых углеводородов и топлив приведены в табл. 8.8. Между октановым и цетановым числами углеводородов прослеживается обратная зависимость, которая выражается эмпирическим соотношением [8.15]:

$$ЦЧ = 60 - ОЧ/2. \quad (8.3)$$

8.5. Дымление и излучение продуктов сгорания

Дымление. При горении углеводородных топлив образуются конденсированные частицы, которые значительно повышают излучательную способность и снижают прозрачность отходящих продуктов сгорания. В результате повышается температура стенок камеры сгорания и, как следствие, снижаются ресурс и надежность двигателя [8.18—8.20]. Образование конденсированных частиц (частиц дыма) зависит от физико-химических свойств топлива, организации рабочего процесса в камере и режимных параметров [8.21—8.24].

Конденсированные частицы дыма представляют собой сферы, прикрепленные одна к другой и образующие нити, похожие на кружево. Частицы дыма имеют размер от 0,01 до 1,0 мкм. В них содержится до 5 % водорода.

Склонность топлива к образованию конденсированных частиц (к дымлению) связывают с устойчивостью углеродной цепочки. Для соединений с одним и тем же числом атомов углерода в молекуле расход топлива, сжигаемого без дымления, увеличивается при уменьшении суммарной энергии связи между атомами углерода, т.е. увеличивается с насыщением молекулы: ацетилен < этилен < этан (рис. 8.5).

В процессе окисления за счет полимеризации, которая ускоряется, если до этого произошла дегидрогенизация, устойчивость молекулы повышается. Вследствие этого возрастает склонность топлива к образованию углерода. В насыщенных соединениях связи атомов углерода могут быть разрушены легче, чем связи углерода с водородом, а в ненасыщенных — наоборот. Это обусловлено тем, что энергия связи углерода с водородом равна приблизительно 418 кДж/кмоль, а энергия связи углеродных атомов — примерно 330, 630 и 836 кДж/кмоль для одинарной, двойной и тройной связи соответственно [8.23].

В диффузионных пламёнах и при горении однородных смесей свободный углерод появляется в основном в зонах с малым содержанием кислорода (в верхней части пламени). При значительном обога-

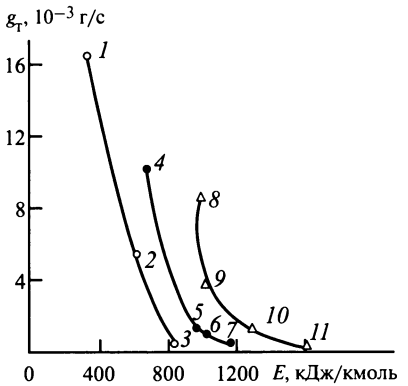


Рис. 8.5. Зависимость максимального расхода углеводорода $g_т$, сжигаемого без дымления, от полной энергии связи E углеродных атомов [8.22]:

1 — этан; *2* — этилен; *3* — ацетилен; *4* — пропан; *5* — циклопропан; *6* — изопентан; *7* — изопентен; *8* — *н*-бутан; *9* — изобутан; *10* — 3,1-бутен; *11* — 1,3-бутадиен

щении смеси топливом реакции пиролиза и полимеризации могут стать преобладающими над реакциями окисления.

Принято считать, что основными процессами, приводящими к образованию свободного углерода и тяжелых соединений в камерах сгорания, являются дегидрогенизация, расщепление и полимеризация молекул.

Образование углерода может происходить в газовой и жидкой фазах. В газовой фазе испаренное топливо, перемешанное со слишком малым количеством окислителя, попадая в зону горения, нагревается и разлагается. В этот момент зарождаются твердые частицы и пламя желтеет. Только при определенных температурных условиях этот углерод может быть окислен. Если окисление не происходит, то углерод частично осаждается в камере, а остальная часть выбрасывается в виде дыма.

В камерах сгорания газотурбинных двигателей отложения углерода могут формироваться на стенках или в центральной зоне камеры. Осевшее на стенках или скопившееся на горячих поверхностях топливо может получить тепло от излучения пламени и подвергнуться крекингу. В центральной зоне камеры крупные капли могут так сильно нагреваться до завершения испарения, что их ядра распадаются, и образуются частицы углерода, имеющие форму пористой массы. Эта форма образуется благодаря ядерному кипению топлива.

В этом случае пламя имеет желтый цвет, и, как при образовании углерода в газовой фазе, эти частицы должны сгореть, если хорошо организовано горение.

Под действием электрических и других сил частицы углерода могут коагулировать [8.23], при определенных условиях коагуляция может достигать такой степени, что частицы станут слишком большими, чтобы сгореть в данных условиях по температуре и концентрации кислорода, что приводит к появлению дыма. Скорость коагуляции зависит от концентрации и начального размера частиц, их заряда, средней температуры пламени, состава газовой среды и т.п.

В случае индивидуальных углеводородов склонность к дымообразованию изменяется в следующем порядке: *н*-парафиновые < *н*-алкилолефиновые < ароматические.

Склонность к дымообразованию ароматических углеводородов в 15—30 раз выше, чем парафиновых углеводородов. При добавлении ароматических углеводородов к *н*-парафиновым их дымообразующие свойства резко повышаются [8.25].

В диффузионных пламёнах образование углерода в пламени растет при повышении давления. Такая зависимость может быть объяснена уменьшением скорости диффузии и, следовательно, скорости перемешивания топлива с воздухом при повышении давления. Влияние давления на образование частиц дыма в бунзеновских пламёнах слабее [8.27]. При низких давлениях образование углерода в бунзеновских и диффузионных пламёнах практически отсутствует, преобладает излучение C_2 и CH [8.27, 8.28]. Склонность углеводородных топлив к дымлению может быть оценена по уравнению (8.4) [8.29]:

$$D = A\left[B\frac{g_C}{g_{H_2}}\rho^2\nu^{1,5}(g_п + 20g_н + 40g_а)\right]^{\alpha - 1}, \qquad (8.4)$$

где D — дымность продуктов сгорания при заданном общем коэффициенте избытка воздуха α, отн. ед.; g_C, g_{H_2} — содержание углерода и водорода в топливе, % (мас.); ρ, ν — плотность, кг/м^3, и кинематическая вязкость, мм^2/с, топлива при 20 °С; $g_п$, $g_н$, $g_а$ — содержание парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов в топливе, % (мас.); A и B — коэффициенты, зависящие от конструктивных особенностей камеры сгорания.

Относительное отклонение дымности продуктов сгорания, рассчитанной по уравнению (8.4), от определенной экспериментально, составляет, в зависимости от коэффициента избытка воздуха, 10—25 %

при доверительной вероятности 0,95. Это уравнение базируется на экспериментальных данных, полученных на модельной камере сгорания газотурбинных двигателей с центробежной форсункой (в этом случае $A = 0{,}5$ и $B = 0{,}168 \cdot 10^{-9}$).

В топливах, кроме парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов, в небольших количествах могут быть и другие углеводороды. Олефиновые и диеновые углеводороды следует включать в группу парафиновых. Если сумма $(g_п + g_н + g_а)$ меньше 100 % необходимо увеличить долю нафтеновых углеводородов. Если при расчете по уравнению (8.4) получается $D > 100$, то принимается $D = 100$.

Камеры сгорания газотурбинных двигателей эксплуатируются при разном коэффициенте избытка воздуха. Для более объективной оценки склонности топлива к дымлению следует пользоваться усредненной характеристикой

$$Ф_д = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} D_i, \qquad (8.5)$$

где $Ф_д$ — фактор дымности продуктов сгорания; D_i — дымность продуктов сгорания, определяемая по уравнению (8.4); n — число значений коэффициента избытка воздуха в выбранном интервале его изменения.

Расчетные значения фактора дымности продуктов сгорания индивидуальных углеводородов различных гомологических рядов, бензина и реактивных топлив представлены на рис. 8.6. Видно, что парафиновые углеводороды характеризуются самыми малыми значениями фактора дымности. Из этого следует, что и топлива, получаемые из природного и нефтяного газов, по сравнению с реактивными топливами потенциально обладают существенно меньшей склонностью к дымлению.

Излучение пламени. Оно определяется температурой и степенью черноты излучающего пламени и включает в себя излучение газообразных продуктов сгорания и конденсированных частиц (сажи, механических частиц). Тепловой поток излучения газообразных продуктов сгорания определяется в основном излучением трехатомных газов (CO_2, H_2O). Потоки излучения тепла от зоны горения определяют тепловое состояние стенок камеры сгорания.

Излучающую способность пламени принято оценивать люминометрическим числом — числом излучения (ЛЧ) и высотой некоптящего пламени $h_{пл}$. Определение ЛЧ производят на специальном приборе

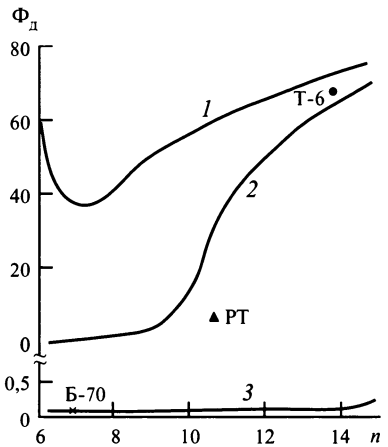


Рис. 8.6. Зависимость фактора дымности $Ф_д$ продуктов сгорания индивидуальных углеводородов, бензина Б-70, реактивных топлив РТ и Т-6 от числа атомов углерода *n* в молекуле [8.29]:

1 — ароматические; *2* — нафтеновые; *3* — парафиновые углеводороды

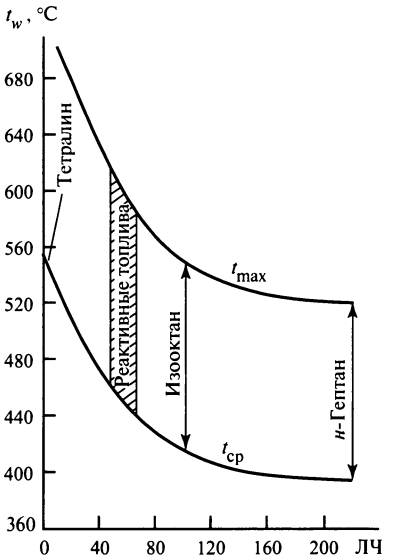


Рис. 8.7. Зависимость температуры t_w стенок жаровой трубы камеры сгорания ГТД от люминометрического числа [8.2]:

$t_{ср}$ — средняя температура; t_{max} — максимальная температура

типа ПЛТЧ. Чем меньше ЛЧ, тем выше излучательная способность пламени и, следовательно, выше температура стенки жаровой трубы камеры сгорания (рис. 8.7).

Люминометрическое число. Люминометрическое число — показатель, определяемый по температуре газов в фитильной лампе при сжигании испытуемого топлива в сравнении с температурами газа при сжигании эталонных топлив, получаемых смешением изооктана с тетралином. Излучение пламени изооктана принято за 100 единиц, а тетралина — за ноль. Значения ЛЧ индивидуальных углеводородов и реактивных топлив в зависимости от числа атомов углерода в молекуле приведены на рис. 8.8. С учетом данных рис. 8.8 индивидуальные углеводороды по излучательной способности при горении располагаются в следующий возрастающий ряд: парафиновые < олефиновые < нафтеновые < ароматические. Топлива, получаемые из нефтяного газа (АСКТ, ШФЛУ и др.) и природного газа

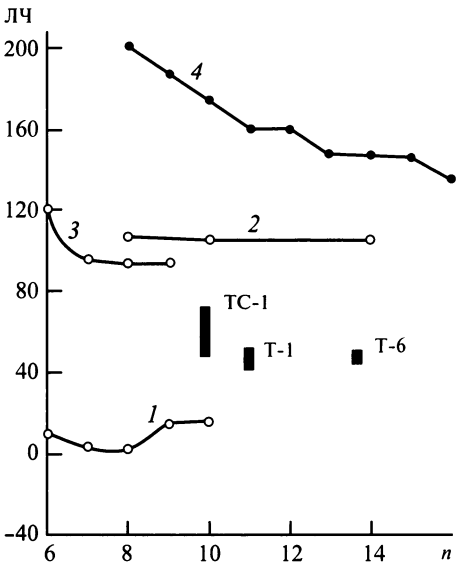


Рис. 8.8. Зависимость люминометрического числа углеводородов с нормальным строением алкильных цепей и реактивных топлив (Т-1, ТС-1, Т-6) от числа атомов углерода *n* в молекуле [8.29]:

1 — ароматические; *2* — олефиновые; *3* — нафтеновые; *4* — парафиновые углеводороды

(КМТ и др.), состоят в основном из парафиновых углеводородов. Следовательно, излучательная способность пламён таких топлив существенно ниже излучательной способности пламён топлив из нефтяного сырья, а люминометрическое число соответственно выше.

При отсутствии экспериментальных данных ЛЧ можно вычислить по уравнению [8.31]:

$$ЛЧ = -2308{,}7 + 3{,}428\rho + 43{,}2t_{ан} - 0{,}05719\rho\, t_{ан} - 7{,}148\rho/t_{ан}, \quad (8.6)$$

где ρ — плотность топлива, кг/м^3, при 20 °С; $t_{ан}$ — анилиновая точка, °С.

Высоту некоптящего пламени можно вычислить по уравнению

$$h_{пл} = -255{,}26 + 2{,}040t_{ан} - 555\,\lg(10^{-3}\rho) + 7{,}727\rho/t_{ан}, \quad (8.7)$$

где $h_{пл}$ — высота некоптящего пламени, мм; ρ — плотность топлива, кг/м^3, при 20 °С; $t_{ан}$ — анилиновая точка, °С.

Высота некоптящего пламени для некоторых топлив (по данным ЦИАМ): тетралина — 5, авиационного бензина — 30, изооктана — 40 мм.

Прямыми измерениями потоков и излучения тепла в камерах сгорания газотурбинных двигателей, работающих на реактивных топливах, установлено [8.18—8.20], что в зависимости от режима работы излучательная способность пламени в первичной зоне камеры сгорания ГТД может в несколько раз превышать интенсивность излучения газообразных продуктов сгорания при той же температуре. Для доведенных камер сгорания максимальная поверхностная плотность излучения пламени E_{max} остается примерно постоянной в широком диапазоне изменения коэффициента избытка воздуха, и она фиксируется в зоне, где местный коэффициент избытка воздуха $\alpha_м = 1{,}5 \div 1{,}7$, т.е. примерно в конце зоны горения (средняя массовая температура газа достигает наибольшего значения). При повышении давления в камере ГТД и температуры воздуха на входе в нее потоки излучения тепла возрастают. В первом приближении излучение пламени прямо пропорционально $T_н^{0,5}$ ($T_н$ — температура воздуха на входе в камеру сгорания).

8.6. Склонность топлива к отложению нагара

Вопросы образования нагара в камерах сгорания различных типов двигателей и влияние на него физико-химических свойств топлива, присадок, режимных и конструктивных факторов подробно рассмотрены в [8.21, 8.25]. Приведенные сведения о нагаре относятся в основном к ГТД, работающему на реактивных топливах. Но характеристики нагара и влияния на них разных факторов в первом приближении можно переносить и на газовые топлива.

Конденсированные частицы, образующиеся при горении углеводородных топлив, частично отлагаются на стенках камеры сгорания, клапанах, форсунках, свечах. Нагар обычно имеет черный цвет, но может быть белым, оранжевым, коричневым и другого цвета. По структуре нагар может быть мягким или твердым, стекловидным. По химическому составу мягкий нагар состоит примерно из 80 % углерода и 2 % водорода, твердый нагар содержит примерно 90 % углерода и 1,5÷2,0 % водорода, остальное приходится на кислород и серу. Значительное количество кислорода (4,5—22,5 %) в нагаре свидетельствует о большой роли окислительных процессов в нагарообразовании.

Мягкий нагар представляет собой почти сферические частицы размером 27—35 нм, включенные в аморфное вязкое вещество [8.22]. Он образуется из углерода дыма и других конденсированных продуктов, смешанных с остатками от разложения жидкого топлива; мягкий нагар может образоваться также при протекании реакций в газовой фазе. Переход конденсированных частиц из газовой фазы на стенки камеры связывают с термофорезом.

Твердый стекловидный нагар — аморфное вещество (нефтяной кокс) без явно выраженной микроструктуры, образуется из жидкого топлива, попадающего на горячую стенку, в результате жидкофазного крекинга, последующего пиролиза и наконец коксования. Стеклообразные твердые отложения образуются также в тех случаях, когда однородная богатая смесь соприкасается с очень нагретой поверхностью [8.22, 8.27]. Отложение аморфного углерода, который образуется при сравнительно низких давлениях и температурах при избытке кислорода, обусловливается несовершенством рабочего процесса и конструктивными недостатками камеры сгорания. В современных камерах сгорания ГТД нагар представляет собой, как правило, чистый углерод типа графита. Его образование связано не столько с плохой организацией рабочего процесса, сколько с химическим составом топлива. Склонность углеводородных топлив к отложению нагара в камерах сгорания характеризуется комплексным показателем — нагарным фактором $\Phi_н$, который определяется расчетным путем по уравнению [8.2]:

$$\Phi_н = A\rho^2\nu^{0,5}(g_п + 20g_н + 40g_а)\frac{g_C}{g_{H_2}}, \qquad (8.8)$$

где g_C и g_{H_2} — содержание углерода и водорода в топливе, % (мас.); ρ — плотность топлива, кг/м^3, при 20 °С; ν — кинематическая вязкость, мм^2/с, при 20 °С; $g_п$, $g_н$, $g_а$ — массовые доли соответственно парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов в топливе; A — коэффициент пропорциональности.

Чем меньше нагарный фактор, тем меньше склонность топлива к отложению нагара. Зависимость нагарного фактора от числа атомов углерода в молекуле для парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов приведена на рис. 8.9. Там же нанесены значения $\Phi_н$ для реактивных топлив. Из приведенных данных видно, что парафиновые углеводороды характеризуются самыми малыми значениями нагарного фактора. Следовательно, и топлива АСКТ, КМТ и другие

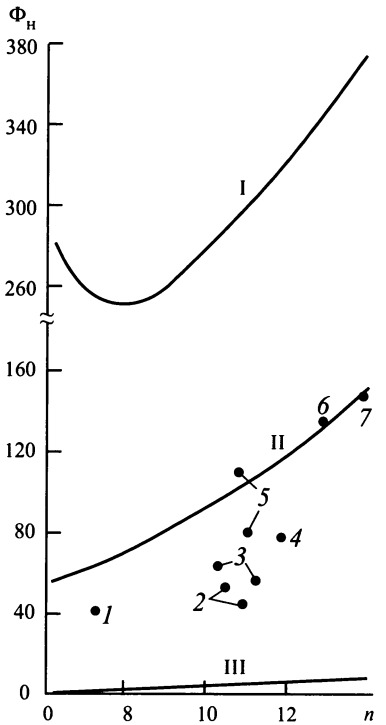


Рис. 8.9. Зависимость нагарного фактора $\Phi_н$ углеводородов с нормальным строением алкильных цепей, бензинов и авиакеросинов от числа атомов углерода *n* в молекуле [8.30]:

I — ароматические; II — нафтеновые; III — парафиновые углеводороды; *1* — бензин Б-70; *2* — РТ; *3* — ТС-1; *4* — Т-8В; *5* — Т-1; *6* — Т-6 (по ТУ 38.101629—82); *7* — Т-6 (по ГОСТ 12308—89)

топлива на основе легких парафиновых углеводородов будут обладать пониженными нагарными свойствами.

При определении нагарного фактора топлив по уравнению (8.8) олефиновые углеводороды следует включать в группу парафиновых, а остальные — в группу нафтеновых углеводородов.

Отложение нагара в камере сгорания газотурбинного двигателя зависит от дисперсности распыливания топлива. При тонком распыливании топлива нагар откладывается вблизи форсунки, при грубом — дальше по потоку. При этом нагара откладывается тем меньше, чем больше число потока форсунки ($G/\Delta p_т^{1/2}$; где G — массовый

расход топлива через форсунку, $\Delta p_т$ — перепад давления топлива на форсунке), т.е. чем грубее распыливание [8.32].

Экспериментально установлено [8.18], что при повышении давления воздуха в камере сгорания ГТД независимо от качества распыливания топлива отложение нагара возрастает. Одним из эффективных способов борьбы с отложениями нагара является правильная организация течения воздуха вблизи стенок жаровой трубы и особенно в зоне фронтового устройства и форсунки.

8.7. Коррозионная агрессивность топлива

В условиях эксплуатации под действием топлива внутренние поверхности резервуаров, трубопроводов и перекачивающих средств, детали агрегатов топливных систем, коммуникаций и баки транспортных средств подвергаются коррозии. Продукты коррозии загрязняют топливо, забивают фильтры, жиклеры, форсунки. Внешне коррозия деталей проявляется в виде потемнения, темно-коричневых или серых налетов или в виде равномерного химического разъедания поверхности металла, при этом поверхность металла, омываемая топливом, подвергается более интенсивной коррозии. Происходит это потому, что поток топлива смывает с металлических поверхностей защитные коррозионные отложения и вновь обнажает чистую металлическую поверхность, которая подвергается дальнейшей коррозии.

Коррозионную агрессивность топлива оценивают по его воздействию на медную (или бронзовую) пластинку при определенной температуре. Для газовых топлив этот показатель не нормируется. Их коррозийную опасность оценивают по содержанию в основном сероводорода и меркаптанов, а так же по наличию кислорода, CO_2 и воды.

По механизму протекания процесса различают два типа коррозии: химическую и электрохимическую. Скорость, вид проявления и механизм коррозионного процесса в основном определяются составом топлива, природой материала и температурными условиями. Влияние состава топлива на его коррозионную активность обусловлено наличием в нем коррозионно-активных веществ и ингибиторов коррозии. К коррозионно-активным веществам, присутствующим в топливах, относятся сера и ее соединения, а также кислородсодержащие соединения. В связи с этим в топливах не допускается наличие водорастворимых кислот и щелочей как наиболее коррозионно-агрессивных веществ. Нерастворимые в воде органические кислоты, которые могут переходить в топливо из исходного сырья в процессе

производства и образуются в результате окисления углеводородов при длительном хранении, менее коррозионно-агрессивны, но они могут непосредственно вступать в реакцию с цветными металлами (Pb, Cu и др.) и вызывать их коррозию. В связи с этим их содержание в топливах ограничивается (в реактивных топливах, например, не более 0,7 мг КОН/100 $см^3$). Органические кислоты, обладая поверхностно-активными свойствами, улучшают противоизносные свойства топлив, поэтому допускается их наличие в топливах (например, реактивных), но не более чем допустимо по коррозии.

Из сернистых соединений наиболее нежелательны сера, сероводород, меркаптаны, сульфиды, дисульфиды, тиофены и тиофаны; из них наиболее коррозионно-активны сероводород, сера и меркаптаны.

Полное удаление сероводорода, меркаптанов и других соединений серы из топлива сопряжено с большими трудностями, поэтому в небольших количествах допускается их присутствие в топливах. В газовых топливах нормируется обязательное наличие меркаптанов как одорантов. Свободная сера вызывает интенсивную коррозию роторов топливных насосов из бронзы ВБ-24 и не влияет на кадмиевые и цинковые покрытия. Топлива, содержащие меркаптаны и больше 0,001 % свободной серы, испытания на медную пластинку не выдерживают.

Меркаптаны особенно коррозионно-агрессивны по отношению к бронзе, меди, свинцу, иридию и кадмию. Коррозионная агрессивность меркаптанов зависит от их строения. Она возрастает по мере уменьшения размеров молекулы меркаптанов и снижения температуры их кипения. Наиболее коррозионно-агрессивны меркаптаны алифатического строения. Присутствующие в некоторых топливах сульфиды, дисульфиды, тиофены и тиофаны практически не вызывают коррозии топливной аппаратуры при температуре до 120 °С. Сульфиды вызывают заметную коррозию бронзы ВБ-24 и ВБ-24Н при 150 °С, а дисульфиды и тиофаны — при 200 °С [8.33].

Коррозионная агрессивность топлива при наличии соединений серы резко повышается в присутствии воды (в 2—4 раза). В таких условиях отмечают самую сильную коррозию кадмиевых покрытий, которые при длительном воздействии меркаптанов могут полностью разрушиться. Это явление сопровождается образованием студенистых отложений меркаптидов кадмия. Применение кадмиевых покрытий в топливной аппаратуре резко ограничивают.

Растворенный в топливе кислород, взаимодействуя с углеводородами, образует кислоты, которые являются коррозионно-агрессивными. Процесс окисления ускоряется под воздействием меди, медных сплавов, свинца и других цветных металлов. В связи с этим

не рекомендуется использовать цветные металлы и их сплавы в топливных агрегатах и системах топливопитания.

В топливных системах широко используются детали из резин в качестве разных уплотнений, мембран, прокладок и других технических изделий, герметики используются для покрытия внутренних поверхностей топливных баков. Под действием топлива ухудшаются эксплуатационные характеристики резин и герметиков: нарушается эластичность, снижаются прочностные свойства, наблюдается растрескивание и разрушение резинотехнических изделий, из герметиков вымываются ингредиенты. Агрессивность топлив к резинам и герметикам оценивают по изменению физико-механических свойств после выдерживания образцов в топливе при заданной температуре. Считается, что резина является стойкой по отношению к топливу, если в результате испытаний коэффициенты изменения относительной прочности и относительного удлинения 0,5 и менее.

Исследования механизма разрушения и стабилизации нитрильных резин [8.34] показывают, что они определяются окислительными процессами, происходящими в топливе. При контакте с топливом вначале вымываются антиокислители, а затем разрушение резины вызывают образующиеся при окислении топлива гидропероксиды [8.35, 8.36]. Главную роль в разрушительном воздействии топлив на резины и герметики играют все же окислительные процессы, поэтому для их подавления используют антиокислительные присадки. В бензины, например, вводят ионол, пара-оксидифениламин (ПОДФА), смесь фенолов (антиокислитель ФЧ-16).

8.8. Требования техники безопасности при хранении, транспортировании и выполнении технологических операций с газовыми топливами

Углеводородные топлива характеризуются высокой жаропроизводительностью (2000 °С) и испаряемостью, легко создают с воздухом горючие смеси, при горении образуют большое количество продуктов сгорания (большой стехиометрический коэффициент), являются хорошими диэлектриками и, следовательно, могут накапливать заряды статического электричества.

Ниже рассматриваются свойства топлив, определяющие их пожаро- и взрывоопасность.

Температура вспышки — самая низкая температура горючего вещества, при которой в условиях специальных испытаний над его поверхностью образуются пары или газы, способные вспыхнуть от источника зажигания, но скорость их образования еще недостаточна

для устойчивого горения (ГОСТ 12.1.044—89). Значения температуры вспышки для углеводородных топлив и индивидуальных углеводородов приведены в табл. 8.9.

Смеси паров углеводородных топлив с воздухом относятся к категории взрывоопасности 2-А; она определяется по ГОСТ 12.1.011—78. Этот показатель используется при выборе типа взрывозащищенного электрооборудования и при конструировании огнегасителей.

Температура самовоспламенения — самая низкая температура вещества, при которой происходит резкое увеличение скорости экзотермической реакции, заканчивающейся пламенным горением (ГОСТ 12.1.044—89).

Пожароопасные свойства топлива определяются также концентрационными пределами распространения пламени — минимальное (максимальное) содержание топлива в смеси его с окислительной средой, при котором возможно распространение пламени по смеси на любое расстояние от источника зажигания (ГОСТ 12.1.044—89). Допускается пользоваться расчетными значениями показателя по ГОСТ 12.1.044—89. Данные о концентрационных пределах распространения пламени легких углеводородных топлив и индивидуальных углеводородов приведены в разд. 7.

Температурные пределы воспламенения — это температуры, при которых насыщенные пары вещества в окислительной среде находятся в концентрации, равной соответствующему нижнему и верхнему концентрационным пределам распространения пламени (определяют экспериментально или расчетным путем по ГОСТ 12.1.044—89).

При оценке пожарной опасности при обращении с топливами определяют также следующие свойства.

Скорость выгорания — это количество топлива, сгорающего в единицу времени с единицы поверхности. Например, бензол сгорает со скоростью $0{,}93 \cdot 10^{-4}$ м^3/(м$^2 \cdot$ с); а толуол — $0{,}52 \cdot 10^{-4}$ м^3/(м$^2 \cdot$ с).

Взаимодействие горящего топлива с водопенными средствами тушения (по ГОСТ 12.1.044—89). Для тушения пламени углеводородных топлив пригодны химическая и воздушно-механическая пена, инертные газы, водяной пар, песок, асбестовое одеяло.

Минимальная энергия зажигания. Ее определяют для обеспечения пожаро- и взрывобезопасных условий обращения с топливом и электростатической искробезопасности (ее значения для ряда топлив и их компонентов приведены в разд. 7).

Пожару часто предшествует взрыв газовоздушной смеси, который возникает при ее воспламенении и горении.

При выполнении различных технологических операций с топливами необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности.

Загорание топлива может произойти не только от открытого пламени, но и от искры.

В табл. 8.9 и 8.10 приведены некоторые пожаро- и взрывоопасные свойства метана, автомобильных и авиационных топлив. Более подробно характеристики горения моторных топлив и их компонентов рассмотрены в разд. 7.

Для обеспечения надежного безопасного обращения с углеводородными топливами необходимо соблюдать следующие меры предосторожности.

При работе в местах, где возможно образование взрывоопасных смесей паров топлив с воздухом, во избежание искрообразования от ударов запрещается применение ручных инструментов из стали. В этих случаях применяемый инструмент должен быть изготовлен из меди, латуни, бронзы, т.е. из металла, не дающего при ударе искр, или омеднен, а режущий стальной инструмент обильно смазан пластическими смазками (солидолом, тавотом и др.). Запрещается работать в обуви, подбитой железными гвоздями или металлическими набойками. Электрооборудование, электропровода и осветительная аппаратура в помещениях должны применяться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» и быть в исправном состоянии.

В целях защиты от статического электричества и вторичного проявления молнии (электростатической и электромагнитной индукции), которые могут вызвать пожары и взрывы, необходимо заземлять оборудование, коммуникации, резервуары и цистерны, в которых может накапливаться статическое электричество; увлажнять воздух в опасных местах помещений до относительной влажности 75 % и выше или увлажнять поверхности электроизолирующего материала; устраивать полы с повышенной электрической проводимостью и электропроводящее заземление зоны для снятия накапливающегося статического электричества.

Все производственные помещения должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией, которая должна включаться за 0,5 ч до начала работы.

В производственных, лабораторных помещениях и на открытых площадках должен производиться периодический анализ воздуха на содержание в нем паров углеводородов. Для контроля паров углеводородов в воздухе можно использовать стационарные или переносные газоанализаторы типа УГ-2, ГХ-4, ТГ-5 и другие анализаторы, предназначенные для контроля содержания углеводородов в воздухе. Отбор проб на анализ производится по ГОСТ 14921—78.

Поскольку компоненты газовых топлив (ШФЛУ, АСКТ, КМТ и др.) не имеют запаха, то для обнаружения утечек в них следует добавлять одоранты — вещества со специфическим сильным запахом. Виды и количество одорантов, а также порядок и контроль одорирования приведены в § 3.4. На объектах хранения и применения топлив из сжиженных углеводородных газов (АСКТ и др.) необходимо иметь аппаратуру для обнаружения утечек топлива, которую следует располагать рядом с местами предполагаемой утечки продукта. Датчики утечки должны обнаруживать газовоздушную смесь с концентрацией паров топлива 20 % нижнего концентрационного предела распространения пламени и выдавать на пульт управления сигнал предупреждения. Датчики и указатели дополнительной контрольно-измерительной аппаратуры должны размещаться так, чтобы они не влияли на параметры работы технологического оборудования. При достижении концентрации паров топлива примерно 50 % нижнего концентрационного предела распространения пламени необходимо остановить производственный процесс и принять меры для предотвращения воспламенения. Нормы и правила размещения датчиков регламентированы ведомственными нормативами.

При утечке сжиженных газов (КМТ, АСКТ и др.) для предотвращения воспламенения необходимо газовоздушную смесь обработать, снижая концентрацию паров топлива с помощью веществ, обладающих достаточной энергией поглощения (водяной пар, вода, воздух, инертный газ). Эффективен впрыск распыленной воды в загазованное пространство, так как вода усиливает приток воздуха и соответственно уменьшает концентрацию паров топлива. При хранении, транспортировании и применении сжиженных газовых топлив (КМТ, АСКТ и др.) необходимо соблюдать «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления» ПБ 12-609-03 и «Правила безопасности объектов, использующих сжиженные углеводородные газы» ПБ 12-527-03 Ростехнадзора.

Сжиженные углеводородные газы (пропан-бутан, АСКТ, ШФЛУ) хранят по ГОСТ 1510—84 в специальных резервуарах, которые размещают в помещениях или на открытых площадках, предназначенных для хранения горючих веществ. Хранить легкие углеводородные топлива вблизи открытого пламени и окислителей запрещается.

Все металлические резервуары, средства перекачки (на время работы), автоцистерны и автозаправщики во время слива или налива топлива должны быть надежно заземлены.

Нельзя подтягивать гайки у насосов, электродвигателей заправочной колонки во время ее работы. При обнаружении ненормальной

работы необходимо остановить заправку и только после этого искать и устранять неисправность.

Топливо необходимо наливать в резервуары не свободно падающей струей, а под слой продукта; постоянно контролировать уровень топлива в наполняемых автоцистерне, автотопливозаправщике, резервуаре и т.п.

В радиусе 15 м от места заправки не разрешается производить работы по ремонту автомобилей и других транспортных средств, сварочные работы, разводить огонь, курить. Хранилища и другие помещения, где возможно образование взрывоопасной концентрации паров топлива, перед началом работы обязательно проветривать. Пользоваться для освещения мест работы можно только взрывобезопасными фонарями. Открывать крышки люков и пробки тары необходимо инструментом, не дающим искры при ударе.

Запрещается спускаться в железнодорожные цистерны для их зачистки. Особенно строго должны соблюдаться меры пожарной безопасности при работе со сжиженными топливами, получаемыми из природного и нефтяного газов. Сжиженные газы (СПГ, КМТ и др.) перевозятся в изотермических цистернах. Они должны подаваться на заправку в захоложенном состоянии с остаточным давлением паров топлива не ниже 0,05 МПа. При давлении в цистерне ниже указанного, ее необходимо продуть сухим азотом и снова привести в рабочее состояние для заполнения топливом. Стравливание газовой подушки в атмосферу запрещено. Пункты заправки цистерн и транспортных средств должны быть защищены от прямых попаданий молний и от статического электричества.

Изотермические цистерны запрещено заправлять другими сжиженными газами или жидкостями. Налив криогенного топлива в цистерны следует производить в спецодежде и защитных очках во избежание попадания жидкого продукта на тело и обмораживания. Не допускается попадание жидкого топлива на поверхность цистерны и скаты транспортного средства.

Хранение топлива у потребителя может осуществляться в транспортных цистернах. В этом случае они должны размещаться на специальных площадках, имеющих обвалование по периметру, ограждение и молниезащиту согласно «Правилам безопасности систем газораспределения и газопотребления» и «Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» ПБ 03-576-03. Заполнение цистерны топливом должно быть не более 0,8; в отличие от большинства жидкостей, объем которых при изменении температуры меняется незначительно, объем АСКТ и ШФЛУ меняется довольно резко.

Применяются два способа хранения сжиженных газовых топлив: под повышенным давлением и при температуре окружающей среды или под давлением, близким к атмосферному, и соответствующей отрицательной температуре. При хранении сжиженного топлива под давлением возможны разные способы защиты стальных сосудов от пожаров (внешних источников тепла): охлаждение водой; понижение давления в сосуде с помощью предохранительных мембран или клапанов; применение теплоизоляции и сооружение наклонных площадок, на которые устанавливаются сосуды. Рекомендуемый уклон площадки составляет 1:40. При таком наклоне площадки воспламеняющаяся жидкость в случае разлива не сможет скапливаться под сосудом.

При хранении топлив типа АСКТ в изотермических резервуарах необходимо, чтобы предохранительные клапаны или взрывные мембраны не позволяли подниматься давлению в резервуарах более чем в 2 раза от рабочего уровня. Рабочее давление в низкотемпературных резервуарах должно быть близким к атмосферному.

На резервуарах в обязательном порядке должны предусматриваться устройства, предохраняющие от превышения давления, от вакуума, от превышения и понижения уровня топлива за допустимые пределы. Количество предохранительных клапанов принимается из расчета сброса избыточного давления при максимально возможной тепловой нагрузке и удваивается.

К работе с легкими углеводородными топливами допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие производственное обучение, аттестацию в квалификационной комиссии, медицинское освидетельствование и ознакомление с инструкцией по технике безопасности под расписку. Помимо обучения и аттестации они должны проходить инструктаж по технике безопасности непосредственно на рабочем месте. Периодическая проверка знаний рабочих производится квалификационной комиссией, назначаемой приказом по предприятию не реже чем через 12 месяцев. Периодичность проверки знаний инженерно-технических работников — 1 раз в три года. Результаты проверки должны оформляться протоколом, на основании которого выдается удостоверение.

При возникновении угрозы пожара необходимо прежде всего принять следующие меры:

1. Ликвидировать или локализовать утечку топлива.

2. Удалить людей из опасной зоны.

3. Предотвратить проникновение паров углеводородов тяжелее воздуха (пары всех углеводородов, за исключением паров метана, этана и ацетилена) в нижние части зданий, колодцев, каналов, траншей и т.п.

4. Принять меры к рассеиванию паров топлива. Для этого необходимо проветрить помещение, открыв двери, окна, форточки. При необходимости рассеивания больших количеств паров на открытом воздухе самым безопасным и эффективным средством является струя воды из пожарного рукава.

При загорании топлива надо немедленно прекратить все работы, вынести из помещения легковоспламеняющиеся жидкости, отключить приточно-вытяжную вентиляцию и приступить к ликвидации загорания.

Следует особо обратить внимание, что нахождение резервуаров, баллонов и трубопроводов со сжиженными газами в зоне пламени очень опасно, так как при нагревании даже до невысокой температуры на резервуарах срабатывают предохранительные клапаны, а баллоны без предохранительных клапанов начинают разрываться. При дальнейшем нагреве возможны разрывы резервуаров в результате местных перегревов металла. Разрывы баллонов и резервуаров опасны тем, что осколки разлетаются от места пожара на сотни метров, расширяя тем самым очаг пожара, принося большой ущерб.

Для устранения опасности взрыва и пожара от статического электричества применительно к транспортной технике следует соблюдать следующие правила.

1. Перед заправкой транспортного средства топливом или сливом топлива из баков необходимо, чтобы транспортное средство и все заправочные агрегаты были хорошо электрически соединены между собой и заземлены.

2. Для отвода зарядов статического электричества необходимо, чтобы заправочный шланг по всей длине имел металлическую спираль; топливопровод, шланг и заправочный пистолет должны быть соединены и заземлены.

3. Цистерна топливозаправщика, насос, топливопровод и расходомер должны быть надежно электрически соединены с шасси, через которое производится заземление.

4. До начала заправки гибкие шланги и заправочный пистолет должны быть надежно соединены с транспортным средством с помощью специальных проводов.

5. Все соединения и контакты топливозаправщиков, предназначенные для отвода статического электричества, необходимо ежедневно тщательно проверять до начала работы.

6. В местах заправки должны быть в достаточном количестве специальные устройства для заземления транспортных средств, топливозаправщиков, шлангов и тягачей.

7. Все операции по заправке транспортных средств топливом или слив топлива из баков необходимо прекращать во время грозы или при приближении ее к заправочной станции (аэропорту и т.п.).

8. При посадке воздушных судов (самолетов, вертолетов) должен быть обеспечен надежный сток статического электричества через систему заземления.

9. В баках (резервуарах) не должно быть изолированных от земли металлических механических деталей.

10. Не допускать налива топлива падающей струей, распыливания и разбрызгивания его. Топливные баки необходимо наполнять снизу.

11. Не допускать перемешивания топлива с воздухом, паром, механическими примесями и водой. Необходимо принимать все меры, ограничивающие загрязнение механическими примесями, обводнение и аэрацию топлива.

12. Применять конструкционные материалы, ускоряющие релаксацию статического электричества.

При больших скоростях заправки соблюдение указанных выше рекомендаций не всегда может гарантировать безопасное проведение операций с топливом. В этих случаях следует использовать антиэлектростатические присадки, инертные газы для заполнения свободного пространства в резервуарах и другие способы снятия зарядов статического электричества.

Для тушения пожаров используются химические и воздушно-механические пены, а также средства первичного пожаротушения (огнетушители, песок, асбестовое покрывало, вода и т.п.) [8.38].

Химическая пена — универсальное средство тушения при возгорании легковоспламеняющихся и горючих жидкостей как в резервуарах, так и при проливе их на местности. Примерный состав химической пены: 80 % (мас.) диоксида углерода, 19,7 % воды, 0,3 % пенообразующего вещества; плотность 0,15—0,25 кг/м^3. Пену получают из пеногенераторных порошков в пеногенераторах. Наиболее распространен переносной пеногенератор типа ПГМ-50 производительностью 50 дм^3/с химической пены.

Воздушно-механическая пена рекомендуется для тушения горящего топлива, имеющего температуру вспышки выше 28 °С, в резервуарах с площадью зеркала до 105 м^2 и выше 45 °С — в резервуарах с площадью зеркала до 120 м^2. Воздушно-механическую пену применяют также для тушения пожаров при загорании топлива с температурой вспышки до 28 °С в резервуарах с площадью зеркала не более 56 м^2.

Воздушно-механическая пена — это смесь воздуха, воды и пенообразователя с плотностью 110—117 кг/м^3. Примерный состав

смеси: 90 % воздуха, 9,6 % жидкости и 0,4 % пенообразующего вещества. Применяют пенообразователь ПО-1 или ПО-6. Действие пены при тушении пожара заключается в том, что, покрывая горящую поверхность и обладая достаточной вязкостью, она препятствует проникновению паров топлива в зону горения. Кроме того, обладая низкой теплопроводностью, пена препятствует передаче тепла от зоны горения к поверхности горящего продукта.

Огнетушители являются надежным средством тушения пожаров. В огнетушителях ОП-5 применяется заряд, состоящий из кислотной и щелочной частей. Продолжительность действия огнетушителя ОП-5 примерно 60 с, дальнобойность струи 8,7 м.

Песок способен впитывать топливо, охлаждать горящую поверхность и прекращать доступ воздуха к ней. Песок должен быть сухим и чистым.

Асбестовое (*войлочное*) *покрывало* используют для тушения горящих предметов и веществ в тех случаях, когда они еще не успели сильно накалиться и горят пламенем только с поверхности. Огнегасительные свойства покрывала основаны на прекращении доступа воздуха к горящему предмету. Для этой цели могут применяться брезенты, суконные одеяла и т.п.

Вода используется для тушения загоревшихся твердых и волокнистых материалов. Нельзя применять воду для тушения горящего разлитого топлива, так как это приведет только к расширению очага пожара. Запрещается применять воду для тушения сжиженных газов. Огнегасящие свойства воды основаны на охлаждении горящего вещества до такой температуры, при которой прекращается выделение горючих паров и газов, а также на частичной изоляции горящего материала от поступающего воздуха за счет водяного пара. Использование воды возможно лишь для создания водяной завесы в целях защиты окружающих объектов от теплового воздействия пламени.

Номенклатуру видов пожарной техники и огнетушащих средств при работе с газовыми топливами, устанавливают в соответствии с «Нормами положенности противопожарного оборудования и первичных средств на объектах газовой промышленности», согласованными с ГУПО МВД РФ.

Список литературы к разделу 8

8.1. **Кирюхин Б.В., Певзнер С.И.** Тр. Главной геофизической обсерватории. 1951 . Вып. 3(93).

8.2. **Дубовкин Н.Ф., Маланичева В.Г., Массур Ю.П., Фёдоров Е.П.** Физико-химические и эксплуатационные свойства реактивных топлив: Справочник. — М.: Химия, 1985. — 240 с.

8.3. **Чертков Я.Б., Игнатов В.М.** // Химия и технология топлив и масел. 1970. № 9. — С. 49—52

8.4. **Энглин Б.А.** //Межведомственный сборник трудов. — Киев: Изд. КИИГА, 1970. С. 20—25.

8.5. **Чернова К.С., Спиркин В.Т.** — В кн.: Эксплуатационные свойства авиационных топлив. — Киев: Изд. КИИГА, 1972. Вып. 3. — С. 23—28

8.6. **Аксёнов А.Ф. и др.** — В кн.: Эксплуатационные свойства топлив, смазочных материалов и технических жидкостей, применяемых в гражданской авиации. Межведомственный сборник научных трудов. — Киев: Изд. КИИГА, 1969. Вып. 1. — С. 6—8.

8.7. **Аксёнов А.Ф. и др.** — В кн.: Эксплуатационные свойства авиационных топлив, масел и специальных жидкостей. Тр. конференции. — Киев: Изд. КИИГА, 1969. — С. 60—68.

8.8. **Аксёнов А.Ф.** Авиационные топлива, смазочные материалы и специальные жидкости. — М.: Транспорт, 1970. — 256 с.

8.9. **Сашевский В.В. и др.** // Химия и технология топлив и масел. 1972. № 6. — С. 60—62

8.10. **Забрянский Е.И., Зарубин А.П.** Детонационная стойкость и воспламеняемость моторных топлив. — 3-е изд. — М.: Химия, 1974. — 216 с.

8.11. **Дубовкин Н.Ф., Брещенко Е.М.** Легкие моторные топлива и их компоненты: справочник — М.: Химия, 1999. — 480 с.

8.12. **Сороко-Новицкий В.И.** Динамика процесса горения и влияние его на мощность и экономичность двигателя. — М.: ГНТИ Машиностроительной литературы, 1946. — 176 с.

8.13. **Топлива**, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение: Справочное издание / Анисимов И.М. и др.; под ред. В.М. Школьникова. — 2-е изд. доп. и перераб. — М.: Техинформ, 1999. — 596 с.

8.14. **Гуреев А.А., Жоров Ю.М., Смидович Е.В.** Производство высокооктановых бензинов. — М.: Химия, 1981. — 224 с.

8.15. **Терентьев Г.А., Тюков В.М., Смаль Ф.В.** Моторные топлива из альтернативных сырьевых ресурсов. — М.: Химия, 1989. — 272 с.

8.16. **Нефтепродукты.** Свойства, качество, применение: справочник. / под ред. Б.В. Лосикова. — М.: Химия, 1966. — 776 с.

8.17. **Итинская Н.И., Кузнецов Н.А.** Справочник по топливу, маслам и техническим жидкостям. — М.: Колос, 1982. — 208 с.

8.18. **Topper L.** // Ind. Eng. Chem. 1954. V. 46, № 12.

8.19. **Winter E.F.** // Fuel, 1955. V. 34, № 4.

8.20. **Апельбаум С.О.** Лучистый теплообмен в основных камерах сгорания. Тр. института ЦИАМ им. П.И. Баранова, 1970. № 481. — 30 с.

8.21. **Папок К.К., Пискунов В.А., Юреня П.Г.** Нагар в реактивных двигателях. — М.: Транспорт, 1971. — 112 с.

8.22. **Schalla R., Clark Jh., McDonald G.** // NACA, 1954. Rep. № 1186.

8.23. **Clark J.S.** // J. Roy. der Soc. 1956. V. 60, № 544.

8.24. **Sturkman E.S.** // Eng. Chem. 1961. V. 43, № 12.

8.25. **Рагозин Н.А.** Реактивные топлива. — М.: ГНТИ. Нефтяная и горно-топливная литература, 1963. — 165 с.

8.26. **Основы** горения углеводородных топлив: Пер. с англ. / под ред. Л.Н. Хитрина и К.Н. Попова. — М.: Инлитиздат, 1960. — 664 с.

8.27. **Гейдон А.Г., Вольфгард Х.Г.** Пламя, его структура, излучение и температура: Пер. с англ. / под ред. С.А. Гольденберга. — М.: Металлургиздат, 1959. — 333 с.

8.28. **Parker W., Wolfhard H.** // J. Chem. Soc. 1950.

8.29. **Финашов А.Ф., Дубовкин Н.Ф.** // Химия и технология топлив и масел, 1986. № 7. — С. 38—39.

8.30. **Финашов А.Ф., Дубовкин Н.Ф., Искусных Ю.В.** // Химия и технология топлив и масел. 1983. № 9. — С. 34—35.

8.31. **Davies R.G.** // J. Canad. Aeronaut. 1960. V. 6. № 8. — P. 951—968.

8.32. **Blanc M.V. et al.** // 3rd Symposium on Combustion and Flame and Explosion Phenomena. Baltimore, 1949. — P. 150.

8.33. **Химия** сера-азотоорганических соединений, содержащихся в нефтях и нефтепродуктах. — Уфа: Баш. ФАН СССР, 1960. Т. 3. — 461 с.

8.34. **Чертков Я.Б., Гладких В.А., Серёгин В.П.** // Химия и технология топлив и масел. 1976. № 7. — С. 50—52.

8.35. **Ковалёв Г.И., Никонова А.Г.** // Химия и технология топлив и масел. 1978. № 2. — С. 40—43.

8.36. **Ковалёв Г.И., Макаренков В.В., Никонова А.Г., Панченков Г.М.** // Химия и технология топлив и масел. 1974. № 6. — С. 40—42.

8.37. **Зрелов В.Н., Пискунов В.А.** Реактивные двигатели и топлива. — М.: Машиностроение, 1968. — 311 с.

8.38. **Пожаровзрывоопасность** веществ и материалов и средства их тушения: Справочное издание в 2-х кн. / А.Н. Баратов, А.Я. Корольченко, Г.Н. Кравченко и др. — М.: Химия, 1990.

8.39. **Яновский Л.С., Дубовкин Н.Ф., Иванов В.Ф. и др.** Основы авиационной химмотологии: Учебное пособие. — М.: МАТА, 2005. — 680 с.

8.40. **Яновский Л.С., Дубовкин Н.Ф., Галимов Ф.М. и др.** Горюче-смазочные материалы для авиационных двигателей. — Казань: "Мастер Лайн"; 2002. — 399 с

Раздел 9

ЭКОЛОГИЯ ТОПЛИВ, ПОЛУЧАЕМЫХ ИЗ ПРИРОДНОГО И НЕФТЯНОГО ГАЗОВ

9.1. Проблемы транспортной экологии

К концу 1980 г. все человечество расходовало энергии в год эквивалентно примерно 17 млрд т условного топлива, основная масса которого приходится на топлива органического происхождения [9.1].

Анализ распределения моторных топлив по видам транспортных средств на конец прошлого столетия показал, что на долю автомобильного транспорта приходилось основное потребление таких топлив [9.2]. В начале 2001 г. в мире эксплуатировалось почти 700 млн автомобилей, и при росте 3 % в год уже в 2013 г. их число превысит 1 млрд с соответствующим ростом потребления бензина [9.3].

Установлено, что авиационная и авиационно-космическая техника также наносит значительный вред верхним слоям атмосферы и озоновому слою Земли в результате полетов тяжелых и сверхзвуковых самолетов. Поэтому задача снижения вредных выбросов двигателями летательных аппаратов не менее важна, чем в автомобилестроении [9.35—9.38].

В продуктах сгорания углеводородных топлив, кроме конечных продуктов сгорания — диоксида углерода и воды, обычно присутствуют еще монооксид углерода, оксиды серы SO_x и азота NO_x, несгоревшие и образовавшиеся вновь многочисленные углеводороды C_nH_m, сажа и другие продукты [9.4]. В продуктах сгорания много оксидов серы и азота. Их количество на каждый килограмм сжигаемого топлива составляет от грамма до десятков граммов и определяется химическим составом топлива и типом сжигающей установки. Основные вредные выбросы в атмосферу Земли по массе в конце XX в. составляли (млн т в год): оксид углерода — до 400, оксиды серы — до 200, оксиды азота — до 90, продукты неполного сгорания органических топлив — до 120; твердые частицы — до 130 [9.5]. В настоящее время во многих странах мира, в том числе в России, принимаются меры по сокращению выбросов экологически вредных веществ в атмосферу.

Особенно неблагополучными в экологическом отношении являются крупные города, магистральные автострады и крупные аэропорты. При этом выброс вредных веществ в атмосферу непрерывно нарастает. Показательными в этом отношении являются данные по Москве (табл. 9.1) [9.6].

В результате сжигания огромного количества органического топлива происходит в опасных размерах эмиссия вредных продуктов в атмосферу Земли. Создалась реальная угроза возникновения парникового эффекта, разрушения озонового слоя Земли, накопления канцерогенных и мутагенных продуктов, выпадения кислотных дождей. Все это ведет к опасному воздействию вредных веществ на природную среду и человека, против чего направлены решения Киотского протокола [9.7].

Нормативы по предельно допустимым концентрациям (ПДК) широко известных вредных веществ в воздухе различаются значительно (табл. 9.2). Наиболее вредное прямое воздействие на человека оказывают SO_2 и NO_x, [9.2, 9.5, 9.7], ответственные, в частности, за кислотные дожди. Кроме того, в продуктах сгорания часто присутствует менее известная, но более опасная группа полиароматических углеводородов (ПАУ) и продукты их химического взаимодействия с оксидами азота (нитро-ПАУ) [9.6, 9.8]. Причем, чем тяжелее фракционный состав топлива, тем больше ПАУ в выхлопных газах. Этим веществам присущи канцерогенное и мутагенное воздействие на человека и животных.

Особенно опасны канцерогенно-мутагенная группа нитро-ПАУ и бенз(а)пирен $C_{20}H_{12}$. Согласно существующим нормативам ПДК бенз(а)пирена в воздухе населенных пунктов установлена на уровне 10^{-6} мг/м^3.

Каждый вид двигательной установки имеет свои особенности по составу продуктов сгорания, а следовательно, по их воздействию на окружающую среду. Относительные удельные показатели выбросов основных токсичных компонентов продуктов сгорания для различных двигателей составляют [9.4, 9.9]:

Двигатель	CO	C_nH_m	NO_x	Сажа	Бенз(а)пирен
Карбюраторный	15	6	2	1	2
Дизельный	1	2	1	20	1
Газотурбинный	1	1	6	1	20

В целом газотурбинные двигатели по сравнению с двигателями внутреннего сгорания (ДВС) дают меньший выброс CO, сажи и

C_nH_m, но существенно больший бенз(а)пирена и NO_x. Выбросы NO_x резко возрастают при повышении температуры и времени пребывания газа в камере сгорания, т.е. на максимальных режимах работы ГТУ и ДВС, и невелики на мягких режимах. Выбросы CO и C существенны на холостом ходу ДВС и малом газе ГТУ из-за низкой полноты сгорания. Выбросы CO у карбюраторных двигателей существенно больше, чем у дизельных.

Сравнительная оценка авиационного, автомобильного и железнодорожного транспортов по выбросам вредных веществ (отнесенных на одного пассажира за 1000 км) представлена в табл. 9.3 [9.1].

Широкое использование этилированного бензина создало дополнительную проблему, связанную с загрязнением воздуха продуктами разложения тетраэтилсвинца. Подсчитано, что в последней четверти XX в. в мире ежегодно в атмосферу выбрасывалось более 250 тыс. т свинца в виде аэрозолей [9.10] ($ПДК_{р.з}$ свинца: максимальная 0,01 мг/м^3, среднесменная 0,005 мг/м^3). В целях защиты природной среды во многих странах радикально сокращено (вплоть до полного запрета) применение этилированных автомобильных бензинов.

Газовые топлива в сравнении с нефтяными и со всеми другими альтернативными топливами (кроме водорода) обладают наилучшими экологическими свойствами, поскольку в продуктах их сгорания содержится меньше CO и практически отсутствуют сажа, нитро-ПАУ и бенз(а)пирен. При работе на природном газе углеводородная часть отработавших газов состоит в основном из метана, обладающего высокой устойчивостью к образованию смога. Содержание оксидов азота — наиболее токсичных компонентов — в продуктах сгорания газового двигателя примерно в 2 раза меньше, чем у бензинового. Их содержание может быть снижено еще в 2—3 раза за счет регулирования состава топливной смеси.

Эффективной добавкой к топливам, снижающей выброс вредных веществ, является водород. Испытания показали [9.9], что добавка 10 % водорода позволяет снизить расход бензина на серийном автомобиле ГАЗ-24 на 50 %, уменьшить выбросы CO в 4 раза, углеводородов — примерно на 20 % и оксидов азота — почти в 6 раз. Добавка 3—5 % водорода к реактивному топливу снижает эмиссию CO на двигателе АИ-9 в 3—7 раз и эмиссию бенз(а)пирена — в 3—6 раз, при этом расход топлива снижается на 15—20 %.

Испытания, проведенные в Мичиганском университете (США), показали, что добавка 3,5 % водорода к дизельному топливу позво-

лила снизить выбросы сажи на 40 % при 100 %-ной нагрузке дизеля по мощности.

Снижение токсичности выхлопных газов автомобильных двигателей может быть осуществлено различными способами, но наиболее распространено использование нейтрализаторов, устанавливаемых в выпускной системе двигателей. В настоящее время в мире ежегодно нейтрализаторами оснащается до 10 млн автомобилей. Они позволяют на 85 % снизить выбросы CO, на 70 % — C_nH_m и на 20 % — оксидов азота. Однако катализаторы дорогостоящие, так как в них используются платина, палладий и другие дорогостоящие элементы. В США на изготовление катализаторов для нейтрализации отработанных газов автомобилей расходуется до 40 т в год платины, что составляет 40 % потребления этого металла в капиталистическом мире. В России разработаны нейтрализаторы Н-13 и Н-32 с гранулированным палладиевым катализатором.

Для уменьшения выбросов вредных веществ автотранспорт постепенно переводят на газовое топливо, получаемое из природного и нефтяного газов. Наиболее успешно переоборудование автомобилей выполняется в США, Италии, Австралии, России, Аргентине, Новой Зеландии. В частности, по нашим данным, в США только на сжатом природном газе эксплуатируется более полумиллиона автомобилей, а к 2010 г. предполагается довести их численность до 1 млн. В России общее число автомобилей, переведенных на газовое топливо, полученное из нефтяного и природного газов, составляло в 2004 г. около 200 тыс. [9.17]. Авиация пока отстает. В разных странах (США, Франции) делались попытки перевести на газ небольшие летательные аппараты. Однако по разным причинам они не имели продолжения. Одна из таких причин — утверждение, что доля авиации в общем загрязнении атмосферы невелика. Это глубокое заблуждение. В зонах аэропортов загрязнение воздуха и почвы бывает весьма значительным. В частности, как показали сравнительные испытания, один взлет-посадка небольшого самолета, курсирующего на местных авиалиниях, по выбросу бенз(а)пирена равноценен круглосуточной работе 70 автомобилей ГАЗ-24 (хорошо отрегулированных) или пяти-шести автобусов типа «Икарус».

Приведенные выше данные предопределяют необходимость поиска путей сокращения выбросов экологически вредных веществ в атмосферу. В этой связи особенно четко проявляются преимущества газовых топлив в экологическом плане. Экологические преимущества газовых топлив, например, по парниковому эффекту можно проиллюстрировать сравнительными данными, отнесенными к количеству

тепла, эквивалентному тепловыделению 29 308 кДж (7000 ккал = 1 кг условного топлива):

Топливо	Уголь	Жидкое топливо	Природный газ
Образование CO_2, кг	3,3	2,1	1,6

В газовых топливах, получаемых из природного и нефтяного газов, таких как пропан-бутановое топливо для газовых автомобилей, ШФЛУ, АСКТ и других, практически нет сернистых соединений, высокомолекулярных и ароматических углеводородов, которые склонны к образованию ПАУ.

9.2. Нормирование выбросов вредных веществ

Одним из важнейших государственных документов при нормировании выбросов загрязнителей в атмосферу являются санитарно-эпидемиологические правила и нормативы (серия 2.2.1/2.1.1 «Проектирование, строительство, реконструкция и эксплуатация предприятий, планировка и застройка населенных мест», см., в частности, [9.14]). В этих нормах предусматриваются необходимые меры для защиты людей от действия неблагоприятных производственных факторов. Кроме того, там указаны основные средства и способы уменьшения загрязнения атмосферы с помощью правильной ориентации предприятий на местности, разработки эффективных методов и установок для очистки выбросов от вредных веществ; предусматривается оборудование санитарно-защитных зон, размеры которых обеспечивают на их границе разбавление вредных примесей до безопасных концентраций. Указанные нормы систематически пересматриваются по мере развития санитарно-гигиенических исследований. Эти нормы разрабатываются учреждениями гигиенического профиля на основе токсикологических экспериментов и клинико-гигиенических исследований.

Критерием оценки уровня загрязнения окружающей среды является ПДК вредного вещества в атмосфере, мг/м^3, в воде водоемов, мг/дм^3, или почве, мг/кг. Под ПДК понимается такая концентрация химического соединения, которая при ежедневном воздействии в течение длительного времени на организм человека не вызывает каких-либо патологических изменений или заболеваний, обнаруживаемых современными методами исследования, а также не нарушает биологического оптимума для человека.

В области токсикологии приняты следующие термины и определения [9.8].

Вредное вещество — такое вещество, которое при контакте с организмом человека при нарушении требований безопасности может вызвать производственные травмы, отравления, профессиональные заболевания и отклонения в состоянии здоровья, обнаруживаемые современными методами как в течение рабочего стажа, так и в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений.

Предельно допустимая концентрация вредного вещества в воздухе рабочей зоны ($ПДК_{р.з}$) — это такая концентрация вещества в воздухе рабочей зоны, которая при ежедневной работе в пределах 8 ч в течение всего рабочего стажа не вызывает у работающих заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований, непосредственно в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений.

Безопасная работа с токсичными веществами в виде паров и аэрозолей возможна только в случае, если концентрация вещества в воздухе рабочей зоны не превышает ПДК.

Предельно допустимая концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе населенных мест — максимальная концентрация вредных веществ, отнесенная к определенному периоду осреднения: 30 мин, 24 ч, 1 мес, 1 год, не оказывающая при регламентированной вероятности ее появления ни прямого, ни косвенного вредного воздействия на организм человека, включая отдаленные последствия для настоящего и последующих поколений, не снижающая работоспособности человека и не ухудшающая его самочувствия. Устанавливаются нормативы среднесуточной ($ПДК_{сс}$) и максимальной разовой ($ПДК_{м.р}$) ПДК для воздуха населенных мест.

Предельно допустимая концентрация вредных веществ в воде водоемов — максимальная концентрация вредного вещества в воде, которая не оказывает прямого или опосредованного влияния на состояние здоровья настоящего и последующих поколений, выявляемого современными методами исследований, при воздействии вредного вещества на организм человека в течение всей его жизни и не ухудшает гигиенические условия водопользования населения.

Предельно допустимая концентрация химического вещества в слое почвы ($ПДК_{п}$), если не установлена, то оценивается сравнением содержания химического вещества в загрязненных и контрольных образцах почвы.

Ориентировочный безопасный уровень воздействия (ОБУВ) — временный (сроком до трех лет для рабочей зоны и до двух лет для населенных мест) санитарный стандарт, предназначенный на период,

предшествующий проектированию производства и устанавливаемый на основе расчета по физико-химическим свойствам путем интерполяции и экстраполяции в рядах близких по строению соединений по показателям острой опасности. По истечении срока действия ОБУВ они должны пересматриваться или заменяться на ПДК.

Средняя смертельная доза ($ЛД_{50}$) *при нанесении на кожу* — доза вещества, вызывающая гибель 50 % животных при однократном нанесении вредного вещества на кожу при стандартных условиях, мг/кг массы животного.

Средняя смертельная доза ($ЛД_{50}$) *при введении вредного вещества в желудок* — доза вещества, вызывающая гибель 50 % животных при однократном введении в желудок, мг/кг массы животного.

Средняя смертельная доза ($ЛД_{50}$) *вредного вещества в воздухе* — концентрация вредного вещества, вызывающая гибель 50 % животных при однократном двухчасовом (мыши), четырехчасовом (крысы) ингаляционном воздействии, мг/м^3 воздуха.

Коэффициент возможного ингаляционного отравления (КВИО) — отношение максимальной концентрации вредного вещества в воздухе при температуре 20 °С к средней смертельной концентрации вещества для мышей (крыс).

Пороговая концентрация (ПК) — минимальная концентрация вредного вещества, вызывающая изменения биологических показателей на уровне целостного организма, выходящие за пределы приспособительных физиологических реакций при однократном ($ПК_{остр}$ — *пороговая концентрация острого действия*, мг/дм^3) или хроническом ($ПК_{хр}$ — *пороговая концентрация хронического действия*, мг/дм^3) воздействии.

Зона острого воздействия ($З_{остр}$) — отношение $ЛД_{50}/ПК_{остр}$.

Зона хронического действия ($З_{хр}$) — отношение $ПК_{остр}/ПК_{хр}$.

Кумуляция — накопление вещества в организме. Высококумулятивными считаются вещества, относящиеся по размеру зон хронического и биологического действия к I и II классам опасности.

Рабочая зона — пространство высотой до 2 м над уровнем пола или площадки, на которых находятся места постоянного или временного пребывания работающих.

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяются на четыре класса токсичности и опасности:

Класс токсичности и опасности	Характеристика вещества
1	Чрезвычайно токсичное и чрезвычайно опасное
2	Высокотоксичное и высокоопасное
3	Умеренно токсичное и умеренно опасное
4	Малотоксичное и малоопасное

На практике при определении класса токсичности и опасности вещества рекомендуется пользоваться классификацией, приведенной в табл. 9.4 (согласно ГОСТ 12.1.007-76).

Отнесение вредного вещества к классу опасности производят по показателю, значение которого соответствует наиболее высокому классу опасности и токсичности. Установленные ПДК отдельных вредных веществ в воздухе приведены в табл. 9.2, а паров топлив и технически важных продуктов в воздухе — в табл. 9.5 [9.8].

Атмосфера. Для санитарной оценки уровня загрязнения воздуха (кроме описанных выше ПДК и ОБУВ) установлен еще один показатель — предельно допустимый выброс загрязняющих веществ в атмосферу (ПДВ), кг/сут, при котором обеспечивается соблюдение ПДК в воздухе населенных мест при неблагоприятных метеорологических условиях.

Под влиянием климатических и физических факторов могут протекать химические реакции как между отдельными токсогенами, так и между природными компонентами атмосферы. Это приводит к образованию новых продуктов, в результате чего воздействие на организм человека может усиливаться или ослабляться [9.24]. На основании исследований указанных процессов разрабатываются методы оценки суммарной загрязненности атмосферы.

Вредные вещества могут различаться по характеру воздействия на организм человека (аллергены, канцерогены, фиброгены и т.п.). В связи с этим установлено [9.21], что при одновременном содержании в воздухе нескольких вредных веществ разнонаправленного действия ПДК каждого из них остается такой же, как и при изолированном воздействии. При содержании же нескольких вредных веществ однонаправленного действия учитывается эффект суммиро-

вания и рассчитывается безразмерная суммарная концентрация их q по уравнению

$$q = \frac{C_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{C_2}{\text{ПДК}_2} + \ldots + \frac{C_n}{\text{ПДК}_n}, \qquad (9.1)$$

где C_1, C_2, ..., C_n — фактические (или расчетные) концентрации, мг/м^3; ПДК_1, ПДК_2, ..., ПДК_n — ПДК первого — n-го вредных компонентов однонаправленного действия.

При этом должно быть $q \le 1{,}0$ (для рабочей зоны или для населенного места, в зависимости от целей расчета).

Вместо q может рассчитываться [9.24] приведенная концентрация $C_{\text{прив}}$ по уравнению

$$C_{\text{прив}} = C_1 + C_2 \frac{\text{ПДК}_1}{\text{ПДК}_2} + C_3 \frac{\text{ПДК}_1}{\text{ПДК}_3} + \ldots + C_n \frac{\text{ПДК}_1}{\text{ПДК}_n}, \qquad (9.2)$$

здесь C_1 — концентрация наиболее опасного компонента, к которому приводятся все остальные.

Среди компонентов газового топлива и продуктов их сгорания рассматривается сумма:

сероводорода и сернистого ангидрида;

оксидов серы и оксидов азота;

оксидов азота, диоксида серы и формальдегида и др.

Гидросфера. Для оценки уровня загрязнения гидросферы установлены следующие основные термины и определения [9.8, 9.26].

$\text{ПДК}_{\text{в.р}}$, мг/дм^3, — предельно допустимая концентрация химического вещества в воде водоема, предназначенного для рыбохозяйственных целей.

ОДУ, мг/дм^3, — ориентировочный допустимый уровень содержания химического вещества в воде, устанавливаемый расчетным путем на срок не более трех лет.

$\text{БПК}_{\text{в}}$, мг O_2/дм^3, — биохимическое потребление кислорода на окисление органических веществ в воде, определяется за 5 сут.

$\text{БПК}_{\text{полн}}$, мг O_2/дм^3, — то же, определяемое за период 20 сут.

$\text{БПК}_{\text{полн}} = 1{,}6/\text{БПК}_{\text{в}}$.

ХПК, мг O_2/дм^3, — химическое потребление кислорода; количество кислорода, необходимого для окисления всех восстановителей.

В табл. 9.6 представлены данные, характеризующие воду разной степени загрязнения. Предельно допустимые концентрации некото-

рых характерных загрязняющих веществ в воде водоемов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового назначения представлены в табл. 9.7.

Почва. Для оценки уровня загрязнения почвы установлено, кроме ПДК, также понятие ОДК, мг/кг, — ориентировочно допустимая концентрация химического вещества в почве, установленная расчетным путем на срок до трех лет [9.19, 9.28].

Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в почве установлены для немногих химических веществ и соединений, в основном гербицидов, ядохимикатов и других средств защиты растений; ПДК некоторых загрязняющих веществ, которые могут попадать в почву в результате деятельности промышленности и транспорта, представлены в табл. 9.8.

9.3. Токсичность индивидуальных углеводородов

Парафиновые углеводороды. Парафиновые углеводороды имеют наименьшую (за исключением олефиновых углеводородов) токсичность по сравнению с углеводородами других гомологических групп. Они обладают наркотическим действием. При отравлении парафиновыми углеводородами наблюдается головная боль, сонливость, головокружение, раздражение глаз и верхних дыхательных путей. Многократное и длительное попадание этих веществ на кожу вызывает сухость кожи и может приводить к дерматитам и экземам.

Все парафиновые углеводороды относятся к четвертому классу малоопасных веществ. Для углеводородов от метана до октана ПДК паров в воздухе рабочей зоны равна 300 мг/м^3, для изооктана — 100 мг/м^3. Максимальная разовая ПДК паров бутана, пентана и гексана в атмосферном воздухе равна соответственно 200, 100 и 60 мг/м^3; среднесуточная ПДК для паров пентана в воздухе — 25 мг/м^3 [9.5, 9.12, 9.21]. Работы с парафиновыми углеводородами необходимо проводить в хорошо вентилируемых помещениях.

Метан CH_4. Роль метана как источника отравления невелика по сравнению с опасностью, которую он представляет в смысле взрывоопасности. Так как метан легче воздуха, при потере сознания человек попадает в атмосферу более богатую кислородом, но опасность отравления все же существует. Метан — сильный наркотик, поэтому при обращении с ним необходимо соблюдать определенные меры предосторожности.

Первая помощь при отравлении метаном — удаление пострадавшего из загазованного помещения, искусственное дыхание, грелки.

При нарушении дыхания — кислород; при тяжелом отравлении — госпитализация.

Определенную опасность представляет жидкий метан: при кратковременном контакте в результате обморожения может наступить разрушение кожного покрова, при продолжительном — поверхность тела может стать хрупкой.

Этан C_2H_6. Этан действует на человека наркотически.

Пропан C_3H_8. Известны острые отравления людей парами пропана. Симптомы отравления: возбуждение, оглушение, сужение зрачков, замедление пульса, рвота, длительный сон. На другой день небольшое повышение температуры, снижение кровяного давления. При тяжелом отравлении с продолжительным наркозом возможны потеря памяти и пневмония. Пропан — сильный наркотик, но вследствие ничтожного растворения его в крови он малоопасен [9.8, 9.12]. При хроническом отравлении пропан не вызывает тяжелых органических изменений. Меры первой помощи при отравлении пропаном такие же, как при отравлении метаном.

Бутан C_4H_{10}. Обладает наркотическими свойствами. Ощущение запаха бутана человек воспринимает при его концентрации в воздухе 328 мг/м^3. Известны случаи отравления людей при утечке газа. Симптомы те же, что и при отравлении пропаном [9.8].

Пентан C_5H_{12}. Запах пентана ощутим при концентрации паров 217 мг/м^3. Концентрация 14 900 мг/м^3 при вдыхании в течение 10 мин не вызывает клинических признаков отравления. Максимально допустимая разовая концентрация пентана в воздухе населенных мест 100 мг/м^3. Пентан слегка раздражает дыхательные пути. Известны случаи, когда пентан вызывал головную боль, сонливость, головокружение.

Гексан C_6H_{14}. Гексан обладает наркотическими свойствами. Описаны случаи развития полиневрита при систематическом контакте с парами гексана. При контакте с кожей вызывает сухость последней. Наивысшая концентрация паров гексана, переносимая в течение 8 ч большинством людей, составляет 1900 мг/м^3 [9.12].

Гептан C_7H_{16}. Гептан по сравнению с гексаном обладает более сильным наркотическим действием. При концентрации 0,1 % (1000 мг/м^3) незначительное головокружение появляется уже через 6 мин.

Октан C_8H_{18}. Октан при нормальных условиях — бесцветная жидкость. В воде растворим весьма слабо. Октан — сильный нарко-

тик, раздражает дыхательные пути. При хроническом воздействии октан не вызывает тяжелых отравлений.

Изооктан C_8H_{18}. При нормальных условиях изооктан — бесцветная жидкость со специфическим запахом. Наркотическое действие изооктана выражено слабо. Пары изооктана вызывают слабое раздражение глаз и верхних дыхательных путей. Меры предосторожности и первой помощи — общие.

Олефиновые углеводороды. На человеческий организм олефиновые углеводородороды действуют как сильные наркотики, хотя и несколько слабее, чем парафиновые углеводороды. Наркотическое действие усиливается при увеличении числа атомов углерода в молекуле. Высшие члены ряда олефиновых углеводородов обладают наряду с наркотическим резко выраженным судорожным действием (гексен, гептен), а также раздражающим действием на дыхательные пути. Пары гексена действуют наркотически с той же силой, как пары гексана; пары гептена действуют слабее паров гептана.

Нафтеновые углеводороды. Общее токсическое действие нафтеновых углеводородов сходно с действием парафиновых углеводородов. Наркотическое действие выше, чем соответствующих парафиновых углеводородов. Производные циклогексана действуют сильнее, чем производные циклопентана с тем же числом атомов углерода в молекуле. По токсичности нафтеновые углеводороды занимают промежуточное положение между парафиновыми и ароматическими углеводородами.

Циклогексан C_6H_{12}. Циклогексан обладает наркотическими свойствами. Оказывает раздражающее действие на кожу. Предельно допустимая концентрация паров циклогексана в воздухе рабочей зоны 80 мг/м^3 [9.8].

Метилциклогексан C_7H_{14}. При нормальных условиях метилциклогексан — бесцветная жидкость с запахом бензина. Запах метилциклогексана воспринимается при концентрации 1,8 мг/м^3 [9.8]. Пары сильно раздражают слизистые оболочки; при попадании на кожу наблюдается зуд. При хроническом отравлении отмечаются изменения в крови, сходные с отравлением бензолом. Отравление парами метилциклогексана может быть, как правило, лишь при неисправной аппаратуре, плохой вентиляции помещения; в других случаях опасность отравления невелика [9.22].

Ароматические углеводороды. Легкие ароматические углеводороды по сравнению с углеводородами других гомологических групп обладают повышенной токсичностью. Неотложная помощь и меры защиты едины для всех ароматических углеводородов.

Бензол C_6H_6. При нормальных условиях бензол — бесцветная легкоподвижная жидкость с характерным запахом. Обладает повышенным наркотическим действием. Ядовитость паров бензола значительно выше, чем паров бензина (см. табл. 9.5). Хроническое вдыхание паров бензола, даже при небольших концентрациях, может привести к тяжелому заболеванию.

Предельно допустимая среднесменная концентрация паров бензола в воздухе рабочей зоны 5 (максимальная — 15) мг/м^3, порог восприятия запаха совпадает с ПДК. Предельно допустимая концентрация бензола в воде водоемов 0,5 мг/дм^3 [9.8].

Согласно ГОСТ 12.1.005—88, бензол относится ко второму классу высокоопасных веществ; физиологически весьма активен. В больших концентрациях пары вызывают поражение центральной нервной системы, могут вызывать жировое перерождение сосудистых стенок внутренних органов и тяжелые поражения кроветворных органов (костного мозга), понижение свертываемости крови, подкожные кровоизлияния и кровотечения.

При остром отравлении парами бензола в высоких концентрациях [(10—15)10^3 мг/м^3] почти мгновенно наступает потеря сознания со смертельным исходом через несколько минут. При концентрации, превышающей 50 мг/м^3, пары бензола вначале действуют возбуждающе, подобно алкоголю, затем вызывают бледность лица, покраснение слизистых оболочек, расширение зрачков; появляются общая слабость, одышка, головокружение, рвота, кровотечение из носа и десен, иногда судороги и потеря сознания. Температура тела и артериальное давление значительно понижаются.

Жидкий бензол при частом попадании на кожу вызывает сильное раздражение: покраснение, зуд, сухость, трещины, отечность, пузырьковые высыпания. Раздражающее действие бензола сильнее действия бензина и керосина. Бензол может проникать через неповрежденную кожу, вызывая при этом характерные изменения в крови. В смеси с другими углеводородами опасность действия бензола сохраняется.

При отравлении парами бензола пострадавшего необходимо вынести из опасной зоны на свежий воздух. При попадании бензола внутрь — промыть желудок (выпить шесть стаканов воды). При резком нарушении дыхания — искусственное дыхание.

При работе с высокими концентрациями бензола необходимо применять фильтрующие противогазы марки А или, в особых случаях, шланговые изолирующие с принудительной подачей воздуха. Необходимо строго соблюдать меры личной гигиены, применять

ожиряющие и защитные кремы, мази, пасты. Спецодежда должна быть хлопчатобумажная с хлорвиниловым или силикатно-казеиновым покрытием. Все работающие с бензолом должны находиться под постоянным медицинским наблюдением.

Толуол C_7H_8. При нормальных условиях толуол — бесцветная подвижная жидкость. Предельно допустимая концентрация паров толуола в воздухе рабочей зоны — 50 мг/м^3. Порог восприятия запаха толуола — 1,8 мг/м^3; ПДК в воздухе населенных мест — 0,6 мг/м^3, в воде — 0,5 мг/дм^3 [9.8].

Пары толуола при высоких концентрациях действуют наркотически, а также влияют на нервную систему, оказывают раздражающее действие на кожу и слизистые оболочки носа, глаз, горла. При остром отравлении толуолом появляется головная боль, тошнота, рвота, потеря сознания. При хроническом отравлении возникает раздражение слизистых оболочек, нервное расстройство, головная боль, головокружение, боли в области сердца, отсутствие аппетита. В целом толуол по сравнению с бензолом обладает более слабым наркотическим действием и в меньшей степени действует на нервную систему и на органы кроветворения.

При контакте с кожей толуол вызывает сухость, реже дерматиты. Оказание первой помощи и защита те же, что и для бензола.

9.4. Токсичность топлив, получаемых из природного и нефтяного газов

Природный и нефтяной газы используются в качестве сырья для получения многих моторных топлив, в том числе криогенного метанового топлива, авиационного сконденсированного топлива; автомобильных метанового (КПГ, СПГ), пропанового и пропан-бутанового топлив, а также различных топлив коммунально-бытового назначения.

Для обеспечения безопасности работающих вся аппаратура и оборудование должны быть герметичны, производственные помещения обеспечены вентиляцией по ГОСТ 12.4.021—75. Другие меры защиты работающих от воздействия топлива, требования к личной гигиене работающих регламентируются «Правилами безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы» и «Правилами безопасности для систем газораспределения и газопотребления», утвержденными Ростехнадзором (ПБ 12-0609-03 и ПБ 12-529-03 соответственно).

Криогенное метановое топливо по составу, теплофизическим свойствам мало отличается от сжиженного природного газа. Оно не менее чем на 85 % (мас.) состоит из метана и предназначено для использования в жидком состоянии при температуре от –185 до –164 °С [9.8]. Токсичные свойства КМТ определяются метаном. Жидкие КМТ, СПГ, попадая на кожу человека, вызывают обморожение, напоминающее ожог. При обильном попадании КМТ на одежду необходимо ее немедленно снять, так как сжиженный газ моментально впитывается в нее и, проникая к телу, обмораживает его. Следует помнить, что промедление очень опасно, так как пузыри, образующиеся на теле, могут лопнуть, а при поражении одной трети кожного покрова возможен летальный исход.

Особенностью сжиженных газов является то, что достижение отрицательной температуры при испарении жидкой фазы не зависит от температуры окружающего воздуха. Обморожения возможны как в зимнее, так и в летнее время года, на открытом воздухе и в отапливаемом помещении.

Топлива, получаемые из нефтяного газа. Нефтяной газ состоит в основном из легких парафиновых углеводородов, поэтому все моторные топлива (ПА, ПБА, АСКТ, ШФЛУ), топлива коммунально-бытового назначения и углеводородное сырье (пропановая, бутановые и пентановые фракции), получаемые из нефтяного газа, по токсичным свойствам относятся к четвертому классу малоопасных веществ. Предельно допустимая концентрация паров таких топлив в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м^3 (ГОСТ 12.1.005—88), в атмосфере населенных пунктов — 200 мг/м^3.

В парах топлив, получаемых из нефтяного газа, в небольших количествах может содержаться сероводород. Он относится к сильнодействующим ядам. Данные о токсичности сероводорода приведены в табл. 9.5. При содержании в воздухе 100 мг/м^3 H_2S возможно тяжелое отравление, при 1000 мг/м^3 и более — мгновенный летальный исход.

При отравлении парами топлив первыми признаками являются недомогание и головокружение, затем наступает легкое опьянение, сопровождаемое беспричинным весельем, потерей сознания (эффект наркотического действия).

Пары легких углеводородных топлив, вырабатываемых из нефтяного газа, раздражают слизистые оболочки, а попадание, например, ШФЛУ на кожу вызывает ее сухость, дерматит, экзему. При раздражении слизистой оболочки глаз, полости рта, носа необходимо промывать их раствором соды, при попадании на кожу — тщательно

обмыть намоченное топливом место теплой водой с мылом. При наличии пузырей следует наложить стерильную повязку и немедленно обратиться за медицинской помощью. При легких отравлениях пострадавшему требуется свежий воздух, покой, крепкий чай, кофе. При потере сознания пострадавшего следует удалить из загазованной зоны, положить на спину, расстегнуть стесняющую и затрудняющую дыхание одежду, вызвать врача и делать искусственное дыхание.

В целом при выполнении различных технологических операций с топливами из легких углеводородных газов необходимо соблюдать те же меры предосторожности, а также правила техники безопасности, что и при работе с легкокипящими и легковоспламеняющимися жидкостями (бензинами).

9.5. Токсичность присадок к топливам

Тетраэтилсвинец (ТЭС) — антидетонационная присадка $Pb(C_2H_5)_4$. Относится к первому классу чрезвычайно опасных веществ, его ПДК в воздухе рабочей зоны 0,005 мг/м^3; обладает выраженным кумулятивным действием [9.8]. Является сильным ядом для нервной системы.

При отравлении ТЭС особых изменений во внутренних органах обычно не обнаруживается, за исключением иногда воспаления легких. При острых отравлениях появляются головная боль, слабость, быстрая утомляемость, потеря аппетита, бессонница или беспокойный сон, замедление сердечной деятельности, понижение давления и температуры тела до 35 °С, слюнотечение, потливость. Степень выраженности этих симптомов находится в зависимости от тяжести отравления. При хроническом отравлении симптомы те же. Иногда наблюдаются спазмы сосудов мозга, сердца, конечностей, беспорядочное сокращение мышц. Хроническое отравление обычно возникает при работе в атмосфере, содержащей от 0,7 до 2,0 мг/м^3 паров ТЭС.

Следует иметь в виду, что признаки отравления ТЭС проявляются не сразу, а через несколько суток [9.10, 9.13].

Следует отметить, что производителям, а тем более потребителям топлив не приходится иметь дело с ТЭС как таковым (в чистом виде). Они получают ТЭС в товарной форме в виде этиловой жидкости, в связи с чем необходимо рассмотреть свойства этого продукта и его компонентов. В качестве выносителя свинца используют разные вещества, например хлоронафталин (ПДК 0,5 мг/м^3).

Этиловая жидкость — противодетонационная присадка. Она состоит из ТЭС (более 50 %) и «выносителя свинца» — бром- или хлорпроизводных углеводородов. Этиловая жидкость сильно ядовита. Неосторожное обращение с ней может вызвать сильное отравление, вплоть до летального исхода. Для опознавательных целей ее подкрашивают до интенсивного оранжевого цвета. Опасность обращения с этиловой жидкостью обусловлена тем, что она легко поглощается различными материалами, поэтому шерстяная, хлопчатобумажная и льняная одежда, а также кожаная обувь не защищают тело от жидкой и парообразной этиловой жидкости. При попадании этиловой жидкости на тело не чувствуется ни боли, ни ожога, ни зуда, ни раздражения дыхательных путей и создается ложное представление, что контакт с ней проходит безвредно для здоровья.

Острые отравления этиловой жидкостью вызывают опасные нарушения деятельности центральной нервной системы. В тяжелых случаях острые отравления протекают очень бурно. Больной сильно возбужден, страдает зрительными и слуховыми галлюцинациями, становится излишне разговорчивым, отказывается от еды, не может уснуть, делается агрессивным, пытается покончить с собой. Острые отравления могут окончиться летальным исходом пострадавшего иногда в первые часы после отравления или спустя 3—5 сут и более.

Систематическое воздействие небольших количеств этиловой жидкости может вызвать постепенное нарастание явлений хронического отравления. При хронических отравлениях больных беспокоят головная боль, головокружение, бессонница, тяжелые сновидения, общая слабость.

Первая помощь при отравлении ТЭС или этиловой жидкостью, попавшими в организм через рот, — вызвать рвоту, промыть желудок 2 %-ным раствором соды. При загрязнении кожи тетраэтилсвинцом или этиловой жидкостью необходима местная обработка керосином, бензином, затем горячей водой с мылом. Лечение в зависимости от тяжести отравления в стационаре.

Мерами предосторожности служат полная герметизация оборудования при изготовлении ТЭС, этиловой жидкости и этилированного бензина и их разливе; защита кожи от соприкосновения с этими продуктами; вентиляция производственных помещений; обязательное мытье тела после работы; соблюдение мер личной гигиены; строгое соблюдение мер индивидуальной защиты. Требуются предварительные и периодические медицинские осмотры. Разлитую на землю этиловую жидкость необходимо дегазировать кашицей из хлорной извести, полученной при смешивании хлорной извести с водой в соотношении 1:5.

Жидкость И — противоводокристаллизационная присадка. Пары присадки оказывают слабое наркотическое и раздражающее действие; отмечаются сухость в горле и чувство стеснения в груди во время работы. Высокие концентрации могут вызвать изменения в почках. На кожу действует слабо, сильно раздражает слизистые оболочки глаз. Возможно всасывание ее через кожу. Летальная доза при введении присадки И в желудок кролика 3,6 г/кг [9.8].

При работе с этой присадкой необходимо защищать верхние дыхательные пути и кожу рук, соблюдать правила промышленной санитарии.

Жидкость ТГФ (тетрагидрофурфуриловый спирт) — противоводокристализационная присадка. Токсическое действие проявляется в виде наркоза. Кумулятивный эффект выражен. При хронических отравлениях — при введении в желудок по 100 мг/кг в течение 1,5 мес и по 20 мг/кг в течение 6 мес — наступает истощение, лейкоцитоз. Летальная единовременная доза для человека 30—50 $см^3$. Меры защиты и первой помощи те же, что и при применении ароматических углеводородов.

Жидкости ТГФ-М и *И-М* — противодокристализационные присадки. По токсичности эти присадки более опасны, чем жидкости И и ТГФ в связи с наличием в них метанола. Предельно допустимая концентрация паров метанола в воздухе рабочей зоны 5 $мг/м^3$; в атмосферном воздухе населенных мест (среднесуточная) 0,5 $мг/м^3$; в воде водоемов хозяйственного и питьевого водоснабжения 3 $мг/дм^3$ [9.13].

Присадка К — противоизносная присадка на основе нафтеновых кислот. Предельно допустимая концентрация паров аэрозолей нафтеновых кислот в рабочей зоне 5 $мг/м^3$, третий класс опасности [9.18]. При контакте с кожей может вызвать дерматит.

Сигбол — антиэлектростатическая присадка. Эта присадка не токсична, поэтому специальной инструкции по ее использованию не требуется [9.18].

Ионол $C_{15}H_{24}O$ — антиокислительная присадка. Малотоксичная присадка — ПДК аэрозоля ионола в воздухе рабочей зоны 10 $мг/м^3$. Помещения, в которых проводят работы с ионолом, должны иметь приточно-вытяжную вентиляцию. Необходимо применять индивидуальные средства защиты [9.18].

Этилмеркаптан C_2H_5SH — одорантная присадка. Это жидкость с резким запахом, токсичная. Предельно допустимая концентрация паров этилмеркаптана в воздухе рабочей зоны 1 $мг/м^3$. Он действует на центральную нервную систему, вызывает тошноту и головную

боль. Специфический неприятный запах этилмеркаптана ощущается при концентрациях его в воздухе около миллионных долей процента (по объему). При работе с этилмеркаптаном и аналогичным ему одорантом СПМ по ТУ 51-31323949-94—2002 необходимо тщательно соблюдать меры безопасности.

9.6. Токсичность компонентов продуктов сгорания

В состав продуктов сгорания легких углеводородных топлив входят азот, водород, углерод, их кислородосодержащие соединения, кислород. При сгорании серосодержащих топлив в продуктах сгорания будут присутствовать соединения серы, а при сгорании этилированного бензина — свинец, тетраэтилсвинец и другие соединения свинца, хлора, брома. Кроме того, в продуктах сгорания в небольших количествах могут находиться исходное топливо и продукты его деструкции.

По воздействию на организм человека наибольшую опасность представляют свинец и его соединения, оксид углерода и оксид азота, а также соединения серы. Токсичность продуктов сгорания в целом определяется соотношением этих компонентов между собой.

Ниже приведены данные о токсичности основных компонентов продуктов сгорания легких моторных топлив [9.8].

Оксид углерода CO. Предельно допустимая концентрация CO в воздухе рабочей зоны 20 мг/м^3, четвертый класс опасности. При длительности работы не более 1 ч допускается повышение этой концентрации до 50 мг/м^3, при работе не более 30 мин — до 100 мг/м^3, при работе до 15 мин — до 200 мг/м^3. Предельно допустимая концентрация для CO в атмосферном воздухе населенных мест: максимальная разовая — 5 мг/м^3, среднесуточная — 3 мг/м^3.

Токсичность CO связана с его способностью быстро проникать в кровь, со скоростью, близкой к скорости проникновения кислорода. В крови он обратимо связывается с гемоглобином, развивается картина кислородной недостаточности. Вторичный эффект действия CO аналогичен механизму действия цианистых соединений — связывание внутриклеточных гемосодержащих ферментов двигательной цепи, приводящее к нарушению клеточного дыхания и гибели организма при концентрации 1,0 % (об.) в течение нескольких минут.

Основные симптомы отравления оксидом углерода — потеря сознания, судороги, одышка, удушье. Особо важны начальные симп-

томы — тяжесть в голове, затем сильная боль во лбу и висках, мелькание в глазах, шум в ушах, в крови появляется карбоксигемоглобин.

При хроническом отравлении первые признаки появляются через 2—3 мес после начала работы в контакте с CO. Отмечаются стойкий ярко-красный дермографизм, дрожание конечностей, нарушение координации движений, прыгающая походка, расстройства кожной чувствительности. При остром отравлении — головная боль, головокружение, сухой кашель, стук в висках, слезотечение, тошнота, рвота. Возможны гиперемия кожи, повышение давления; далее развивается адинамия, после этого наблюдаются сонливость, двигательные параличи, потеря сознания, кома, судороги, нарушение артериального давления, отек мозга. Возможно развитие инфаркта миокарда [9.26].

При остром отравлении необходимо немедленно вынести пострадавшего в лежачем положении на свежий воздух, требуется непрерывная ингаляция кислорода в течение нескольких часов. Если этого сделать нельзя — надеть противогаз, дать грелку или приложить горчичники к ногам. Полный покой. При потере сознания необходимо использовать нашатырный спирт, обрызгивание груди и лица холодной водой. При остановке или резком угнетении дыхания следует возможно раньше начинать искусственное дыхание и сопровождать его подачей кислорода до полного восстановления дыхания.

В качестве средств индивидуальной защиты рекомендуется противогаз марки CO, время защитного действия которого при концентрации CO в воздухе 300 мг/м^3 — 150 мин [9.12]. Возможно использование фильтрующего противогаза марки М; время его защитного действия при той же концентрации CO в воздухе — 90 мин. При очень высоких концентрациях (в аварийных случаях) применяют кислородные изолирующие противогазы РКР-2, РКР-3, КИП-5, а также самоспасатели типа СП-9.

Диоксид углерода CO_2. Предельно допустимая концентрация CO_2 в воздухе в производственных помещениях не предусмотрена [9.21].

Диоксид углерода проявляет себя как наркотик, раздражает кожу и слизистые оболочки. В относительно малых концентрациях возбуждает дыхательный центр, в очень больших — угнетает его. Привыкание к CO_2 отрицается. При работе с жидким и твердым CO_2 возможны обморожения. Меры защиты те же, что и при защите от воздействия оксида углерода.

Озон O_3. В тонком слое озон бесцветен, в толстом — синего цвета. Запах своеобразный, при высоких концентрациях напоминает запах хлора. Запах ощущается, по данным одних авторов, при концентрации 1 мг/м^3, других — при 0,02 мг/м^3 [9.9].

При охлаждении до –112 °С озон сжижается в темно-синюю жидкость. При комнатной температуре происходит медленный переход O_3 в O_2, при высокой — очень быстро. Озон является энергичным окислителем. Предельно допустимая концентрация озона в воздухе рабочей зоны 0,1 мг/м^3, первый класс опасности [9.21].

Вдыхание озона в концентрации 2,0 мг/м^3 из-за раздражения слизистой оболочки переносится с трудом даже в течение нескольких минут. При концентрации озона 3—4 мг/м^3 через 20 мин ощущается легкое жжение в желудке. При вдыхании воздуха, содержащего 2—20 мг/м^3 озона, возникают раздражение дыхательных путей, кашель, рвота, головная боль, головокружение, сильная утомляемость. Токсичность озона значительно повышается при наличии в воздухе оксидов азота. При длительном воздействии (7—11 лет) при наличии в воздухе озона в концентрации, в 5—8 раз превышающей ПДК, отмечаются частые жалобы на головную боль, раздражительность, слабость, расстройство сна, боль в области сердца [9.7].

Оксиды азота (NO, NO_2, N_2O_4, N_2O_5). Они образуются при горении любого топлива в воздушной среде. Монооксид азота NO — бесцветный газ. Пары диоксида азота NO_2 при комнатной температуре имеют красно-бурый цвет. Ощущение запаха и небольшого раздражения во рту и зеве наблюдаются при концентрации NO_2 в воздухе 8 мг/м^3, а в ряде случаев — при 0,2 мг/м^3. При низких температурах NO_2 полимеризуется в N_2O_4. При температуре выше 150 °С NO_2 частично распадается на NO и O_2. Хорошо растворяется в воде с образованием HNO_3 и HNO_2.

Предельно допустимая концентрация паров N_xO_y в воздухе рабочей зоны — 2 мг/м^3; ПДК оксидов азота в атмосферном воздухе населенных мест приведены в табл. 9.5 [9.13].

При контакте оксидов азота с влажной поверхностью (слизистой, бронхами и т.п.) образуются азотная и азотистая кислоты, поражающие слизистые оболочки и альвеолярную ткань легких (выраженное явление при содержании оксидов азота более 0,0013 % (об.)), что приводит к сильным рефлексным расстройствам (до астматических проявлений) и при высоких концентрациях (0,004 %) — к отеку легких. На поверхности слизистых оболочек и в легких могут образовываться нитриты и нитраты, которые, всасываясь в кровь, переводят гемоглобин в метагемоглобин. Последний не способен переносить кислород к тканям. Возникает кислородное голодание. Оксиды азота оказывают прямое действие на центральную нервную систему.

Начальные явления при остром отравлении — общая слабость, головокружение, онемение ног. При легком отравлении эти явления в течение нескольких минут исчезают при выходе на свежий воздух. При отравлении средней тяжести — резкая слабость, головокружение. При тяжелом состоянии — синюшность губ, шумы слабого наполнения, легкий озноб. Указанные симптомы повторяются через 1—2 дня в усиленном виде. Последствия отравления проявляются очень долго (более года) и выражаются в ослаблении памяти, мышечной силы [9.12]. Тяжелое отравление парами NO_2 наблюдается при концентрации 50 мг/м^3 и более.

У людей, подвергшихся длительному воздействию оксидов азота в концентрациях, превышающих ПДК, наблюдается хроническое воспаление слизистых оболочек верхних дыхательных путей, хронические бронхиты, расстройства обмена веществ, мышечная и сердечная слабость, нервные расстройства. Патологические изменения при отравлении наиболее сильно проявляются в органах дыхания — полнокровие, отек слизистых оболочек дыхательных путей, печени, почек, головного мозга [9.12].

Кратковременное воздействие N_xO_y в концентрации 560—940 мг/м^3 может приводить к летальному исходу в результате отека легких [9.8]. При среднем и тяжелом отравлении необходимо стационарное лечение.

Воздействие N_xO_y на растительность связано с образованием азотной и азотистой кислот на листьях. Этим же эффектом обусловлено их влияние на металлы и резинотехнические изделия.

Защитные приспособления — фильтрующий противогаз, бесшовные перхлорвиниловые или кислотостойкие перчатки, герметичные очки, местные вытяжные устройства.

Сернистый ангидрид SO_2. Сернистый ангидрид — бесцветный газ с удушливым запахом, поступает в организм человека через органы дыхания; ПДК SO_2 в воздухе производственных помещений 10 мг/м^3; SO_2 относится к третьему классу опасности. При соприкосновении с влажной поверхностью слизистых оболочек верхних дыхательных путей SO_2 образует нестабильную сернистую кислоту, окисляющуюся до серной, что и определяет первичный характер токсического действия SO_2. Раздражающее действие SO_2 на слизистые оболочки приводит к развитию хронических ринитов, воспалениям слухового прохода и евстахиевой трубы, хроническим бронхитам преимущественно с астматическими компонентами.

При концентрации в воздухе 0,0017 % (об.) SO_2 вызывает раздражение слизистой оболочки глаз и кашель после нескольких вдохов, при концентрации 0,004 % (об.) и более в течение 3 мин наступает потеря сознания. При длительном воздействии в малых концентрациях (около 0,0001 % (об.)) наблюдаются изменения со стороны органов пищеварения — потеря белизны зубов, повышение их чувствительности к горячей и холодной пище. Со стороны желудочно-кишечного тракта — развитие хронического гипер-, а затем и анацидного гастрита. В некоторых случаях наблюдается увеличение печени и ее болезненность. Со стороны эндокринных органов имеют место функциональные нарушения деятельности щитовидной железы и нарушения менструального цикла.

Совместное попадание в легкие оксидов азота и SO_2 приводит к образованию на поверхности слизистых оболочек сильнодействующих кислот, растворяющих соединения практически всех элементов таблицы Менделеева, присутствующие в воздухе в виде пыли и попадающие в легкие. Результатом этого является образование растворимых солей, их всасывание в кровь и аллергизация организма.

Воздействие SO_2 на растительность и конструкционные материалы связано с образованием во внешней среде разрушающих их кислот. Защитные мероприятия те же, что и при воздействии CO, NO и NO_2.

Свинец. Свинец содержится в этилированном бензине А-76 — до 0,17 в этилированных автобензинах других марок — до 0,15, в неэтилированных — не более 0,013 г/м^3; ПДК свинца в рабочей зоне 0,01 мг/м^3; относится к первому классу опасности. Свинец и его соединения в виде мелкодисперсного аэрозоля или паров поступают в организм преимущественно через дыхательные пути. Там он интенсивно всасывается и в крови присутствует в виде альбуминатов и в растворимой форме в виде фосфорнокислой соли. Преимущественное действие свинца сказывается на функциональном состоянии нервной системы и органов кроветворения. Свинец уже при малых концентрациях ингибирует в костном мозге ряд ферментов, определяющих синтез гема, что ведет к развитию анемии. Особенно чувствительны к повреждающему воздействию свинца нейроны центральной и периферической нервной системы. Вследствие свинцового отравления нейронов может развиваться энцефалопатия.

Альдегиды (акролеин и формальдегид). Акролеин (пропеналь, CH_2=CH—CHO) обладает сильным раздражающим действием на слизистые оболочки верхних дыхательных путей, обусловливает запах отработавших газов, особенно дизельных двигателей; ПДК

паров акролеина в воздухе рабочей зоны 0,2 мг/м^3; второй класс опасности [9.21].

Формальдегид (метаналь, HCHO) — протоплазматический яд, оказывает сильное раздражающее действие на слизистые оболочки и на функции нервной системы (по характеру действия на нервную систему близок к метанолу). При малых концентрациях (около 0,007 % (об.)) и хроническом воздействии приводит к гиперемии слизистых оболочек верхних дыхательных путей, раздражительности, вызывает головные боли, сердцебиение, повышенное потоотделение, иногда повреждения кожи — появление ее болевой и температурной чувствительности. Предельно допустимая концентрация паров формальдегида в воздухе рабочей зоны 0,5 мг/м^3, в атмосферном воздухе 0,003 и 0,035 мг/м^3 соответственно среднесуточно и в максимальной разовой дозе.

Наличие в воздухе одновременно с углеводородами альдегидов и оксидов азота приводит к фотохимическим реакциям. Оксиды азота (в первую очередь NO_2) под действием ультрафиолетового излучения солнца (в видимом спектре) разлагаются на NO и O. Эта первичная реакция дает начало множеству вторичных реакций, появлению свободных радикалов, образованию озона и полимеризации. Совместное окисление углеводородов и оксидов азота приводит к образованию пероксиацилнитратов и пероксибензолнитратов. Они оказывают раздражающее действие на слизистые оболочки животных и человека, вызывают повреждение растительности, разложение резинотехнических изделий, битумных покрытий. Такое действие указанных веществ начинает заметно проявляться при их концентрации 0,20—0,25 мг/м^3.

Сажа. Сажа — частицы углерода, образующиеся при сгорании органического топлива. Биологическое действие сажи обусловлено ее раздражающим действием на верхние дыхательные пути, что приводит к острым хроническим заболеваниям (чаще бронхитам). Специфическое действие сажи связывается с высокой разветвленностью поверхности ее частиц и высокими абсорбционными свойствами. Вследствие этого на поверхности сажистых частиц собираются высокомолекулярные соединения, образующиеся при сгорании топлива. В результате этого частицы сажи становятся канцерогенно опасными. Предельно допустимая концентрация аэрозоля сажи в воздухе рабочей зоны 4 мг/м^3.

9.7. Контроль за состоянием окружающей природной среды

9.7.1. Методы определения санитарно-защитной зоны предприятия

Размеры санитарной защитной зоны (СЗЗ) предприятия (автотранспортного предприятия, топливохранилища и др.) регламентируются санитарными нормами в зависимости от мощности, характера деятельности и типа вредных выбросов предприятия [9.14].

Степень опасности загрязнения атмосферы на границе СЗЗ устанавливается по наибольшей рассчитанной концентрации загрязнителей в приземном слое атмосферы, соответствующей наиболее неблагоприятным метеорологическим условиям (скорость ветра достигает опасного значения, наблюдается интенсивный турбулентный обмен). В зависимости от характеристики основных выбросов граница СЗЗ отсчитывается либо от границы территории промплощадки предприятия, либо от источников выброса (при наличии высоких источников нагретых выбросов, составляющих более 30 % массы выбросов неорганизованных источников). Размеры минимально необходимой СЗЗ для отдельно стоящего широкого или узкого здания при различном расположении линейных, а также точечных источников можно определить по уравнениям, приведенным в табл. 9.9 [9.8].

9.7.2. Методы контроля за состоянием атмосферного воздуха

Для экспресс-контроля состояния воздушной среды применяют универсальный газоанализатор УГ-2, с помощью которого можно определить 14 наименований вредных паров и газов (H_2S, NO_x и др.). Принцип действия газоанализатора заключается в изменении окраски индикаторного порошка при прохождении через него исследуемого воздуха, содержащего пары или газы. При этом длина окрашенного столбика индикаторного порошка в трубке пропорциональна концентрации анализируемого пара или газа. Точность определения концентрации вредных паров и газов в исследуемом воздухе (при атмосферном давлении от 96 до 100 кПа, при относительной влажности воздуха не более 90 %, при температуре исследуемого воздуха от 10 до 30 °С и содержании пыли) составляет не более 40 мг/м^3 при тщательном приготовлении индикаторных трубок и фильтрующих патронов. К газоанализатору прилагается 14 маркированных коробок, по одной на каждый вид анализируемого пара или газа с запасом индикаторных и поглощающих порошков, а также принадлежности, необходимые для приготовления индикаторных и поглотительных трубок.

9.7.3. Методы контроля качества сточных вод

Согласно международной классификации под нефтепродуктами при анализе сточных вод следует понимать сумму неполярных и слабополярных соединений, растворимых в гексане, т.е. сумму углеводородов (алифатических, алициклических и ароматических). Разработанные методы определения суммарного содержания нефтепродуктов в сточных водах заключаются в проведении следующих основных операций: концентрировании и выделении нефтепродуктов, отделении углеводородной части от посторонних веществ и количественной оценке выделенных веществ [9.26, 9.29, 9.30].

Основные критерии при выборе метода определения нефтепродуктов — чувствительность и возможность широкого применения на практике. Пикнометрический, рефрактометрический, нефелометрический, колориметрический методы неприемлемы для определения количеств нефтепродуктов, измеряемых микрограммами.

Чувствительность метода газовой хроматографии в значительной степени зависит от типа применяемого прибора и колеблется в пределах 0,1—1,6 мг/дм^3.

Широко применяются спектроскопические методы (ИК- и УФ-спектрометрические, люминесцентные), обладающие высокой чувствительностью и производительностью. Для количественного определения углеводородов методом ИК-спектрометрии обычно используются полосы поглощения их области 2700—3100 см$^{-1}$, которые соответствуют асимметричным и симметричным валентным колебаниям CH_3 — группы. Люминесцентный метод дает существенные расхождения результатов, так как основан на люминесценции тяжелых полициклических углеводородов, которых мало в нефтепродуктах. УФ-метод более точен, что связано со значительно большим (до 40 %) числом углеводородов, поглощаемых в УФ-области спектра. Методы определения нефтепродуктов в природных и сточных водах представлены в табл. 9.10 [9.8].

Определение содержания тетраэтилсвинца в сточных водах проводится колориметрическим методом. Метод основан на цветной реакции иона свинца с сульфарсазеном, в результате которой образуется окрашенное соединение. Интенсивность окраски прямо пропорциональна содержанию свинца. Мешающее влияние ионов других металлов (Zn^{2+}, Fe^{3+}) устраняют добавлением «маскирующих» реагентов: железисто-синеродистого калия и щавелевокислого аммония. Метод включает в себя следующие операции: извлечение ТЭС из сточной воды хлороформом; разрушение его йодом при нагревании с образованием йодистого свинца; сжигание или разложение органических примесей; перевод

соли свинца в уксуснокислый свинец; реакция взаимодействия его в слабощелочной среде (pH = 8,0÷9,0) с сульфарсазеном; определение интенсивности окраски полученного соединения фотоколориметрически или сравнением со шкалой стандартов. Чувствительность метода — 0,002 мг ТЭС в анализируемом объеме.

9.8. Меры первой помощи при интоксикации. Средства индивидуальной защиты

В лабораториях и других производственных помещениях, где производятся работы с газовыми и другими легкими углеводородными топливами, должна быть аптечка с набором медикаментов, таких же, как при работе с бензинами и реактивными топливами. Работающие должны быть обучены основным способам оказания первой медицинской помощи.

При отравлении парами углеводородных топлив, если пострадавший потерял сознание, его следует удалить из загазованной зоны, положить на спину, расстегнуть стесняющую и затрудняющую дыхание одежду. Если пострадавший после удаления из загазованной зоны продолжает находиться в бессознательном состоянии или у него слабый пульс, то, не дожидаясь прихода врача, необходимо сделать искусственное дыхание.

Для защиты органов дыхания от паров углеводородных топлив применяют фильтрующие противогазы с коробками марок А, М, БКФ и др. (табл. 9.11).

Фильтрующие противогазы с коробками марок А и БКФ применяют при содержании кислорода в воздухе 18 % (об.) и более и при концентрации паров топлив не выше 100 ПДК. Пользование фильтрующими коробками марки М при наличии в воздухе оксида углерода и паров топлив допускается при условии, что содержание паров не превышает 50 ПДК. При содержании в воздухе 18 % (об.) и менее свободного кислорода и более 100 ПДК вредных паров применяют изолирующие противогазы. При работе с углеводородными топливами применяют и другие индивидуальные средства защиты согласно типовым отраслевым нормам.

Для предупреждения кожных заболеваний нужно пользоваться спецодеждой, чаще мыть руки и лицо теплой водой с мылом. Категорически запрещается есть, пить и курить в помещении, где пролито топливо. В качестве спецодежды используют хлопчатобумажные костюмы или халаты, кожаные ботинки, рукавицы; при наружных работах — дополнительно ватные брюки и куртку.

Для защиты открытых участков кожи от воздействия вредных веществ используют профилактические пасты. При работе с парафи-

новыми и нафтеновыми углеводородами и их смесями применяют пасты: ХИОТ-6, ИЭР-1, ЯЛОТ, «Биологические перчатки», мазь «Миколан»; при работе с ароматическими углеводородами (бензолом, толуолом и др.) — ХИОТ-6, ИЭР-1, ЯЛОТ, ПМ-1. Составы профилактических паст приведены в табл. 9.12.

При попадании сжиженных газов на кожу и в глаза необходимо быстро промыть пораженное место (пока на теле не образовались волдыри) и смазать мазью от ожогов. При наличии волдырей следует осторожно наложить стерильную повязку и немедленно обратиться за медицинской помощью.

Для защиты глаз от химического воздействия при попадании на них брызг или капель топлива могут служить предохранительные очки типа ЗН или Г. Для предотвращения запотевания стекол очков их рекомендуется смазывать раствором, состоящим из желатина, сахара и воды в соотношении 2:20:50 (по массе).

В производственных помещениях должны соблюдаться требования санитарной гигиены. Рекомендации по средствам индивидуальной защиты технического персонала на производстве от воздействия токсичных веществ содержатся во многих работах, в том числе в [9.31, 9.32]. Зная свойства топлив и строго соблюдая меры предосторожности при работе с ними, человек может работать с углеводородными топливами без вреда для здоровья.

Список литературы к разделу 9

9.1. **Фаворский О.Н.** Газотурбинные установки — основа экологически наиболее чистого транспорта и энергетики // Труды Всесоюзной научно-практической конференции "Проблемы энергетики транспорта", — М.: ЦИАМ, 1988. Тр. 1272. — С. 18—40.

9.2. **Александров И.М., Байков Н.М., Бесчинский А.А. и др.** Глобальная энергетическая проблема. — М.: Мысль, 1985. — 239 с.

9.3. **Емельянов В.Е., Крылов И.Ф.** // Мир нефтепродуктов, 2005. № 4. — С. 45—47.

9.4. **Фаворский О.Н., Дубовкин Н.Ф., Зайцев В.П.** Экологические аспекты использования авиационного топлива из нефтяного газа. Российско-американский научный журнал "Актуальные проблемы авиационных и аэрокосмических систем: процессы, модели, эксперимент". — Казань. 1996. Вып. 1. — С. 43—51.

9.5. **Шкаровский А.А.** // Энергия: экономика, техника, экология, 1987. № 4. — С. 5—39.

9.6. **Аналитический** доклад. Рост автомобильного парка города, ожидаемые последствия.Оценка проблемы и пути решения. — М.: Российское экологическое федеративное информационное агентство (РЭФИА), 1995.

9.7. **Рэдинг Д.** // Нефть, газ и бизнес. 2005. № 5. — С. 8—11. Аверченков А.А. // Там же. — С.12—18.

9.8. **Яновский Л.С., Дубовкин Н.Ф., Галимов Ф.М., Иванов В.Ф.** Экология легких моторных топлив. — Казань: АБАК, 1997. — 204 с.

9.9. **Столяровский А.Я., Чувелев А.В.** // Энергия: экономика, техника, экология, 1986. № 10. — С. 11—16.

9.10. **Гуреев А.А. , Жоров Ю.М., Смидович Е.В.** Производство высокооктановых бензинов. — М.: Химия, 1981. — 224 с.

9.11. **Фаворский О.Н., Зайцев В.П., Дубовкин Н.Ф.** Газовая промышленность. 1994. № 3. — С. 27—28.

9.12. **Вредные** вещества в промышленности / под ред. Н.В. Лазарева. — М.: Госхимиздат, 1976. Ч. I, II, III.

9.13. **Кротов Ю.А., Карелин А.О., Лойт А.О.** Предельно допустимые концентрации химических веществ в окружающей среде: Справочник / Под ред. Ю.А. Кротова. — СПб: Мир и семья, 2000. — 360 с.

9.14. **СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200—03**. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. — М.: Минздрав РФ, 2003. — 48 с.

9.15. **Дубовкин Н.Ф., Яновский Л.С., Иванов В.Ф. и др.** Авиационные криогенные углеводородные топлива. — Казань: АБАК, 1998. — 255 с.

9.16. **Топлива,** смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение: Справочное издание / И.М. Анисимов и др.; под ред. В.М. Школьникова. — 2-е изд., дополн. и перераб. — М.: Техинформ, 1999. — 596 с.

9.17. **Пронин Е.Н.** // Газовая промышленность. 2006. №8. — С. 32—35.

9.18. **Дубовкин Н.Ф., Маланичева В.Г., Массур Ю.П., Федоров Е.П.** Физико-химические и эксплуатационные свойства реактивных топлив: справочник. — М.: Химия, 1985. — 204 с.

9.19. **СП 2.2.1. 1312—03.** Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий. Санитарно-эпидемиологические правила.

9.20. **Артамонова В.Г.** Неотложная помощь при профессиональных интоксикациях. — М.: Медицина, 1981.

9.21. **ГОСТ 12.1.005—88**. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

9.22. **Макаров Ю.В.** Профессиональные болезни пылевой экологии. — Свердловск, 1986.

9.23. **Окислы** азота. Гигиенические критерии состояния окружающей среды, т. 4. — М.: Медицина-ВОЗ, 1981. —91с.

9.24. **ОНД-86.** Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. — Л.: Гидрометиздат, 1987. — 93 с.

9.25. **Фомин Г.С., Фомина О.Н.** Воздух. Контроль загрязнений по международным стандартам. — М.: Протектор, 2002. — 432 с.

9.26. **Лурье Ю.Ю.** Аналитическая химия промышленных сточных вод. — М.: Химия, 1984. — 448 с.

9.27. **Стырикович М.А.** Энергетика и окружающая среда // Теплоэнергетика. 1975. № 4. — С. 2—5.

9.28. **Беспамятнов Г.П., Кротов Ю.А.** Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в окружающей среде: справочник. — Л.: Химия, 1985. — 528 с.

9.29. **Правила** и инструкции по технической эксплуатации металлических резервуаров и очистных сооружений. — М.: Недра, 1977. — 464 с.

9.30. **Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеремет'ьев Ю.Ю.** Справочник инженера-эколога нефтегазодобывающей промышленности по методам анализа загрязнений окружающей среды. Ч.1. Вода. — 793с. Ч.2. Почва. — 635с. — М.: Недра, 1999.

9.31. **Средства** индивидуальной защиты работающих на производстве: Каталог-справочник / Под. общ. ред. В.Н. Афанасьева. — М.: Профиздат, 1988. — 176 с.

9.32. **Каталог** спецодежды, спецобуви и других средств защиты для работников нефтяной промышленности. — М.: Недра, 1984. — 63 с.

9.33. **Стекольщиков М.Н.** Углеводородные растворители. Свойства, производство, применение: справочник. — М.: Химия, 1986. — 118 с.

9.34. **Никитин Д. П. и др.** Справочник помощника санитарного врача и помощника эпидемиолога. — М.: Медицина, 1990. — 512 с.

9.35 **Бакулин В.Н., Малков С.Ю., Гончаров В.В., Ковалев В.И.** Управление обеспечением стойкости сложных технических систем к воздействию дестабилизирующих факторов различной физической природы. — М.: Наука—Физматлит, 2006. — 304 с.

9.36 **Бакулин В.Н. и др.** Программные средства синтеза и анализа компьютерных моделей (фото)химически активных газов для инженерно-экологических исследований// Материалы VI Международной конференции по неравновесным процессам в соплах и струях. — М.: Вузовская книга, 2006, с.54—56

9.37 **Бакулин В.Н., Потопахин В.А., Яценко О.В.** Нелинейная динамика неоднородных конструкций в условиях интенсивных взаимодействий с активными средами и концентрированными потоками. — М.: Наука — Физматлит, 2007.

9.38 **Бакулин В.Н., Ладоша Е.Н., Потопахин В.А., Яценко О.В.** Программные средства синтеза и анализа компьютерных моделей (фото)-химически активных газов. // Математическое моделирование. 2006. Т. 18. № 9. С.79—91.

Раздел 10

СОСТАВ, ТЕМПЕРАТУРА И СВОЙСТВА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ТОПЛИВ

10.1. Состав продуктов сгорания

Состав продуктов сгорания определяется их температурой, давлением и исходным составом горючей смеси. Для газовых углеводородных топлив по температуре и давлению можно приближенно выделить три характерные области по уровню диссоциации и, следовательно, по составу продуктов сгорания [10.1]:

Давление, МПа	Отсутствие диссоциации при температуре, °С, менее	Слабая диссоциация при температуре, °С	Сильная диссоциация при температуре, °С, более
0,01—0,5	1300	1300—2100	2100
0,5—2,5	1500	1500—2300	2300
2,5—10,0	1700	1700—2500	2500
10,0—50,0	1900	1900—2700	2700

В табл. 10.1—10.4 [10.2] приведен состав продуктов сгорания метана в зависимости от температуры в диапазоне от 1600 до 2600 К, коэффициента избытка воздуха от 0,6 до 1,8 при давлении 0,098 и 2,94 МПа и объемной концентрации кислорода в окислителе 0,20 (воздух) и 0,98 (технический кислород).

Следует отметить, что при сгорании метана до конечных продуктов (H_2O и CO_2) не происходит изменения числа молей по сравнению с исходной смесью. В этом случае состав продуктов сгорания не зависит от давления. Для углеводородов с числом атомов углерода в молекуле два и более состав продуктов сгорания зависит от давления.

Для иллюстрации на рис. 10.1 приведен состав продуктов сгорания легкого топлива, в котором массовое отношение $g_C/g_{H_2} = 5{,}66$.

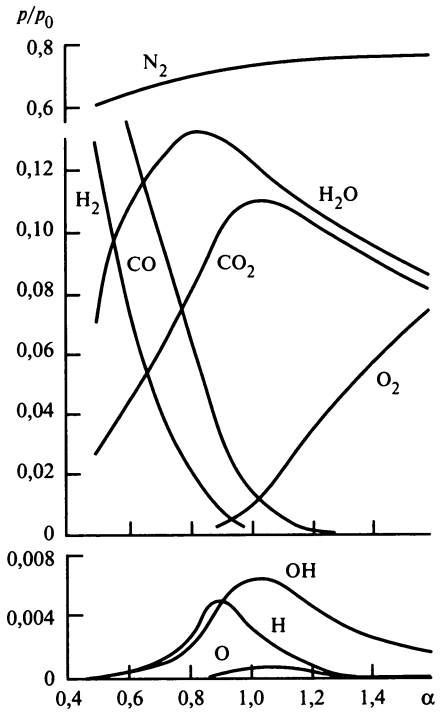


Рис. 10.1. Зависимость состава продуктов сгорания углеводородного топлива от коэффициента избытка воздуха α [10.3]:

g_C/g_{H_2} = 5,66; температура топливовоздушной смеси 100 °С; давление 0,101 МПа

10.2. Температура продуктов сгорания

Температура продуктов сгорания зависит от состава горючей смеси, давления, начальной температуры и полноты сгорания топлива.

Тепловое состояние продуктов сгорания характеризуют калориметрической $t_к$ и теоретической температурой $t_т$.

Калориметрическая температура. Это температура продуктов сгорания, определяемая при условии, что потери тепла в окружающую среду и диссоциация продуктов сгорания отсутствуют. Калориметрическая температура изменяется в широких пределах. В частном случае когда коэффициент избытка воздуха α = 1, полнота сгорания топлива $\eta_т$ = 1 и температура топлива и воздуха $t_т = t_в$ = 0 °С, калори-

метрическая температура становится равной жаропроизводительности (см. § 7.2), т.е. $t_к = t_ж$.

Теоретическая температура. В отличие от калориметрической, теоретическая температура определяется с учетом диссоциации продуктов сгорания.

Теоретическая температура продуктов сгорания метана при различных значениях коэффициента избытка окислителя и температуры окислителя, давления и концентрации кислорода в окислителе показана в табл. 10.5. Ниже приведены значения теоретической температуры продуктов сгорания метанокислородных смесей при различных давлениях в зависимости от α:

p, МПа	$T_т$, К, при α					
	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2
0,1	838	951	1495	2291	2540	2448
7,0	1249	1957	3132	3558	3589	3526

Основные камеры сгорания газотурбинных двигателей работают, как правило, при $\alpha \geq 2$. В связи с этим температура продуктов сгорания перед турбиной практически равна калориметрической.

10.3. Термодинамические свойства продуктов сгорания

Расчет термодинамических свойств продуктов сгорания весьма сложен, он выполняется на ЭВМ одновременно с расчетом состава продуктов сгорания.

Для определения истинной изобарной теплоемкости компонентов продуктов сгорания (КПС) может быть рекомендовано уравнение

$$c_p = a + bT + cT^{-2}, \qquad (10.1)$$

где c_p — теплоемкость, кДж/(кмоль · К); T — температура, К; a, b, c — постоянные, они приведены в табл. 10.6.

Краткая информация о термодинамических и теплофизических свойствах КПС углеводородных топлив [10.7] приведена в табл. 10.7.

Значения теплоемкости, энтальпии и энтропии для КПС при $t = 0$ °С приведены в табл. 10.8, а показателя адиабаты в зависимости от температуры — в табл. 10.9.

Данные по энтальпии КПС, отнесенные к единице массы и к единице объема, отсчитанные от 0 °С при $p = 0$, в зависимости от температуры представлены в табл. 10.10 и 10.11.

Термодинамические свойства продуктов сгорания различных по составу смесей $CH_4 + O_2 + N_2$ для температур от 1600 до 3000 К, коэффициентов избытка окислителя от 0,6 до 1,8 и концентрации кислорода в окислителе $\psi_v = \dfrac{O_2}{O_2 + N_2}$ от 0,2 (воздух) до 0,98 (технический кислород) при давлениях 0,098 и 2,94 МПа представлены в табл. 10.12—10.15 [10.2].

Для расчета энтальпии и энтропии продуктов сгорания углеводородно-воздушных смесей при p = 0,101 МПа может быть использована следующая методика.

Энтальпия продуктов сгорания углеводородно-воздушной смеси

$$H_{\text{п.с}} = \frac{H_{\text{в}} + qH_{\text{CH}}}{1 + q}, \tag{10.2}$$

где $H_{\text{п.с}}$ — энтальпия продуктов сгорания; $H_{\text{в}}$ и H_{CH} — энтальпия воздуха и углеводородного топлива; $q = G_{\text{топ}}/G_{\text{возд}}$.

Энтальпия воздуха, $H_{\text{в}}$, кДж/кг, определяется по уравнению

$$H_{\text{в}} = 1{,}09346T - 542{,}548 + (0{,}0411668T^2 - \\ - 64{,}7138T + 64414{,}3)^{0{,}5}, \tag{10.3}$$

где T — температура, К.

Энтальпия топлива, кДж/кг,

$$H_{\text{CH}} = 2{,}99415H_{\text{CO}_2} + 1{,}63422H_{\text{H}_2\text{O}} - 3{,}62837H_{\text{O}_2}, \tag{10.4}$$

где H_{CO_2}, $H_{\text{H}_2\text{O}}$ и H_{O_2} принимаются по таблицам при температуре, для которой определяется энтальпия продуктов сгорания.

Энтропия продуктов сгорания

$$S_{\text{п.с}} = \frac{S_{\text{в}} + qS_{\text{CH}}}{1 + q}, \tag{10.5}$$

где энтропия воздуха $S_{\text{в}}$, кДж/(кг · К), определяется по уравнению

$$S_{\text{в}} = -0{,}00105296T + 5{,}39855 + (0{,}000001289 71T^2 + \\ + 0{,}013353T^{0{,}5}) - 1{,}46934, \tag{10.6}$$

где T — температура, К, а энтропия топлива — по уравнению

$$S_{CH} = 2{,}99415S_{CO_2} + 1{,}63422S_{H_2O} - 3{,}62837S_{O_2}, \qquad (10.7)$$

где S_{CO_2}, S_{H_2O} и S_{O_2} принимаются по таблицам при температуре, для которой определяется энтропия продуктов сгорания.

Уравнения (10.3) и (10.7) справедливы при $293 \le T \le 2500$ К.

10.4. Коррозионная активность продуктов сгорания

Газовая коррозия и эрозия деталей горячего тракта газотурбинных двигателей являются следствием окисления металла содержащимся в газах кислородом, коррозионного воздействия продуктов сгорания, почвенной пыли, морской воды и других веществ, попадающих в двигатель вместе с воздухом, а также динамического эрозионного воздействия высокоскоростного потока газов [10.6]. Коррозийный износ может происходить при пониженных температурах, когда создаются благоприятные условия для конденсации влаги и продуктов сгорания на деталях двигателя.

В указанных выше процессах доля коррозии от окисления избыточным кислородом составляет значительную часть и, так как она практически не зависит от сорта применяемого топлива, должна исключаться при оценке влияния последнего на коррозионную агрессивность продуктов сгорания путем снятия окалины в травильном растворе. В потоке горячего воздуха образование окалины происходит более интенсивно, чем в потоке продуктов сгорания (рис. 10.2), так как кислорода в воздухе почти вдвое больше, чем в продуктах сгорания [21 % (об.) и 10—14 % (об.) соответственно].

Поскольку в газовых топливах практически отсутствуют сернистые соединения, ванадий, щелочные металлы и другие химически активные примеси, коррозионная агрессивность по отношению к металлам определяется в основном компонентами продуктов сгорания, получаемыми при сгорании только углерода и водорода.

Детали горячего тракта двигателя могут подвергаться газовой коррозии в результате «науглероживания» (карбидизации) поверхностных слоев металла и агрессивного воздействия реакционноактивных свободных радикалов в зоне факела. Газовая коррозия возрастает при повышении температуры газов; интенсивность ее зависит от жаростойких свойств конструкционных металлов.

Изменение *жаростойкости* металлов в зависимости от скорости газового потока, обдувающего образец, имеет экстремальный характер с довольно четко выраженным минимумом убыли массы образца.

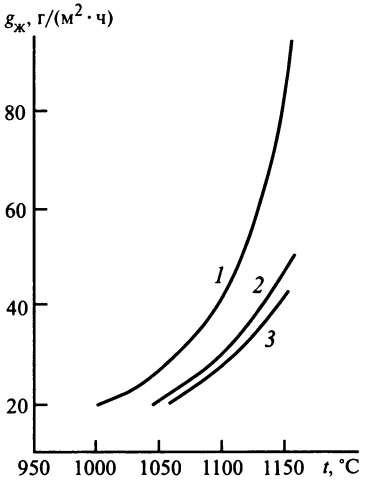


Рис. 10.2. Зависимость жаростойкости $g_ж$ сплава ЭП 99 от температуры продуктов сгорания (или воздуха) [10.6]:

Установка У-314М с модельной камерой сгорания ГТД; расход воздуха 0,05 кг/с, длительность испытания 25 ч, коэффициент избытка воздуха $\alpha = 2 \div 3$; *1* — воздух; *2* — продукты сгорания смеси топлив ТС-1 и Т-7; *3* — продукты сгорания топлива ТС-1

Минимум обусловлен влиянием двух противоположно направленных факторов, а именно химической коррозии, зависящей от продолжительности взаимодействия металла с данной частицей газа, которое уменьшается с увеличением скорости газового потока, и эрозии металла, увеличивающейся с ростом скорости потока, особенно в зоне высоких скоростей.

Изменение прочности металла под воздействием продуктов сгорания характеризует его жаропрочность; она измеряется в килограммах на квадратный сантиметр (кг/см^2). *Жаропрочность*, как и жаростойкость, зависит от свойств конструкционных материалов; она ухудшается с повышение температуры и скорости газового потока. При эксплуатации ряда газотурбинных двигателей в основном на гидроочищенных топливах отмечалась повышенная питтинговая коррозия неалитированных жаровых труб, сопловых лопаток турбины и форсунок. Это происходило вследствие интеркристаллической коррозии металла в результате «науглероживания». Интенсивность «науглероживания», протекающего с участием свободных радикалов пламени,

повышается с уменьшением полноты сгорания топлива и при нестационарном режиме горения.

«Науглероживание» распространяется на глубину 5—25 мкм и сопровождается потерей из поверхностных слоев легирующих добавок, а также образованием карбидов хрома и карбидов никеля. Результатом «науглероживания» является резкое снижение эрозионной стойкости металла ввиду повышенной хрупкости карбидов.

Возможно и усиление электрохимической коррозии, связанной с образованием карбидов и карбонилов, имеющих неодинаковый электрический потенциал с другими соединениями. Алитирование и эмалирование защищает металл от газовой коррозии.

Если в продуктах сгорания появляются соединения серы, то можно ожидать газовую коррозию при высоких температурах и кислотную коррозию вследствие образования H_2SO_3 и H_2SO_4 при их конденсации в неработающем двигателе.

В условиях высоких температур (1000 °С) взаимодействие серы с никелем, входящим в жаропрочные сплавы, может приводить к образованию эвтектики, состоящей из никеля и его сульфидов NiS, Ni_3S_2. Эвтектика системы «железо — сернистое железо» имеет температуру плавления 935 °С, а в присутствии никеля температура плавления может снижаться до 645 °С. Образование такой эвтектики в сталях, содержащих никель, при высоких температурах происходит преимущественно по границам зерен металла, приводя его к размягчению и разрушению.

Однако следует отметить, что газовая коррозия оксидами серы в процессе эксплуатации и при стендовых испытаниях ГТД, работающих на товарных реактивных топливах с содержанием серы до 0,3 % (мас.), не наблюдалась. Согласно исследованиям ВИАМ данной коррозии могут подвергаться детали горячего тракта ГТД при содержании серы в топливе 0,73 % (мас.) и более.

Экспериментальными исследованиями установлено, что если в топливе имеется хотя бы небольшое количество ванадия, то он может приводить к прогару жаростойких сплавов [10.8], из которых обычно изготавливают жаровые трубы камер сгорания ГТД. Это обусловлено тем, что ванадий обладает переменной валентностью. В условиях высоких температур пентоксид ванадия V_2O_5 легко отдает часть кислорода железу, которое при этом разрушается, образуя оксид железа, а V_2O_5 при этом переходит в V_2O_4, который, однако, при избытке кислорода снова переходит в V_2O_5.

Таким образом, ванадий проявляет себя как переносчик кислорода и вследствие этого создает благоприятные условия для интенсивной

коррозии даже жаростойких сплавов. Наличие в топливе незначительных количеств оксида натрия или сульфида натрия значительно усиливает ванадиевую коррозию железа и его сплавов. Добавление соединений фосфора и серы в топливо, содержащее ванадий и молибден, тормозит и даже прекращает выгорание материала жаровых труб камер сгорания. При сгорании образуется тугоплавкий сернистый молибден MoS_2 (вместо легкоплавкого молибдена MoO_3), который не оказывает разрушающего действия на защитную оксидную пленку на материале горячей проточной части двигателя.

Из опыта эксплуатации известно также, что коррозийная агрессивность продуктов сгорания заметно повышается, если в топливо попадает морская вода [10.6]. Такое положение наблюдается при эксплуатации авиационной, наземной и морской техники в условиях морского климата, где морская вода (и соли) попадает не только в топливо, но она содержится в воздухе, проходящем через двигатель. Однако опыты показывают, что продукты сгорания, содержащие морскую воду и серу одновременно, менее коррозионно-агрессивны, чем продукты сгорания чистых топлив.

Список литературы к разделу 10

10.1. **Зельдович Я.Б., Полярный А.И.** Расчеты тепловых процессов при высоких температурах. — М.: Изд. БНТ, 1947.

10.2. **Карп И.Н., Сорока Б.С., Дашевский Л.Д., Семернина С.Д.** Продукты сгорания природного газа при высоких температурах. — Киев: Техніка, 1967. — 382 с.

10.3. **Дубовкин Н.Ф.** Справочник по углеводородным топливам и их продуктам сгорания — М.-Л.: Госэнергоиздат, 1962. — 288 с.

10.4. **Варгафтик Н.Б., и др.** Теплофизические свойства веществ — М.: Госэнергоиздат, 1953.

10.5. **Вукалович М.П.** Термодинамические свойства газов. — М.: Гостехиздат, 1956.

10.6. **Дубовкин Н.Ф., Маланичева В.Г., Массур Ю.П., Федоров Ю.П.** Физикохимические и эксплуатационные свойства реактивных топлив: справочник. — М.: Химия, 1985. — 240 с.

10.7. **Алемасов В.Е., Дрегалин А.Ф., Тишин А.П., Худяков В.А.** Термодинамические и теплофизические свойства продуктов сгорания: справочник. Т. 1. Методы расчета. — М.: 1971. — 266 с.

10.8. **Зрелов В.Н., Пискунов В.А.** Реактивные двигатели и топлива. — М.: Машиностроение, 1968. — 311 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

ТАБЛИЦЫ

Таблицы к разделу 1

Таблица 1.1. **Структура потребления природного газа в народном хозяйстве бывшего СССР по годам [1.3]**

Отрасль	Потребление, млрд $м^3$/ %	
	1998 г.	2001—2005* гг.
Электроэнергетика	131,97/39,8	129,32/41,90
Промышленность:	75,87/22,9	68,18/22,08
нефтяная и газовая	22,53/6,8	20,85/6,75
металлургическая	26,47/8,0	23,30/7,55
агрохимическая	13,59/4,1	12,23/3,96
нефтехимическая	5,48/1,6	4,93/1,60
автосельхозмашиностроение	3,94/1,2	3,47/1,12
цементная	3,86/1,2	3,40/1,10
Агропромкомплекс	11,97/3,6	10,89/3,53
Коммунально-бытовой сектор	16,48/5,0	14,83/4,80
Население	37,18/11,3	33,46/10,84
Прочие отрасли народного хозяйства	57,77/17,4	52,00/16,85
Всего	331,24/100	308,68/100

* Прогноз с учетом энергосбережения.

Таблица 1.2. **Добыча природного и нефтяного газа и нефти [1.4]**

Вид топлива	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Природный газ, млрд $м^3$	555,9	550,8	561,4	581,3	590,6	598,1
Нефтяной газ, млрд $м^3$	28,0	30,2	33,4	38,9	41,4	42,5
Нефть (с конденсатом), млн т	323,4	348,1	379,0	421,3	458,7	470,0

Таблица 1.3. **Компонентный состав и плотность природного газа основных месторождений СНГ [1.6, 1.7]**

Месторождение	Компонентный состав, % (об.)								Плотность при 20 °С, кг/м^3
	Углеводороды					Прочие компоненты			
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}+ высшие	H_2S	CO_2	N_2 + редкие	
Российская Федерация									
Тюменская обл.									
Уренгойское	99,05	0,06	0,01	—	—	—	0,08	0,80	0,6733
Ямбургское	95,20	0,04	0,06	0,001	0,10	—	0,30	4,50	0,6956
Заполярное	98,80	0,07	0,01	0,004	0,01	—	0,13	0,99	0,6756
Медвежье	98,56	0,17	0,01	0,02	0,02	—	0,22	1,00	0,6775
Бованенковское	95,96	3,32	0,06	0,05	—	—	0,06	0,55	0,6927
Восточно-Таркосалинское	80,40	12,20	4,20	1,70	0,40	—	0,50	0,60	0,8408
Среднеямальское	78,97	4,53	2,34	1,02	0,27	—	1,02	11,84	0,8194
Крузенштерновское	88,06	0,91	0,07	0,04	—	—	4,73	6,19	0,7604
Оренбургская обл.									
Оренбургское	83,68	3,81	1,53	0,84	1,58	1,75	0,57	6,23	0,8167
Волгоградская обл.									
Жирновское	93,00	4,00	1,50	0,50	0,10	0,50	0,40	—	0,719
Бахметьевское	78,50	6,40	3,40	2,00	2,80	—	0,60	6,30	0,886
Краснодарский край									
Ленинградское	90,31	5,12	1,50	0,52	0,18	—	0,72	1,65	0,742
Бейсугское	96,09	0,61	—	—	—	—	0,10	3,20	0,670

Продолжение табл. 1.3

Месторождение	Компонентный состав, % (об.)								Плотность при 20 °С, кг/м^3
	Углеводороды					Прочие компоненты			
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}+ высшие	H_2S	CO_2	N_2 + редкие	
Астраханская обл.									
Астраханское	47,55—54,15	1,92—5,54	0,93—1,68	0,44—0,93	0,35—1,57	20,7—22,5	17,90—21,55	1,98	—
Республика Коми									
Вуктыльское	75,10	8,90	3,60	1,50	6,40	—	0,10	4,40	0,8130
Архангельская обл.									
Лаявожское	79,71	3,53	1,17	0,49	0,33	—	2,19	12,91	0,8126
Республика Саха (Якутия)									
Средневилюйское	90,60	4,90	1,70	0,60	1,40	—	0,50	0,30	0,7621
Украина									
Харьковская обл.									
Ефремовское	90,80	3,84	1,60	0,66	0,22	—	2,39	0,49	0,7583
Западно-крестищенское	92,61	3,54	0,96	0,31	0,67	—	1,80	0,08	0,7450
Ивано-Франковская обл.									
Битково-Бабченское	92,30	3,15	1,05	0,55	0,25	—	2,40	0,30	0,7448
Азербайджан									
Бахарское	95,00	2,47	0,88	0,49	1,11	—	0,10	—	0,7564
Туркменистан									
Шатлыкское	95,05	1,63	0,20	0,07	0,07	—	1,23	1,75	0,7057

Окончание табл. 1.3

Месторождение	Компонентный состав, % (об.)								Плотность при 20 °С, кг/м^3
	Углеводороды					Прочие компоненты			
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}+ высшие	H_2S	CO_2	N_2 + редкие	
Даулетабад-Донмезское	95,68	1,20	0,30	—	—	—	1,22	1,60	0,7006
Самантепинское	90,50	2,07	0,30	0,11	0,05	6,57	—	0,40	0,7383
Узбекистан									
Шуртанское	90,1	4,23	2,0	0,47	1,13	—	1,00	0,40	0,7383
Денгизкуль-Хаузакское	90,12	4,10	0,92	0,35	1,06	0,08	2,73	0,64	0,7735
Газлинское	88,63	1,40	0,26	0,11	0,33	4,49	4,27	0,51	0,7769
Мубарекское	96,34	2,68	0,01	0,073	0,007	—	0,14	0,75	0,6916
Казахстан									
Карачаганакское	75,22	5,45	2,62	1,54	6,29	3,19	4,89	0,80	1,0060
Жетыбайское	76,40	10,74	6,06	2,53	1,00	—	1,10	2,17	0,9053
Тажигалинское	67,41	7,19	3,59	1,20	1,30	11,62	4,99	2,70	0,9703

Примечания: 1. Плотность рассчитана по аддитивности, исходя из относительной плотности индивидуальных компонентов, приведенной в приложении 2 к ГОСТ 22667—82, путем пересчета ее в килограммы на кубический метр умножением на плотность воздуха, равную 1,2047 кг/м^3.

2. Данные о составе газа многих других месторождений приведены в [1.8, 1.9].

Таблица 1.4. **Усредненный компонентный состав и плотность нефтяного газа основных нефтяных месторождений* [1.1]**

Группа месторождений или месторождение	Усредненный компонентный состав, % (об.)											Плотность при 20 °С, кг/м^3	Содержание «тяжелых» углеводородов $\Sigma C_{3+в}$, г/м^3
	Углеводороды								Прочие компоненты				
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}		C_5H_{12}		C_6H_{14} + высшие	H_2S	CO_2	N_2 + редкие		
				изо	*норм*	*изо*	*норм*						
Российская Федерация													
Тюменская обл.													
Сургутская	90,80	4,10	1,90	0,52	0,75	0,22	0,20	0,21	—	0,25	1,04	0,760	86
Нижневартовская	73,60	6,17	10,90	1,88	3,73	0,64	0,80	0,44	—	0,53	1,31	0,989	395
Варьеганская	67,90	10,10	12,40	2,71	3,65	0,75	0,68	0,36	—	1,23	1,18	1,040	435
Красноленинская	54,50	17,60	16,60	2,32	4,68	0,78	0,94	0,77	—	1,19	0,61	1,170	553
Томская обл.													
Стрежевская	75,00	6,90	9,44	1,48	2,89	0,53	0,57	0,50	—	0,90	1,77	0,954	330
Пермская обл.													
Полазненская	41,60	20,90	16,60	2,06	5,59	1,59	1,58	1,08	0,05	0,58	8,32	1,270	623
Оренбургская обл.													
Зайкинское	75,60	14,10	5,58	0,59	1,30	0,27	0,28	0,20	—	1,54	0,58	0,888	172
Самарская обл.													
Богатовская	31,80	23,20	20,80	2,07	5,51	1,14	1,10	0,85	1,14	0,82	11,16	1,330	663
Саратовская обл.													
Заволжская	87,30	5,34	2,46	0,34	0,62	0,17	0,13	0,08	0,13	0,73	2,62	0,776	800
Волгоградская обл.													
Коробковская	65,8	11,00	10,90	1,99	4,65	1,35	1,07	0,70	0,02	9,93	1,51	1,070	458
Татарстан													

Ромашкинская	37,2	22,1	16,6	1,94	3,94	0,96	0,78	0,62	1,08	0,68	14,20	1,240	521
Башкортостан													
Туймазинская	34,20	17,90	19,80	2,18	6,70	1,02	1,70	1,23	0,16	0,24	15,00	1,340	703
Чечня													
Старогрозненская	67,80	14,40	8,13	1,68	3,45	0,79	0,05	0,50	—	2,44	0,26	1,010	332
Удмуртия													
Удмуртская	8,36	5,12	4,23	0,82	1,86	0,67	0,54	0,39	—	0,31	77,70	1,220	193
Коми													
Тэбукская	53,10	15,10	14,50	1,55	4,74	0,87	0,81	0,30	0,02	0,40	0,51	1,130	479
Усинская	65,80	13,10	11,90	1,28	3,55	0,65	0,80	0,24	0,01	0,87	1,77	1,030	387
Украина													
Сумская обл.													
Ахтырская	73,10	11,30	7,06	0,71	1,61	0,35	0,31	0,30	—	1,90	3,42	0,919	216
Львовская обл.													
Бориславская	82,60	6,82	3,09	0,63	1,05	0,48	0,33	0,11	—	4,32	0,55	0,848	126
Белоруссия													
Речицкая	61,20	16,70	11,50	1,88	3,53	1,06	0,90	0,68	—	0,28	2,22	1,070	426
Казахстан													
Атырауская обл.													
Тенгизское	53,40	12,90	6,51	0,71	1,26	0,39	0,27	0,35	19,20	3,85	1,20	1,070	199
Мангыстауская обл.													
Узеньское	63,30	15,40	10,00	2,07	3,36	1,17	1,08	1,08	—	0,30	2,15	1,070	422
Актюбинская обл.													
Жанажольская	75,60	10,20	5,96	0,75	1,25	0,31	0,26	0,23	3,29	0,67	1,49	0,891	183
Туркменистан													
Небитдагское	92,50	3,11	1,80	0,41	0,72	0,33	0,25	0,16	—	0,24	0,72	0,751	840

*По данным НИИ Миннефтепрома за 1987 г.

Таблица 1.5. **Компонентный состав (до C_{10} включительно), плотность ρ и молекулярная масса *M* нефтяных газов, поступающих на некоторые ГПЗ Российской Федерации и Казахстана [1.1]**

Наименование	Газоперерабатывающие заводы				
	Нижневартовский*	Локосовский	Казахский	Тенгизский	
				А**	Б***
Компонентный состав, % (об.):					
CH_4	88,23	81,69	79,43	67,11	37,92
C_2H_6	2,22	5,30	9,70	9,23	16,35
C_3H_8	3,85	5,35	4,06	2,84	9,57
изо-C_4H_{10}	1,13	1,87	0,72	0,36	1,02
н-C_4H_{10}	1,95	2,37	1,27	0,65	1,85
изо-C_5H_{12}	0,57	0,62	0,32	0,22	0,53
н-C_5H_{12}	0,49	0,50	0,38	0,16	0,40
ΣC_6H_m	0,19	0,38	0,33	0,15	0,28
ΣC_7H_{m1}	0,05	0,13	0,15	0,06	0,10
ΣC_8H_{m2}	0,007	0,052	0,045	0,04	0,05
ΣC_9H_{m3}	0,002	0,015	0,006	0,017	0,016
$\Sigma C_{10}H_{m4}$	0,002	0,009	0,004	0,007	0,006
H_2S + другие сернистые	—	—	—	13,47	27,43
N_2 + редкие	0,35	1,62	3,56	1,75	0,45
CO_2	0,42	0,09	0,01	3,94	4,03
неуглеводородные примеси	1,31	1,684	3,585	19,066	31,908
Показатели:					
M	20,06	21,34	20,61	22,75	33,96
ρ, кг/м^3	0,835	0,887	0,882	1,016	1,516

* Только с Варьеганского месторождения;

** А — газ высокого давления;

*** Б — газ среднего и низкого давления.

Таблица 1.6. **Компонентный состав, плотность ρ при 20 °С и теплота сгорания высшая $Q_в$ отбензиненного нефтегаза ряда ГПЗ* [1.1]**

Наименование	Российская Федерация							Украина	Белоруссия	Казахстан
	Нижневартовский	Сургутский	Южно-Балыкский	Миннибаевский	Туймазинский	Отрадненский	Грозненский	Долинский	Белорусский	Казахский
Компонентный состав, % (об.):										
CH_4	82,73	83,09	66,28	49,30	37,35	44,40	84,50	86,41	61,61	87,50
C_2H_6	5,16	6,15	10,01**	22,40**	22,93**	28,07	9,03	7,52	28,21**	6,50**
C_3H_8	6,24	6,07	10,92	2,70	9,58	10,22	1,61	0,33	6,51	1,50**
изо-C_4H_{10}	0,94	0,78	1,79	0,90	0,98	0,49	0,40	0,33	0,49	0,10
н-C_4H_{10}	1,49	0,97	4,10	0,40	1,87	0,88	0,54	0,33	0,59	0,10
изо-C_5H_{12}	0,43	0,12	1,13	1,40	1,22	0,26	0,08	0,33	0,06	0,10
н-C_5H_{12}	0,43	0,10	1,38	1,40	1,22	0,26	0,05	0,33	0,07	0,10
$C_{6+в}$	0,34	0,04	0,53	1,40	1,22	0,26	0,01	0,33	0,01	0,10
CO_2	0,74	0,053	—	—	—	0,04	3,45	5,09	—	—
N2 + редкие	1,50	2,15	3,86	22,90	26,07	15,64	0,33	0,65	2,45	4,40
Показатели:										
ρ_{20}, кг/м^3	0,736	0,739	0,840	0,894	0,975	0,923	0,774	0,720	0,827	0,710
$Q_в$, кДж/м^3	40 690	39 070	48 780	35 700	39 500	42 400	37 580	33 650	44 530	34 530
$Q_в$, кДж/кг	55 285	52 869	58 071	39 933	40 518	45 937	48 553	46 736	53 845	48 634

* По данным до 1991 г.

** В сумме с CO_2.

Таблица 1.7. **Компонентный состав, плотность ρ при 20 °С и теплота сгорания низшая $Q_н$ газа некоторых магистральных газопроводов [1.1]**

Наименование	Уренгой — Центр I	Уренгой — Челябинск	Средняя Азия — Центр III	Парабель — Кузбасс (нефтяной газ отбензиненный)
Компонентный состав, % (об.):				
CH_4	98,60	98,33	92,80	82,20
C_2H_6	0,18	0,15	3,28	6,71
C_3H_8	0,03	0,01	1,12	5,70
ΣC_4	0,01	—	0,58	1,95
$\Sigma C_{5+в}$	—	—	0,16	1,05
CO_2	0,25	0,37	—	0,89
N_2 + редкие	0,93	1,14	2,06	1,50
Показатели:				
ρ, кг/м^3	0,677	0,737	0,725	0,856
$Q_н$, кДж/м^3	33 090	32 590	34 830	40 150

Таблица 1.8. **Требования к качеству природного и нефтяного газов [1.1]**

Показатель	Природные топливные для коммунально-бытового назначения (ГОСТ 5542—87)	Нефтяной переработанный (ТУ 39-1193—87)	Горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы (ОСТ 51.40—93**)
Число Воббе* (высшее), МДж/м^3	41,2—54,5	37,6—70,0	—
Допустимое отклонение числа Воббе от нормального значения, %, не более	±5	±5	—
Теплота сгорания низшая при 20 °С и 101,325 кПа, МДж/м^3, не менее	31,8	31,8	32,5
Содержание, г/м^3, не более:			
меркаптановой серы	0,036	0,036	0,016(0,036)***
сероводорода	0,020	0,020	0,007(0,020)***
механических примесей	0,001	0,001	—

Окончание табл. 1.8

Показатель	Природные топливные для коммунально-бытового назначения (ГОСТ 5542—87)	Нефтяной переработанный (ТУ 39-1193—87)	Горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы (ОСТ 51.40—93**)
Содержание кислорода, % (об.), не более	1	1	—
Интенсивность запаха при объемной доле 1 % газов в воздухе, баллы, не менее	3	—	—

* Число Воббе W — величина, связывающая теплоту сгорания Q и относительную плотность газа по воздуху ρ: ($W = Q/\rho^{1/2}$). Нормирование числа Воббе необходимо для ограничения содержания инертных и тяжелых углеводородных компонентов в газе.

** Для газов, подаваемых в магистральные газопроводы, нормируется также точка росы (при давлении транспортирования) и содержание кислорода:

Наименование	Для умеренных районов		Для холодных районов	
	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04
Точка росы, °С, не выше:				
по влаге	–3	–5	–10	–20
по углеводородам	0	0	–5	–10
Содержание кислорода, % (об.), не выше	0,5	0,5	1,0	1,0

Температура газа на входе и в самом газопроводе устанавливается проектом. Для газов, содержащих 1 г/м^3 и менее углеводородов $C_{5+в}$, точка росы по углеводородам не нормируется. Содержание механических примесей и труднолетучих жидкостей — по соглашению на поставку газа.

*** Нормы, указанные в скабках, действовали до 01.01.97.г., однако в отдельные газопроводы допускается подача газа с более высоким содержанием меркаптанов и серы по согласованным ТУ.

Таблица 1.9. **Усредненный компонентный состав и плотность ρ при 20 °С смеси газов различных процессов нефтепереработки [1.14]**

Процесс	Компоненты, % (об.)											ρ, кг/м^3	g**, % (мас.)
	H_2 + CO_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	C_3H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_8	*н*-C_4H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	Сумма непредельных*		
Термокрекинг мазута	0,2	16,0	2,5	17,0	9,0	21,5	4,5	9,8	5,0	14,5	25,8	1,466	7
Каталитический крекинг:													
обычный режим	2,5	11,0	6,0	8,0	22,0	12,5	6,0	14,0	14,0	4,0	48,0	1,544	17
жесткий газовый режим	1,0	9,5	4,0	5,0	24,0	9,5	10,5	15,0	16,5	4,0	53,5 [1)]	1,625	30
Гидрокрекинг тяжелого газойля	—	27,0	—	21,0	—	41,0	—	—	—	11,0	—	1,232	1,8
Пиролиз бензинового сырья при 750 °С	16,0	34,4	29,3	5,0	10,5	0,2	1,3	1,2	—	0,5	43,8 [2)]	0,905	77
Коксование:													
замедленное	0,3	32,5	4,5	21,5	4,0	15,0	2,2	4,4	7,0	8,5	15,1	1,207	7
в кипящем слое	1,5	26,5	12,5	20,0	12,5	11,0	5,0	5,0	0,7	4,6	35,7 [3)]	1,176	12
Каталитический риформинг:													
обычный режим	8,5	5,0	—	9,5	—	38,0	—	—	18,0	20,0	—	1,594	12
жесткий режим	5,5	12,5	—	24,5	—	32,0	—	—	11,0	14,5	—	1,389	23
Гидроочистка дизельных фракций	—	34,0	—	24,5	—	20,5	—	—	21,0	—	—	1,197	0,8

* В том числе бутадиенов C_4H_6: 1) 1,0; 2) 1,5 и 3) 0,7 % (об.).

** g — выход газа от сырья в ходе данного процесса.

Таблица 1.10. **Состав этановой фракции по ТУ 0272-022-00151638-99**

Состав	Норма по маркам	
	А	Б
Содержание, % (мас.):	—	—
метана, не более	2,0	2,0
этана, не менее	95,0	60,0
пропана, не более	3,0	Не нормируется**
$C_{4+в}$, не более	Отсутствует	2,0
CO_2, не более*	0,02	Не нормируется**
H_2S, не более	0,002	0,002

* Для марки А Оренбургского гелиевого завода — не более 0,2 CO_2 и 0,07 сернистых; для марок А и Б и Казахского ГПЗ — не более 0,5 % (мас.) CO_2.

** Определение обязательно.

Таблица 1.11. **Состав и свойства пропана, поставляемого на экспорт, и пропановой фракции**

Наименование	Пропан экспортный по ГОСТ Р 51104—97* и ГОСТ 21443—75Э	Фракция пропановая по ТУ 0272-023-0151638—99	
		А	В
Давление насыщенных паров при 45 °С, МПа, не более	1,6	—	—
Испытание на медную пластину	Выдерживает	—	—
Углеводородный состав, % (мас.):			
метан + этан, не более	2,0	2,0	4,0
пропан, не менее	95,0	—	—
ΣC_3, не менее	—	96,0	90,0
в том числе пропилена, не более	—	0,2	10,0
непредельные углеводороды, не более	2,0	—	—
ΣC_4, не более	5,0	3,0	10,0
$C_{5+в}$, не более	Отсутствует	Отсутствует	1,0
Содержание, % (мас.), не более:			
сероводорода	—	0,003	0,003
серы	0,01	—	—
метанола	0,005	—	—
свободной воды	Отсутствует		
щелочи	»		

* По ГОСТ Р 51104—97 нормируется также теплота сгорания низшая — 45,5 МДж/кг.

Таблица 1.12. **Состав и свойства технических сортов бутанов**

Наименование	Фракция изобутановая по ТУ 0272-025-00151638—99				Фракция нормального бутана				
					по ТУ 0272-02600151638—99				по ГОСТ 21443—75Э и ГОСТ Р 51104—97*
	высшая	А	Б	В	высшая	А	Б	В	
Углеводородный состав, % (мас.):									
пропан, не более	1,3	1,5	4,5	8,0	0,3	0,5	1,0	1,0	1,0
сумма бутанов, не менее	—	—	—	—	—	—	—	—	98,0
н-бутан, не более	0,7	2,0	6,0	Не нормируется	—	—	—	—	—
н-бутан, не менее	—	—	—	—	98,6	97,5	94,0	88,0	96,0
изобутан, не более	—	—	—	—	0,9	1,5	4,0	Не нормируется	2,0
изобутан, не менее	98,0	97,0	90,0	70,0	—	—	—	—	—
непредельные углеводороды, не более	0,5	0,5	0,5	Не нормируется	0,5	1,0	1,0	2,0	Отсутствует
сумма углеводородов $C_{5+в}$, не более	Отсутствует	Отсутствует	0,5	1,0	0,4	0,6	2,5	5,0	2,0**
Содержание сероводорода и меркаптановой серы, % (мас.), не более***	0,005	0,005	0,005	0,010	0,005	0,005	0,01	0,01	0,005
Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствует								

* Фракция нормального технического бутана по этим ГОСТ испытание на медную пластинку (без одоранта) выдерживает; давление насыщенных паров при 45 °С — не более 0,6 МПа; по ГОСТ Р 51104—97 нормируются также теплота сгорания низшая (не менее 46,5 МДж/кг) и содержание непредельных (не более 0,1 % (мас.)).

** Жидкий остаток при 20 °С, % (об.).

*** По ТУ допускается вместо суммы H_2S + RSH определять содержание общей серы по ГОСТ 22986—78.

Таблица 1.13. **Состав и свойства технических сортов пентанов**

Наименование	Фракция нормального пентана ТУ 0272-029-00151638—99		Фракция изопентановая ТУ 0272-028-00151638—99		Фракция пентан-изопентановая ТУ 0272-030-00151638—99	
	А	Б	А	Б	А	Б
Углеводородный состав % (мас.):						
C_4, не более	0,2	1,0	—	—	0,6	1,0
C_2—C_4, не более	—	—	1,5	6,0	—	—
н-C_5H_{12}:						
не более	—	—	2,5	18,0	—	—
не менее	96,5	93,5	—	—	—	—
изо-C_5H_{12}:						
не более	Не нормируется		—	—	50	40
не менее	—	—	97,5	80,0	—	—
$C_{6+в}$, не более	1,5	2,0	0,3	1,0	0,8	1,1
Сумма непредельных углеводородов, не более	0,3	0,5	0,5	1,0	—	—
Содержание сернистых соединений в пересчете на серу, % (мас.), не более	0,01	0,01	0,003	0,01	0,005	0,005
Содержание свободной воды и механических примесей	Отсутствует					
Содержание щелочи	Отсутствует					

Таблица 1.14. **Теплофизические свойства основных неуглеводородных компонентов природного и нефтяного газов [1.1]**

Показатель	Водород H_2	Гелий He	Азот N_2	Кислород O_2	Диоксид углерода CO_2	Оксид углерода CO	Сероводород H_2S	Метилмеркаптан CH_3SH	Этилмеркаптан C_2H_5SH	Ртуть Hg
Молекулярная масса	2,0159	4,0026	28,013	31,999	44,010	28,01	34,080	48,107	62,134	200,59
Плотность при 20 °C, кг/м^3	0,0846	0,1663	1,1646	1,3305	1,8289	1,1646	1,4339	0,8680	0,8315	13 546
Температура, °C:										
плавления	–259,20	–272,1	–209,86	–218,8	–78,51*	–205,0	–85,6	–123,0	–144,4	–38,89
кипения	–252,76	–268,94	–195,8	–182,97	–56,6	–191,5	–60,38	6,0	34,7	357,25
критическая	–239,96	–267,95	–147,1	–118,84	31,0	–140,2	100,4	196,8	226,0	1450
Критическое давление, МПа	1,298	0,229	3,394	5,036	7,618	3,505	9,005	7,476	5,673	—
Критическая плотность, кг/м^3	30,67	69,3	311,0	430,0	464,0	303,0	349,0	332,0	300,0	—
Теплота испарения при нормальной температуре кипения $t_{кип}$, кДж/кг	454,20	—	199,30	213,53	546,52	215,92	549,58	512,19	601,85	291,82

* Температура сублимации.

Таблица 1.15. **Технические характеристики эталонных топлив — *н*-гептана (ГОСТ 25828—83) и изооктана (ГОСТ 12433—83)**

Показатель	*н*-Гептан C_7H_{16}	Изооктан *изо*-C_8H_{18}	
		эталонный	технический
Внешний вид	Прозрачная, бесцветная жидкость без осадка		
Плотность при 20 °С, кг/м^3	683,6—684,0	691,8—692,2	691,5—693,0
Температура, °С:			
плавления*	–90,56	–109,16	–109,16
кипения**	98,3—98,5	99,15—99,35	98,3—100,3
критическая*	267,04	286,44	286,44
Критическое давление*, МПа	2,70	2,45	2,45
Теплота сгорания низшая*, кДж/кг	44 830	44 650	44 650
Коэффициент преломления	1,3877—1,3879	1,3914—1,3918	1,3910—1,3925
Температура вспышки, °С	–4	–9	—
Температура самовоспламенения, °С	223	425	450
Октановое число по моторному методу	0	100 ± 0,1	99 ± 0,5
Стехиометрический коэффициент*, кг воздуха/кг топлива	15,19	15,15	15,15
Содержание непредельных углеводородов	Отсутствуют		—
Содержание серы, % (мас.)	0,003	0,003	0,005
Класс опасности по ГОСТ 12.1.007—26	4	4	—

* В показатели по ГОСТ не входят.

** Для изооктана технического эталонного нормируются также пределы выкипания: не менее 90 % (об.) в пределах 1 °С.

Таблица 1.16. **Технические требования к бензолу нефтяному, каменноугольному и сланцевому**

Показатель	Нефтяной по ГОСТ 9572—93*				Каменноугольный и сланцевый по ГОСТ 8448—78Е				
	высшей очистки	очищенный	для синтеза, сорт		высшей очистки	для синтеза, сорт		для нитрования	технический
			высший	первый		высший	первый		
Внешний вид и цвет	Прозрачная жидкость, не содержащая посторонних примесей и воды, не темнее раствора 0,003 г $K_2Cr_2O_7$ в 1 $дм^3$ воды								
Плотность при 20 °С, $кг/м^3$	878—880	877—880	877—880	877—880	877—880	877—880	877—880	877—880	875—880
Пределы перегонки 95 % (об), °С, не более	—	—	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7	1,0
Окраска серной кислоты в номерах образцовой шкалы, не более	0,1	0,1	0,1	0,15	0,1	0,1	0,1	0,15	0,4
Температура кристаллизации, °С, не ниже	5,40	5,40	5,35	5,30	5,40	5,30	5,30	5,20	—
Массовая доля, %:									
основного вещества, не менее	99,99	99,98	99,70	99,50	—	—	—	—	—
примесей, не более**:									
н-гептана	0,01	0,06	0,06	—	0,01	—	—	—	—
метилциклогексана с толуолом	0,05	0,09	0,13	—	0,05	—	—	—	—
метилциклопентана	0,02	0,04	0,08	—	Не нормируется				

Показатель	Нефтяной по ГОСТ 9572—93*				Каменноугольный и сланцевый по ГОСТ 8448—78Е				
	высшей очистки	очищенный	для синтеза, сорт		высшей очистки	для синтеза, сорт		для нитрования	технический
			высший	первый		высший	первый		
толуола	—	0,03***	—	—	Не нормируется				
общей серы ($\times 10^{-5}$)	5	10	10	15	5	10	15	1500****	Не нормируется
сероуглерода ($\times 10^{-5}$)	—	—	—	—	5	7	10	500	—
тиофена ($\times 10^{-5}$)	—	—	—	—	5	20	40	2000	—
Бромное число, г/100 см^3 бензола, не более	—	—	—	—	—	—	—	0,06	0,4
Испытания на медной пластинке	—	—	—	—	—	Выдерживает			—
Реакция водной вытяжки	Нейтральная								—

* Температурные пределы воспламенения у всех марок бензола: нижний –14 °С и верхний +13 °С. Гарантийный срок хранения бензола — 6 мес со дня изготовления (технический — 3 мес.).

** Только для производства капролактама.

*** То же стирола.

**** Отсутствие сероводорода и меркаптанов.

Таблица 1.17. **Технические требования* к толуолу**

Показатель	Нефтяной по ГОСТ 14710—78Е		Каменноугольный и сланцевый по ГОСТ 9880—76Е			
	Категория качества		А		Б	
	высшая	первая	Сорт			
			высший	первый	высший	первый
Внешний вид	Прозрачная жидкость, не содержащая посторонних примесей и воды, не темнее цвета раствора 0,003 г $K_2Cr_2O_7$ в 1 $дм^3$ воды					
Плотность при 20 °С, $кг/м^3$	865—867	864—867	—	—	—	—
Пределы перегонки, °С, не более:						
98 % (об.)	0,7	0,8	—	—	—	—
95 % (об.)	—	—	0,6	0,6	0,9	1,0
Массовая доля толуола, %, не менее:	99,75	99,6	99,2	98,7	Не определяется	
Массовая доля примесей, %, не более:	0,25	0,4	—	—	—	—
в том числе:						
неароматических углеводородов	0,10	0,20	—	—	—	—
бензола	0,10	0,15	—	—	—	—
ароматических C_8	0,05	0,05	—	—	—	—
общей серы ($\times 10^{-5}$)	15	—	—	—	—	—
H_2S и меркаптанов	—	—	Отсутствует			
Окраска серной кислоты, номер образцовой шкалы, не более	0,15	0,20	0,15	0,20	0,20	0,20
Бромное число, г /100 $см^3$ толуола, не более	—	—	0,1	0,2	0,2	0,3
Испытание на медной пластинке	Выдерживает					
Реакция водной вытяжки	Нейтральная					
Испаряемость	Испаряется без остатка		—	—	—	—
Гарантийный срок хранения, месяцы со дня изготовления, не более	6	6	12	6	6	6

* Температура кипения чистого толуола 110,6 °С; температура вспышки в закрытом тигле 4 °С; температура самовоспламенения 536 °С; концентрационные пределы воспламенения: нефтяного толуола 1,3—6,7 % (об.), каменноугольного 1,25—6,5 % (об.); температурные пределы воспламенения: нижний 0 °С, верхний 30 °С. Предельно допустимая концентрация (ПДК) паров толуола в воздухе рабочей зоны 50 $мг/м^3$.

Таблица 1.18. **Технические требования к каменноугольному ксилолу* C_8H_{10} по ГОСТ 9949—76**

Показатель	Сорт		
	высший	первый	второй
Внешний вид и цвет	Прозрачная жидкость, не содержащая взвешенных частиц, в том числе и капелек воды, не темнее цвета раствора 0,003 г $K_2Cr_2O_7$ в 1 $дм^3$ воды		
Плотность при 20 °С, $кг/м^3$	861—866	860—866	860—866
Массовая доля основного вещества (сумма изомеров ксилола и этилбензола), %, не менее	97	95	Не определяется
в том числе м-ксилола, не менее	54	52	То же
Предел перегонки: 95 % (об.) от начала кипения перегоняется в интервале температур, °С	137,5—140,5	137—141	136—141
Окраска серной кислоты, номер образцовой шкалы, не более	0,6	0,8	2,0
Реакция водной вытяжки	Нейтральная		

* Температура вспышки $t_{всп}$ = 24 °С; температура самовоспламенения $t_{св}$ = 494 °С; температурные пределы воспламенения 19,5—54,3 °С; концентрационные пределы распространения пламени 1,0—6,0 % (об.). Предельно допустимая концентрация (ПДК) паров ксилола в воздухе рабочей зоны 50 $мг/м^3$.

Таблица 1.19. **Технические требования к этилбензолу техническому по ГОСТ 9385—77Е***

Показатель	Сорт	
	высший	первый
Внешний вид	Бесцветная прозрачная однородная жидкость	
Плотность при 20 °С, $кг/м^3$	866—870	866—870
Массовая доля, %:		
этилбензола, не менее	99,8	99,5
изопропилбензола и высших, не более	0,01	0,03
серы, не более	0,0003	Не определяется
железа, не более	0,00001	То же
хлора, не более	0,0005	0,0010

* Температура вспышки $t_{всп} \geq 20$ °С; температура самовоспламенения $t_{св}$ = 420 °С; температурные пределы воспламенения 18—45 °С; концентрационные пределы распространения пламени 0,9—3,9 % (об.). Гарантированный срок хранения — 1 год со дня изготовления.

Таблица 1.20. **Технические требования к изопропилбензолу C_9H_{12} по ГОСТ 20491—75**

Показатель	Сорт	
	высший	первый
Внешний вид	Бесцветная прозрачная жидкость	
Плотность при 20 °С, кг/м^3	861—862	861—863
Массовая доля изопропилбензола, %, не менее	99,9	99,7
Массовая доля примесей, %, не более:		
этилбензола	0,03	0,15
бутилбензола	0,01	0,10
н-пропилбензола	0,05	0,20
неароматических соединений	0,003	Не нормируется
фенола	0,0003	0,001
общей серы	0,0002	0,001
хлора	0,0004	Не нормируется
Массовая доля непредельных соединений, г/100 г продукта, не более	0,015	0,02
Температура вспышки, °С	34	
Температура самовоспламенения, °С	424	
Концентрационные пределы воспламенения паровоздушной смеси, % (об.)	0,9—6,5	

Таблица 1.21. **Значения коэффициентов *A* и *B* в уравнении (1.1) для природных газов средней плотности 0,7 кг/м^3 [1.40, 1.41]**

t, °С	*A*	*B*	*t*, °С	*A*	*B*	*t*, °С	*A*	*B*
–40	0,1451	0,00347	8	8,2000	0,06300	56	126,00	0,4870
–36	0,2189	0,00465	12	10,7200	0,07670	60	152,00	0,5620
–32	0,3235	0,00623	16	13,9400	0,09300	64	183,30	0,6450
–28	0,4715	0,00806	20	17,8700	0,11200	68	219,00	0,7410
–24	0,6775	0,01043	24	22,8000	0,13430	72	260,00	0,8410
–20	0,9600	0,01340	28	28,7000	0,15950	76	306,00	0,9650
–16	1,3500	0,01750	32	36,1000	0,18950	80	363,00	1,0830
–12	1,8680	0,02155	36	45,20	0,2240	84	427,00	1,2050
–8	2,5500	0,02710	40	56,25	0,2630	88	501,00	1,2900
–4	3,4800	0,03380	44	69,25	0,3100	92	582,50	1,3650
0	4,6700	0,04180	48	85,20	0,3630	96	672,00	1,4450
4	6,2250	0,05150	52	103,50	0,4220	100	776,00	1,5300
						120	1520,00	3,4100

Таблица 1.22. **Значения точек росы влаги природного газа в зависимости от содержания водяных паров в газе и давления [1.40]**

Содержание водяных паров в газе, мг/м^3	Точка росы, °С, при давлении, МПа							
	0,1	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0	5,0
20	—	—	—	–39,0	–36,5	–33,5	–31,5	–30,0
25	—	—	–39,5	–36,5	–34,0	–31,0	–29,0	–27,0
30	—	—	–38,0	–34,5	–32,0	–28,5	–26,5	–24,5
40	—	—	–35,5	–31,0	–28,5	–25,5	–23,0	–21,0
50	—	–39	–33,0	–29,0	–26,5	–22,5	–20,0	–18,0
60	—	–37	–30,5	–27,0	–24,0	–20,5	–18,0	–16,0
80	—	–34	–27,5	–23,5	–20,5	–16,5	–14,5	–12,5
100	—	–31	–25,0	–21,0	–18,0	–13,5	–11,0	–9,0
150	—	–27	–20,0	–15,5	–12,5	–8,0	–5,0	–3,0
200	–40	–24	–16,5	–12,0	–8,5	–4,0	1,0	1,5
250	–38	–21	–13,5	–9,0	–5,5	–1,0	2,5	5,0
300	–36	–19	–12,0	–6,5	–3,5	1,5	5,0	8,0
400	–33	–15	–7,5	–2,5	1,0	6,0	9,5	12,5
500	–30	–13	–4,0	0,5	4,5	9,5	13,5	16,5
600	–28	–10	–2,0	3,5	7,0	12,0	16,0	19,5
800	–25	–7	1,5	7,5	11,0	17,0	21,0	24,5
1000	–23	–4	5,0	11,0	15,0	21,0	25,0	28,5

Таблица 1.23. **Растворимость воды в АСКТ* и нормальном бутане в зависимости от температуры (по данным ВНИПИгазпереработки — ЦИАМ, 1989 г.)**

Топливо	g_{H_2O}, г/кг, при t, °С						
	10	20	35	48	67	90	100
АСКТ [28 % (мол.) C_3H_8]*	0,028	0,056	0,100	0,225	0,57	1,17	2,36
АСКТ [10,0 % (мол.) C_3H_8*]	0,031	0,062	0,120	0,250	0,62	1,31	2,50
н-бутан	0,029	0,057	0,112	0,230	0,58	1,20	2,30

* В скобках указано содержание C_3H_8 в АСКТ.

Таблица 1.24. **Растворимость воды в индивидуальных углеводородах [1.34]**

Углеводороды	Формула	Растворимость воды, % (мас.), при температуре, °С					
		0	10	20	30	40	50
Парафиновые							
н-Октан	C_8H_{18}	—	0,0051	0,0095	0,0168	—	—
2,4-Диметилгексан	C_8H_{18}	—	0,0053	0,0098	0,0180	—	—
2,2,4-Триметилпентан	C_8H_{18}	0,0031	0,0059	0,0115	0,0201	0,0332	0,0538
2-Метилоктан	C_9H_{20}	—	0,0052	0,0090	0,0156	—	—
3-Метилоктан	C_9H_{20}	—	0,0050	0,0087	0,0155	—	—
2,6-Диметилгептан	C_9H_{20}	—	0,0053	0,0091	0,0160	0,0301	0,0465
2,7-Диметилоктан	$C_{10}H_{22}$	—	0,0048	0,0087	0,0152	—	—
н-Гексадекан	$C_{16}H_{34}$	—	—	0,0069	0,0123	0,0209	0,0332
7,8-Диметилтетрадекан	$C_{16}H_{34}$	—	—	0,0077	0,0134	0,0129	0,0344
Нафтеновые							
Циклопентан	C_5H_{10}	0,0046	0,0086	0,0142	0,0249	0,0398	—
Метилциклопентан	C_6H_{12}	—	0,0073	0,0131	0,0205	—	—
Этилциклопентан	C_7H_{14}	—	0,0071	0,0119	0,0186	—	—
Изопропилциклопентан	C_8H_{16}	—	0,0059	0,0102	0,0159	—	—
н-Бутилциклопентан	C_9H_{18}	—	0,0056	0,0095	0,0151	—	—
н-Гексилциклопентан	$C_{11}H_{22}$	—	0,0052	0,0084	0,0141	—	—
2-Циклопентилоктан	$C_{13}H_{26}$	—	0,0048	0,0075	0,0122	—	—
1,4-Дициклопентилбутан	$C_{14}H_{28}$	—	0,0088	0,0139	0,0241	—	—
Циклогексан	C_6H_{12}	—	0,0067	0,0122	0,0194	0,0317	0,0490
Метилциклогексан	C_7H_{14}	—	0,0061	0,0116	0,0179	—	—
Олефиновые							
Гексен-1	C_6H_{12}	—	—	—	0,0477	—	—
2,3-Диметилбутен-1	C_6H_{12}	—	—	—	0,0459	—	—
Гептен-1	C_7H_{14}	—	0,0186	0,0249	0,0375	—	—
Циклогексен	C_6H_{10}	—	0,0252	0,0317	0,0424	0,0562	—
1-Фенил-2-метилциклопентен-1	$C_{12}H_{14}$	—	—	—	0,0285	—	—

Окончание табл. 1.24

Углеводороды	Формула	Растворимость воды, % (мас.), при температуре, °С					
		0	10	20	30	40	50
1-Фенил-5-метилциклопентен-1	$C_{12}H_{14}$	—	—	—	0,0306	—	—
Пропилиденциклопентен	C_8H_{14}	—	—	—	0,0383	—	—
Циклогептатриен	C_7H_8	—	—	—	0,0630	0,0773	0,0993
Бицикло-2,2,1-гептадиен-2,5	C_7H_8	—	—	0,0295	0,0383	—	0,0675
Ароматические							
Бензол	C_6H_6	—	0,0446	0,0582	0,0749	0,0948	0,1177
Толуол	C_7H_8	—	0,0316	0,0460	0,0615	0,0750	0,0965
Ксилол (м)	C_8H_{10}	—	0,0289	0,0402	0,0536	—	—
Этилбензол	C_8H_{10}	—	0,0275	0,0373	0,0502	—	—
Изопропилбензол	C_9H_{12}	0,0156	0,0219	0,0303	0,0407	0,0550	0,0710
1, 3, 5-Триметилбензол	C_9H_{12}	—	—	0,0291	0,0393	0,0519	—
н-Бутилбензол	$C_{10}H_{14}$	—	0,0234	0,0331	0,0448	—	—
втор-Бутилбензол	$C_{10}H_{14}$	—	0,0226	0,0317	0,0426	—	—
трет-Бутилбензол	$C_{10}H_{14}$	—	0,0205	0,0292	0,0389	—	—
1-Метил-4-изопропилбензол	$C_{10}H_{14}$	—	0,0223	0,0305	0,0415	—	—
Диэтилбензол	$C_{10}H_{14}$	0,0159	0,0226	0,0319	0,0431	0,0574	0,0756
1, 3, 5-Триметил-2-этилбензол	$C_{11}H_{16}$	—	—	0,0259	0,0350	0,0461	—
1, 3, 5-Триметил-2-пропилбензол	$C_{12}H_{18}$	—	—	0,0255	0,0343	0,0455	—
1, 3, 5-Триметил-2-аллилбензол	$C_{12}H_{16}$	—	—	0,0246	0,0331	0,0438	—
2-Фенил-2,4,6-триметилгептан	$C_{16}H_{26}$	—	0,0096	0,0154	0,0252	—	—
1-Метил-2-фенилциклопентан	$C_{12}H_{16}$	—	0,0105	0,0173	0,0289	—	—
1-Этил-2-фенилциклопентан	$C_{13}H_{18}$	—	0,0103	0,0168	0,0273	—	—
α-Метилнафталин	$C_{11}H_{10}$	0,0202	0,0282	0,0377	0,0485	0,0619	0,0760

Таблица 1.25. **Характеристики гидратов углеводородов и неуглеводородных компонентов газовых топлив* [1.46]**

Гидратообразующий газ	Формула гидрата	σ, нм	$\Delta H_{об}$, кДж/моль	t, °С	$p_{разл}$, МПа	ρ, г/см^3	V_{H_2O}, см^3/г	C_p, кДж/(моль · К)
Метан	$CH_4 \cdot 5{,}9H_2O$	1,202	57,7	–29,0	2,600	0,910	1,26	52,0
Этан	$C_2H_6 \cdot 8{,}2H_2O$	1,203	64,0	–15,8	0,520	0,951	1,28	—
Пропан	$C_3H_8 \cdot 17H_2O$	1,740	120,4	–8,5	0,174	0,883	1,307	50,0
Изобутан	$C_4H_{10} \cdot 17H_2O$	1,744	133,7	0	0,112	0,892	1,314	—
Диоксид углерода	$CO_2 \cdot 6H_2O$	1,207	59,8	–24,0	1,230	1,100	1,28	51,4
Сероводород	$H_2S \cdot 6{,}1H_2O$	1,202	69,4	0,35	0,096	1,004	1,26	—
Азот	$N_2 \cdot 6H_2O$	—	46,8	—	0,141	0,995	—	—

Обозначения: σ — параметр решетки; $\Delta H_{об}$ — теплота образования; $p_{разл}$ — давление разложения при 0 °С; ρ — плотность при 0 °С и давлении разложения; V_{H_2O} — удельный объем воды в гидрате при 0 °С; C_p — теплоемкость гидрата.

Таблица 1.26. **Значения коэффициентов *A* и *B* в уравнении (1.4) [1.46]**

Газ	$T > 273{,}15$ К		$T < 273{,}15$ К	
	A	*B*	*A*	*B*
Метан	14,71	3631	5,64	1155
Этан	16,63	4348	6,92	1695
Пропан	26,41	7149	5,42	1418
Изобутан	26,45	7210	9,11	1688
Диоксид углерода	16,89	4324	13,42	3369
Сероводород	13,96	3826	4,86	1334
Азот	14,13	3257	5,56	927

Таблица 1.27. **Коэффициенты в уравнениях (1.5) и (1.6) [1.47]**

$\rho_{пр}$	*B*	B_1	$\rho_{пр}$	*B*	B_1
0,56	24,25	74,4	0,70	14,00	44.4
0,58	20,00	64,2	0,72	13,72	43,4
0,60	17,67	56,1	0,74	13,44	42,4
0,62	16,45	51,6	0,76	13,20	41,6
0,64	15,47	48,6	0,78	12,97	40,7
0,66	14,76	46,9	0,80	12,94	39,9
0,68	14,34	45,6	0,82	12,50	39,1

Окончание табл. 1.27

$\rho_{пр}$	B	B_1	$\rho_{пр}$	B	B_1
0,84	12,28	38,3	0,94	11,27	34,8
0,86	12,07	37,6	0,96	11,10	34,2
0,88	11,87	36,8	0,98	10,92	33,6
0,90	11,66	36,2	1,00	10,77	33,1
0,92	11,47	35,4			

Таблица 1.28. **Дозировка метанола в сжиженный пропан для предупреждения гидратообразования в зависимости от глубины осушки пропана (по данным ВНИПИгазпереработки — ЦИАМ, 1989 г.)**

g_{H_2O}, % (мас.)	$t_н$, °С	$g_м$, % (мас.)	g_{H_2O}, % (мас.)	$t_н$, °С	$g_м$, % (мас.)
0,0170	25	0,15	0,00123	–20	0,011
0,0110	14	0,10	0,00050	–30	0,004
0,0065	0	0,06	0,00027	–40	0,001
0,00303	–10	0,03	0,00015	–50	0

Обозначения: g_{H_2O} — содержание воды в сжиженном газе; $g_м$ — количество метанола, обеспечивающее отсутствие второй фазы при охлаждении до –50 °С; $t_н$ — температура насыщения, соответствующая данному влагосодержанию (точка росы).

Таблица 1.29. **Состав и плотность нефтяного газа Жанажольского месторождения и некоторые результаты расчета по примеру (см. § 1.7)**

Компоненты	X_i	ρ_i	$X_{г\,i}$	$X_{г\,i}\rho_{г\,i}$
CH_4 (г)*	0,756	0,555	0,7560	0,4196
C_2H_6 (г)	0,102	1,049	0,1020	0,1070
C_3H_8 (г)	0,0596	1,542	0,0599	0,0919
изо-C_4H_{10} (г)	0,0075	2,067	0,0075	0,0155
н-C_4H_{10}	0,0125	2,091	—	—
изо-C_5H_{12}	0,0030	2,674	—	—
н-C_5H_{12}	0,0026	2,674	—	—
$\Sigma C_{6+в}$	0,0023	3,001	—	—
CO_2 (г)	0,0067	1,529	0,0067	0,0102
H_2S (г)	0,0329	1,172	0,0329	0,0386
N_2 (г)	0,0149	0,962	0,0149	0,0143
Σ	1,0000	—	0,9795	0,6971

* (г) — гидратообразующие компоненты.

Таблица 1.30. **Взаимная растворимость сжиженных азота и метана [1.54]**

p, МПа	Содержание CH_4, % (мол.)		p, МПа	Содержание CH_4, % (мол.)	
	ж	г		ж	г
	T = 89,8 К			T = 119,92 К	
0,012	100,0	100,0	0,186	100,0	100,0
0,081	95,0	—	0,370	—	67,5
0,130	90,0	52,5	0,414	97,0	56,5
0,192	85,0	21,0	0,678	92,0	47,5
0,233	62,0	12,0	0,975	82,0	—
0,268	43,5	—	1,511	55,8	21,0
0,299	26,0	—	1,661	50,0	16,0
0,355	0	0	2,512	0	0
	T = 100 К			T = 129,8 К	
0,034	100,0	100,0	0,362	100,0	100,0
0,160	—	85,0	0,533	98,0	68,0
0,237	93,8	—	0,958	93,0	51,0
0,413	85,0	38,0	1,074	91,0	48,0
0,524	58,5	9,0	1,902	68,0	22,3
0,648	22,5	2,5	2,000	64,0	20,8
0,784	0	0			
	T = 110 К			T = 132,9 К	
0,036	100,0	100,0	0,424	100,0	100,0
0,317	97,0	—	0,739	—	84,0
0,453	94,0	46,0	0,836	97,0	70,0
0,550	—	35,0	0,856	95,0	66,0
0,628	89,0	31,0	1,032	94,0	57,5
0,774	69,8	17,5	1,573	81,5	42,0
0,861	61,5	15,0	1,990	—	26,0
1,120	90,0	1,5	2,128	73,0	—
1,483	0	0	2,318	69,0	—

Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 1.31. **Взаимная растворимость сжиженных водорода и метана [1.54]**

p, МПа	Содержание H_2, % (мол.)		p, МПа	Содержание H_2, % (мол.)	
	ж	г		ж	г
	T = 90,3 К			T = 160 К	
4,864	2,4	96,8	2,026	0,7	19,2
7,498	3,6	97,5	3,039	2,5	37,4
10,031	5,0	96,9	4,053	4,4	50,6
13,679	6,4	—	5,066	6,2	57,6
16,111	8,1	96,8	6,079	8,0	61,6
16,820	8,2	96,4	7,093	9,6	64,3
20,265	—	94,8	8,106	11,8	66,5
	T = 110 К			T = 170 К	
3,141	3,3	92,6	3,039	1,4	13,8
4,864	4,2	92,7	4,053	3,8	29,6
6,485	5,8	93,6	5,066	—	41,4
7,701	6,4	—	6,079	8,1	48,6
8,815	7,7	94,2	7,093	10,3	52,4
9,525	8,5	93,6	8,106	12,4	58,1
10,132	8,7	91,9		T = 175 К	
13,577	11,1	91,2	3,039	0,6	7,2
13,881	11,9	92,0	4,053	3,2	20,8
18,441	15,6	91,0	5,066	5,8	33,2
	T = 122 К		6,079	8,3	40,8
3,546	3,2	86,9	7,093	11,1	44,2
7,599	6,3	92,5	8,106	14,0	47,4
9,423	9,2	91,1		T = 185 К	
11,044	9,9	89,8	4,053	0,9	3,7
13,780	11,6	88,8	5,066	4,0	14,6
18,441	16,2	87,7	6,079	7,5	22,4
			7,093	11,3	46,4
			8,106	13,6	30,4

Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 1.32. **Взаимная растворимость сжиженных метана CH_4 и пропана C_3H_8 [1.54]**

p, МПа	Содержание CH_4, % (мол.), при T, К									
	20		40		55		70		80	
	ж	г	ж	г	ж	г	ж	г	ж	г
1,013	0,8	13,2	—	—	—	—	—	—	—	—
1,519	—	33,6	0,70	7,9	—	—	—	—	—	—
2,026	6,2	50,5	3,50	27,3	3,7	3,5	—	0,5	—	—
3,039	11,6	61,9	9,21	45,1	5,5	29,2	2,1	10,3	—	—
4,052	17,6	68,1	14,9	54,2	10,8	40,1	7,4	25,2	4,6	14,9
5,065	23,6	71,4	20,8	59,2	16,7	47,0	13,0	33,6	10,3	24,3
6,078	29,8	72,3	26,6	61,5	28,8	51,1	19,9	38,8	12,8	27,4
7,091	36,3	73,6	32,9	62,2	29,2	52,4	24,1	39,2	18,3	27,8
8,104	43,6	73,4	39,5	63,1	37,5	50,1	—	—	—	—

Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 1.33. **Растворимость метана CH_4 в воде в зависимости от температуры t [1.1]**

t, °C	α	t, °C	α	t, °C	α	t, °C	α
0	0,0556	15	0,0369	30	0,0276	60	0,0195
5	0,0480	20	0,0331	40	0,0237	80	0,0177
10	0,0418	25	0,0301	50	0,0213	100	0,0170

Примечание. α — коэффициент Бунзена.

Таблица 1.34. **Растворимость метана CH_4 и пропана C_3H_8 в реактивных топливах ТС-1 и Т-6 в зависимости от температуры t при p = 0,05 МПа (г/кг топлива)**

t, °C	CH_4		C_3H_8	
	ТС-1	Т-6	ТС-1	Т-6
–60	0,610	0,499	—	—
–50	0,480	0,399	725,0	593,0
–40	0,375	0,304	191,0	155,0
–20	0,244	0,200	75,4	61,6
–10	0,202	0,172	43,5	35,5
0	0,175	0,150	33,0	26,7
20	0,150	0,120	18,0	14,6
40	0,132	0,110	10,4	8,50
60	0,120	0,100	6,80	5,60
80	0,110	0,093	4,50	3,68
100	0,106	0,087	2,89	2,65
125	0,094	0,077	1,78	1,70
150	0,082	0,068	1,00	1,20
175	0,071	0,058	0,59	0,46
200	0,060	0,049	0,146	0,11

Таблица 1.35. **Растворимость азота g_{N_2} в АСКТ в зависимости от давления p и температуры t (по данным ВНИПИгазпереработки — ЦИАМ, 1989 г.)**

p, МПа	g_{N_2}, г/кг, при t, °С					
	–60	–20	0	30	60	100
0,05	0,50	Не растворяется				
0,1	1,25	0,43	—	—	—	—
0,5	7,00	4,4	3,0	2,0	—	—
1,0	14,8	9,5	7,8	6,0	3,0	—
1,5	22,7	14,8	12,2	10,4	7,2	0,6
2	30,0	23,0	17,0	14,7	11,6	4,4
3	43,0	35,0	30,0	23,6	20,0	13,0
4	55,6	39,6	35,5	32,0	28,6	22,0
5	68,0	49,0	44,0	39,5	36,0	30,5
6	77,7	57,9	52,6	47,0	43,2	39,0
7	87,5	65,0	60,0	54,8	50,0	47,4
8	97,5	73,0	68,0	62,5	59,0	56,0
9	107	81,5	76,0	70,5	67,5	65,5
10	117	90,0	84,0	78,5	76,0	75,5
12	135	107	101	95,0	92,0	95,0
14	152	124	117	111	109	114
16	169	140	133	127	125	133
18	186	162	150	143	142	153
20	235	175	167	166	166	166

Таблица 1.36. **Растворимость диоксида углерода в АСКТ в зависимости от давления p и температуры t (по данным ВНИПИгазпереработки — ЦИАМ, 1989 г.)**

p, МПа	g_{CO_2}, г/кг, при t, °С					
	–40	–20	0	30	60	100
0,05	5	2	Не растворяется			
0,1	23	11	—	—	—	—
0,5	162	100	61	23	—	—
1,0	625	250	160	80	32	—
2,0	—	6342*	535	212	120	30
3,0	—	—	2818	450	225	100
4,0	—	—	—	750	675	174
5,0	—	—	—	—	4000	1750
6,0	—	—	—	—	—	5250
6,4	—	—	—	—	—	6342

* Соответствует полному растворению CO_2 в АСКТ.

Таблицы к разделу 2

Таблица 2.1. **Некоторые показатели установки сжижения природного газа [2.15]**

Производительность установки, кг/ч	1500
Давление газа, МПа:	
на входе в установку	2,8—3,5
на выходе из установки	0,4—0,7
Температура газа, К:	
на входе	278—283
на выходе	275—280
Компонентный состав получаемого СПГ, % (об.):	
метан	92 ± 6
этан	4 ± 3
пропан и более тяжелые углеводороды	2,5 ± 2,5
азот	1,5 ± 1,5

Таблица 2.2. **Эффективность использования различных видов топлива для котельных малой мощности (до 4 Гкал/ч) [2.15]**

Вид топлива	$Q_н$, кДж/кг	*Ц*, руб/т	КПД, %	$Ц_п$, руб/Гкал	
				А	*Б*
Мазут	40 612	690—770	85—88	82—92	120—200
Уголь	14 654—18 840	450—500	65—70	148—200	250—415
Дизельное топливо	42 620	1580—1622	88—90	174—179	240—360
Природный газ	47 855	514	91—93	50	78—180
СПГ	48 148	1000	91—93	94	170—250

Обозначения: $Q_н$ — низшая теплота сгорания; *Ц* — стоимость с доставкой в ценах до 17.08.98; КПД — усредненное значение для котельных установок; $Ц_п$ — стоимость производства 1 Гкал тепловой энергии: *А* — без учета эксплутационных затрат; *Б* — с учетом эксплутационных затрат в ценах до 17.08.98.

Таблица 2.3. **Расход сырья и выработка СНГ при различном уровне производства АСКТ на одной технологической линии ГПЗ Западной Сибири**

Наименование ГПЗ	Производительность линии		Выработка АСКТ, тыс. т/год,								При полной переработке ШФЛУ	
	перера-ботки газа, млрд $м^3$/год	выработки ШФЛУ, тыс. т/год	300		200		100		30		АСКТ тыс. т/год	СНГ тыс. т/год
			Выход СНГ и остаток непереработанной ШФЛУ, тыс. т/год									
			СНГ	ШФЛУ	СНГ	ШФЛУ	СНГ	ШФЛУ	СНГ	ШФЛУ		
Нижневартовский	2,14	622	143	180	95	327	47	475	14	578	422	200
Белозерный	2,14	587	192	96	128	260	64	423	19	539	358	229
Красноленинский	1,07	410	—	—	—	—	207	103	62	318	134	277
Муравленковский	1,07	336	—	—	81	55	41	195	12	294	239	97
Губкинский	1,07	305	—	—	—	—	205	—	62	214	99	206
Сургутский	2,14	294	—	—	—	—	52	142	16	249	194	101

Таблица 2.4. **Основные технико-экономические показатели установки МГБУ-25 (цены 1982 г.)**

Показатель	Варианты*		
	по проекту		*В*
	А	*Б*	
Число блоков	9	7	4
Площадь территории, $м^2$	8190	6400	3650
Сметная стоимость строительства, тыс. руб.	2359	2039	1200
Товарная продукция в натуральном исчислении:			
отбензиненный газ, млн $м^3$/год	25,5	25,1	—
сжиженный газ СПБТ, т/год	1448	2804	2810
ШФЛУ, марки Б, т/год	1009	888	1010
В денежном исчислении, тыс. руб/год	486	520	186
Удельные капитальные вложения, руб/руб.	4,8	3,9	6,4
Расход:			
электроэнергии, тыс. кВт · ч/год	8495	3448	2000
воды, тыс. $м^3$/год	1,1	1,1	0,8
топливного газа, тыс. $м^3$/год	211	211	180
Себестоимость продукции, тыс. руб/год	609	482	243
Годовая прибыль (+) [убыток (–)], тыс. руб.**	$\frac{-116,6}{290,3}$	$\frac{37,8}{914,9}$	–57
Срок окупаемости строительства, годы**	$\frac{\text{Не окупается}}{8,1}$	$\frac{5,4}{2,2}$	Не окупается

* *А* — максимальные затраты: полная схема, сырье легкое с содержанием 200 $г/м^3$ $C_{3+в}$; *Б* – минимальные затраты — без компрессорных блоков, сырье тяжелое с содержанием 600 $г/м^3$ $C_{3+в}$; *В* — ориентировочные показатели при переработке ШФЛУ из продуктопровода или с железнодорожный эстакады.

** В числителе — при расчете годовой прибыли, полученной от реализации товарной продукции, в оптовых ценах, в знаменателе — при расчете годовой прибыли (экономического эффекта) в соответствии с нормативом удельных приведенных затрат на единицу прироста добычи нефтяного газа 55 руб/т (по аналогии с нефтью).

Таблицы к разделу 3

Таблица 3.1. **Характеристики моделей газовых автомобилей, работающих на сжатом природном газе [3.5, 3.6]**

Показатель	Тип автомобиля							
	ЗИЛ-138А (грузовой)	ГАЗ-52-27 (бортовой)	ГАЗ-52-28 (грузовой)	ГАЗ-53-27 (грузовой фургон)	КамАЗ-53208 (бортовой)	КамАЗ-55118 (самосвал)	ЛАЗ-695НГ (автобус)	ГАЗ-24-27 (такси легковое)
Грузоподъемность, кг	5150	2000	1500	3800	7500	10 000	—	—
Число газовых баллонов, шт.	8	4	7	7	10	8	8	3
Вместимость баллона для заправки газом, $м^3$	80	40	70	70	100	80	80	18
Степень сжатия двигателя	6,5	7,0	7,0	6,7	17,0	17,0	8,0	8,2
Максимальная мощность двигателя, кВт	88,5	46	46	70	147	147	103	56,6
Контрольный расход газа, $м^3$/100 км	29,3	19,6	21,5	23,8	27 (6,5)*	30 (7,0)*	32	7,2
Контрольный расход газа на 1 кВт мощности, $м^3$/кВт	0,33	0,43	0,47	0,34	0,27 (0,065)**	0,37 (0,087)**	0,40	0,40
Резервное топливо — бензин марки	—	А-76	—	А-76	—	—	Аи-93	Аи-93
Максимальная скорость, км/ч	90	85	80	85	80	80	85	120
Запас хода, км	228	200	283	230	300	250	223	180

* Дополнительный расход дизельного топлива, л/100 км.

** Дополнительный расход дизельного топлива, л/кВт.

Таблица 3.2. **Потребление газомоторного топлива в Москве в 2005 г. (прогноз 1998 г.) [3.4]**

Административный округ	Грузовые автомобили, тыс. шт.	Автобусы, тыс. шт.	Специальные автомобили, тыс. шт.	Всего, тыс. шт.
Центральный	38,2/1,92	6,9/0,25	5,0/0,05	50,1/2,22
Северо-Восточный	20,4/1,02	4,4/0,16	4,0/0,04	28,8/1,22
Восточный	30,8/1,55	3,9/0,2	3,2/0,03	37,9/1,78
Юго-Восточный	20,4/1,02	2,9/0,2	3,6/0,04	26,9/1,26
Южный	21,5/1,09	4,6/0,2	5,1/0,05	31,2/1,34

Окончание табл. 3.2

Административный округ	Грузовые автомобили, тыс. шт.	Автобусы, тыс. шт.	Специальные автомобили, тыс. шт.	Всего, тыс. шт.
Юго-Западный	21,5/1,09	3,2/0,27	2,1/0,02	26,8/1,38
Западный	18,9/0,95	4,2/0,18	6,5/0,07	29,6/1,20
Северо-Западный	20,9/1,06	2,4/0,31	2,1/0,02	25,4/1,38
Северный	31,9/1,61	6,6/0,18	7,9/0,18	46,4/1,87
Зеленоград	2,5/0,10	0,9/0,05	0,5/—	3,9/0,15
Всего	227,0/11,4	40,0/2,0	40,0/0,4	307,0/13,8

Примечание. Числитель — всего, в знаменателе — только на КПГ.

Таблица 3.3. **Сравнительные показатели хранения газомоторного топлива [3.1, 3.26, 3.27]**

Показатель	Бензин, дизельное топливо	КПГ	КПГ	СПГ	СНГ
		при давлении, МПа,			
		20—25	32—40	0,1	1,6
Теплота сгорания:					
на единицу массы топливо + тара, кДж/кг	30 000	$\frac{3450*}{4940}$	$\frac{3470*}{4970}$	13 670	21 500
на единицу объема топливо + тара, кДж/дм^3	7000	880—1100	1330—1670	2550	3820
на единицу габаритного объема хранения, кДж/дм^3	24 930	3700—4650	5600—7050	10 700	13 600
Энергетические затраты на подготовку топлива, % теплоты сгорания	0,8	1,8	1,9	5,0	1,0

* В числителе — баллоны из углеродистой стали; в знаменателе — из легированной.

Таблица 3.4. **Технические показатели компримированного природного газа — топлива для ДВС (при 20 °С и p = 0,101 МПа) по ГОСТ 27577—2000**

Теплота сгорания низшая, кДж/м^3, не менее	31 800
Относительная плотность к воздуху	0,55—0,70
Октановое число газа (расчетное), не менее	105
Концентрация, г/м^3, не более:	
сероводорода	0,02
меркаптановой серы	0,036

Окончание табл. 3.4

Концентрация, мг/м^3, не более:	
механических примесей	0,001
паров воды	9,0*
Суммарная объемная доля негорючих компонентов, %, не более	7,0
Объемная доля кислорода, %, не более	1,0
Избыточное давление в момент окончания зарядки баллона автомобиля, МПа	19,0—19,6
Температура заправляемого газа, °С, не более	60**
Температура самовоспламенения, °С	625—608***
Теплопроизводительность стехиометрической смеси с воздухом, кДж/м^3	3383—3500***

* Соответствует точке росы –30 °С и ниже при избыточном давлении 19,6 МПа.

** Или не более чем на 15 °С выше температуры окружающей среды.

*** Не нормируется ГОСТ.

Таблица 3.5. **Состав и свойства сжиженных газов для автомобильного транспорта по ГОСТ Р 52087—2003**

Показатель	Норма по маркам	
	ПА	ПБА
Состав углеводородный, % (мас.):		
метан + этан	Не нормируется	
сумма пропана и пропилена	Не нормируется	
в том числе пропан, не менее	85 ± 10	50 ± 10
сумма бутанов и бутиленов	Не нормируется	
сумма непредельных, не более	6	6
Жидкий остаток при 20 °С, % (об.), не более	0,7	1,6
Давление насыщенных паров (избыточное), МПа, при температуре:		
+ 45 °С, не более	1,6	
–20 °С*, не менее	—	0,07
–35 °С*, не менее	0,07	—
Содержание сероводорода и меркаптановой серы, % (мас.), не более	0,01	
в том числе сероводорода, не более	0,003	
Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствует	
Интенсивность запаха, баллы**, не менее	3	

* Определяют только в зимний период.

** Допускается не определять запах при содержании меркаптановой серы 0,001 % и более. При меньшем содержании или при интенсивности запаха менее 3 баллов необходимо одорировать в установленном порядке.

Таблица 3.6. **Состав и свойства пропан-бутановых смесей**

Показатель	Смесь пропан-бутановая техническая (для экспорта)	ПТ (пропан технический)	ПБТ (смесь пропан-бутановая техническая)	БТ (бутан технический)
	по ГОСТ Р 51104—97 и ГОСТ 21443—75Э*	по ГОСТ Р 52087—2003		
Давление насыщенных паров избыточное, МПа:				
при +45 °С, не более	1,6	1,6	1,6	1,6
при –20 °С, не менее	—	0,16	—	—
Углеводородный состав, %, (мас.):				
метан + этан, не более	2,0	Не нормируется		
сумма пропана и пропилена, не менее	40,0**	75	—	—
сумма бутанов и бутиленов, не более	60,0	Не нормируется	60	Не менее 60
сумма непредельных, не более	2,0	—	—	—
Объемная доля жидкого остатка при 20 °С, %, не более	2,0	0,7	1,6	1,8
Содержание, % (мас.), не более:				
H_2S и меркаптановой серы,	0,01***	0,013	0,013	0,013
в том числе H_2S	—	0,003	0,003	0,003
метанола	0,005	—	—	—
Содержание свободной воды	Отсутствует			
Интенсивность запаха****, баллы, не менее	—	3	3	3

* По ГОСТ Р 51104—97 нормируется также теплота сгорания продукта (не менее 46,0 МДж/кг) и испытание на медную пластинку (неодорированный продукт выдерживает).

** Только пропан (без пропилена).

*** Общая сера в неодорированном продукте. По согласованию с покупателем допускается вырабатывать для бытовых нужд одорированный продукт с содержанием H_2S и меркаптановой серы не более 0,13 % (мас.) и не определять общее содержание серы.

**** Допускается не определять запах при содержании меркаптановой серы 0,002 % и более. При меньшем содержании или при интенсивности запаха менее 3 баллов необходимо одорировать в установленном порядке.

Таблица 3.7. **Состав (расчетный) продукции, % (мас.), которая может быть получена на ГПЗ [3.20]**

Компоненты	Газоперерабатывающий завод								
	Белозерный			Губкинский			Красноленинский		
	ШФЛУ	АСКТ	СНГ	ШФЛУ	АСКТ	СНГ	ШФЛУ	АСКТ	СНГ
C_2H_6	1,60	—	4,10	2,87	—	4,25	2,86	—	4,24
C_3H_8	38,06	8,96	83,10	57,43	6,34	81,97	58,27	6,26	83,31
изо-C_4H_{10}	13,04	16,48	7,69	10,73	16,65	7,83	8,55	13,19	6,28
н-C_4H_{10}	26,06	39,80	5,08	19,75	46,88	5,91	19,83	48,42	6,13
изо-C_5H_{12}	6,36	10,39	0,02	3,93	12,03	0,03	3,64	11,12	0,03
н-C_5H_{12}	7,47	12,26	0,01	3,93	2,07	0,01	4,83	14,81	0,01
C_6H_{14}	4,55	7,47	—	1,48	4,55	—	1,56	4,79	—
C_7H_{16}	2,33	3,83	—	0,34	1,05	—	0,28	0,86	—
C_8H_{18}	0,31	0,15	—	0,09	0,28	—	0,13	0,40	—
C_9H_{20}	0,15	0,25	—	0,05	0,15	—	0,05	0,15	—
$C_{10}H_{22}$	0,09	0,15	—	—	—	—	—	—	—
$\Sigma C_{6+в}$	7,43	12,21	—	1,96	6,03	—	2,02	6,20	—

Окончание табл. 3.7

Компоненты	Газоперерабатывающий завод								
	Нижневартовский			Муравленковский			Сургутский		
	ШФЛУ	АСКТ	СНГ	ШФЛУ	АСКТ	СНГ	ШФЛУ	АСКТ	СНГ
C_2H_6	1,00	—	3,10	2,78	0,01	5,32	1,43	—	4,18
C_3H_8	34,06	9,83	84,81	33,23	7,75	76,85	35,58	9,96	84,75
изо-C_4H_{10}	12,57	15,13	7,25	18,33	22,41	12,73	12,64	15,65	6,90
н-C_4H_{10}	26,00	36,18	4,81	22,26	32,83	5,05	24,06	34,52	4,14
изо-C_5H_{12}	7,11	10,47	0,02	7,51	11,87	0,04	7,12	10,80	0,02
н-C_5H_{12}	8,08	11,91	0,01	6,73	10,64	0,01	7,02	10,65	0,01
C_6H_{14}	6,92	10,20	—	6,39	10,03	—	7,40	11,22	—
C_7H_{16}	3,11	4,58	—	0,93	1,47	—	3,34	5,06	—
C_8H_{18}	0,95	1,40	—	1,06	1,68	—	1,19	1,80	—
C_9H_{20}	0,14	0,21	—	0,83	1,31	—	0,16	0,24	—
$C_{10}H_{22}$	0,06	0,09	—	—	—	—	0,06	0,09	—
$\Sigma C_{6+в}$	11,18	16,48	—	9,16	14,49	—	12,15	18,41	—

Таблица 3.8. **Технические показатели топлива на основе очищенного природного газа (ТУ 51-03—85)***

Показатель	Норма	
	СПГ	КМТ**
Состав, % (об.):		
CH_4	92 ± 6	96 ± 2
C_2H_6	4 ± 3	2—6
$C_3H_{8+в}$	2,5 ± 2	2—6
N_2	1,8 ± 1,5	≤ 2
Содержание сероводорода и меркаптановой серы, % (мас.), не более	0,005	0,005
Теплота сгорания низшая при температуре 0 °С и давлении 0,1013 МПа, кДж/м^3	39 100	49 000***

* Относится к СПГ.

** Предполагаемые требования.

*** В кДж/кг.

Таблица 3.9. **Технические показатели СПГ зарубежных промышленных установок [3.28]**

Показатель	Страна				
	США	Алжир		Ливия	Бруней
		Камель	Скикда		
Состав СПГ, % (об.):					
N_2	0,4	0,71	1,25	—	—
CH_4	99,6	86,98	92,55	67,7	88,2
C_2H_6	—	9,35	5,37	19,8	5,6
C_3H_8	—	2,33	0,59	8,7	3,7
изо-C_4H_{10}	—	0,27	0,10	3,1	1,8
н-C_4H_{10}	—	0,36	0,14	—	—
$C_5H_{12+в}$	—	—	—	0,6	—
Молекулярная масса	16,09	18,36	17,18	22,89	18,56
Температура кипения при давлении 0,101 МПа, °С	–162,0	–163,4	–164,4	–159,5	–160,0
Плотность при температуре хранения, кг/м^3	428	474	455	537	456
Объем газа, м^3 на 1 м^3 СПГ	636	618	634	555	547
Теплота сгорания низшая*:					
кДж/м^3 газа	35 736	40 173	37 508	46 464	41 137
кДж/кг газа	53 101	52 377	52 206	48 021	49 346

* Рассчитано по ГОСТ 22667—82.

Таблица 3.10. **Технические показатели АСКТ по ТУ 39-1547—91**

Содержание пропана, % (мас.), не более	7,2
Давление насыщенных паров при 45 °С, МПа ($кг/см^2$), не более	0,50 (5,0)
Плотность в жидком состоянии при 20 °С, $кг/м^3$, не менее	585
Теплота сгорания низшая, кДж/кг (ккал/кг), не менее	45 200 (10 800)
Содержание сернистых соединений в пересчете на серу, % (мас.), не более	0,002
Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствует
Содержание механических примесей	Отсутствует
Внешний вид	Бесцветный, прозрачный

Таблица 3.11. **Расчетные показатели качества АСКТ, которое могут вырабатывать ГПЗ Западной Сибири**

Газоперерабатывающий завод	ρ, $кг/м^3$, при		$t_{н.к}$, °С	$Q_н$, кДж/кг	$P_{н.п}$, кПа, при		
	–40 °С	20 °С			–40 °С	20 °С	45 °С
Белозерный	651	590	–7,14	45 481	25,99	249,09	487,39
Губкинский	647	583	–6,21	45 498	22,75	229,97	459,64
Красноленинский	646	586	–5,34	45 494	21,67	226,24	448,36
Нижневартовский	654	593	–6,10	45 469	26,28	252,03	488,37
Ноябрьский	650	589	–7,28	45 435	24,71	243,20	475,62
Сургутский	657	596	–5,93	45 418	27,26	253,00	490,14
Норма по ТУ 39-1547—91	—	Не менее 585	—	Не менее 45 200	—	—	Не более 500

Обозначения: ρ — плотность; $t_{н.к}$ — температура начала кипения; $Q_н$ — теплота сгорания низшая; $P_{н.п}$ — давление насыщенных паров.

Таблица 3.12. **Состав ШФЛУ по ТУ 38.101524—93**

Наименование	Норма по маркам	
	А	Б
Углеводородный состав, % (мас.):		
C_1—C_2, не более	3	5
C_3, не менее	15	—
C_4—C_5, не менее	45	40
$C_{6+в}$, не более	15	30
Содержание сероводорода и меркаптановой серы, % (мас.)*, не более	0,025	0,05
в том числе сероводорода, не более	0,003	0,003
Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствует**	
Содержание метанола*	Не нормируется***	
Внешний вид**	Бесцветная прозрачная жидкость	

* Для ШФЛУ Западной Сибири не нормируется.

** Продукт, налитый в стеклянный цилиндр диаметром 40—50 мм, при рассмотрении его в проходящем свете должен быть бесцветным.

*** Определяется у изготовителя и поставщика для накопления данных.

Таблица 3.13. **Технические показатели стабильного газового бензина по ТУ 39-1340—89**

Показатель	Норма по маркам	
	БЛ	БТ
Давление насыщенных паров при температуре 37,8 °С, кПа, не более	1200	850
Температура вспышки, °С	От –25 до 0	От –25 до 0
Температура самовоспламенения, °С	255—370	255—370
Фракционный состав:		
начало кипения, °С, не ниже	25	30
конец кипения, °С, не выше	150	185
остаток в колбе, % (об.), не более	1,3	1,5
остаток + потери, % (об.), не более	5,0	5,0
Содержание фактических смол, мг/100 $см^3$ бензина, не более	5,0	5,0
Содержание общей серы, % (мас.), не более	0,04	0,05
Содержание воды и механических примесей	Отсутствует	
Испытание на медной пластинке	Выдерживает	
Цвет	Бесцветный, прозрачный	

Таблица 3.14. **Физико-химические свойства одорантов* [3.33]**

Показатель	Этилмеркаптан	*трет*-бутилмеркаптан	Смесь природных меркаптанов (СПМ)	Тетрагидротиофен
Химическая формула	C_2H_5SH	C_4H_9SH	$C_nH_{2n+1}SH$	C_4H_8S
Молекулярная масса	62,14	90,19	73,1—80,7	88
Относительная плотность в жидком состоянии	0,840	0,800	0,8398—0,8411	1,0
Содержание серы в связанном виде, %	51,4	35,5	30,2—41,3**	36,4
Температура замерзания, °С	–148	–0,5	—	–94
Температура вспышки, °С	–20	–26	–28	—
Температура кипения при давлении 0,101 МПа, °С	37	64,2	(32—128)—(32—175)	121
Температура самовоспламенения, °С	295	—	254	—
Давление насыщенных паров, кПа, при температуре:				
10 °С	38,8	—	—	0,113
20 °С	58,7	—	—	0,193
30 °С	85,8	—	—	—
Концентрационные пределы взрываемости паровоздушных смесей, % (об.):				
нижний	2,8	—	—	1,6
верхний	18,2	—	—	—
Норма одоризации, г/1000 м^3 газа***	16	—	16	16
Цвет	Прозрачная бесцветная жидкость (допускается зеленый оттенок)			Бесцветная жидкость
Запах	Гнилой капусты			Коксового газа

* По РД 38.40112—90, кроме приведенных в таблице, для одоризации сжиженных газов могут применяться также смеси синтетических меркаптанов (ССМ) + пропилен, бутилен или ШФЛУ с содержанием меркаптановой серы не менее 0,3 % и углеводородов $C_{3+в}$ не более 15 % (мас.).

** Только меркаптановая сера.

*** В разных сортах сжиженных газов — до 0,001 или 0,002 % (мас.).

Таблицы к разделу 4

Таблица 4.1. **Температуры плавления $t_{пл}$ и кипения $t_{кип}$ индивидуальных углеводородов при p = 0,101 МПа [4.7—4.10]**

Углеводороды	Формула	$t_{пл}$, °С	$t_{кип}$, °С	$t_{пл} - t_{кип}$, °С
Парафиновые C_nH_{2n+2}				
Метан	CH_4	–182,49	–161,73	20,76
Этан	C_2H_6	–183,27	–88,63	94,64
Пропан	C_3H_8	–187,69	–42,07	145,62
н-Бутан	C_4H_{10}	–138,33	–0,50	137,83
2-Метилпропан	C_4H_{10}	–159,60	–11,73	147,87
н-Пентан	C_5H_{12}	–129,72	36,07	165,79
2-Метилбутан	C_5H_{12}	–159,90	27,85	187,75
2,2-Диметилпропан	C_5H_{12}	–165,50	9,50	175,00
н-Гексан	C_6H_{14}	–95,32	68,74	164,06
2-Метилпентан	C_6H_{14}	–153,68	60,27	213,95
2,2-Диметилбутан	C_6H_{14}	–99,73	49,74	149,47
н-Гептан	C_7H_{16}	–90,60	98,43	189,03
2-Метилгексан	C_7H_{16}	–118,27	90,05	208,32
2,2-Диметилпентан	C_7H_{16}	–123,79	79,20	202,99
н-Октан	C_8H_{18}	–56,80	125,66	182,46
2-Метилгептан	C_8H_{18}	–109,04	117,64	226,68
2,2-Диметилгексан	C_8H_{18}	–121,18	106,84	228,02
н-Нонан	C_9H_{20}	–53,53	150,80	204,33
2-Метилоктан	C_9H_{20}	–80,39	143,26	223,65
н-Декан	$C_{10}H_{22}$	–29,67	174,12	203,79
Олефиновые C_nH_{2n}				
Этилен	C_2H_4	–169,15	–103,71	65,44
Пропилен	C_3H_6	–185,25	–47,75	137,49
Бутен-1	C_4H_8	–185,34	–6,26	179,08
Нафтеновые C_nH_{2n}				
Циклопентан	C_5H_{10}	–93,88	49,26	143,14
Метилциклопентан	C_6H_{12}	–142,45	71,81	214,26
Циклогексан	C_6H_{12}	6,55	80,74	74,19
Метилциклогексан	C_7H_{14}	–126,59	100,93	227,52
Ароматические C_nH_{2n-6}				
Бензол	C_6H_6	5,53	80,10	74,57
Толуол	C_7H_8	–94,99	110,62	205,61
Этилбензол	C_8H_{10}	–94,95	136,18	231,13
Изопропилбензол (кумол)	C_9H_{12}	–96,00	152,39	248,39

Таблица 4.2. **Температуры плавления $t_{пл}$, начала кипения $t_{н.к}$, и конца кипения $t_{к.к}$ топлив, получаемых из природного и нефтяного газов**

Топливо	$t_{пл}$, °С	$t_{н.к}$, °С	$t_{к.к}$, °С
Авиационное и автомобильное метановое	≥ –182	≥ –161	> –0,5
Автомобильное пропановое (ПА)	≥ –187	≥ –42	< –0,5
Автомобильное пропан-бутановое (ПБА)	≥ –187	≥ –42	≤ 36
Авиационное сконденсированное топливо (АСКТ)*	< –138	≥ –10	≥ 40

* По ТУ 39-1215—91.

Таблица 4.3. **Температура кипения $t_{кип}$ углеводородов в зависимости от давления p [4.8]**

Углеводороды	$t_{кип}$, °С, при p, кПа					
	0,1333	1,333	13,33	101,3	202,64	506,60
Парафиновые C_nH_{2n+2}						
Метан	–205,01	–195,43	–181,50	–161,58	–152,38	–137,58
Этан	–159,55	–142,89	–119,31	–88,63	–74,63	–52,30
Пропан	–128,97	–108,53	–79,63	–42,06	–24,81	–2,21
н-Бутан	–101,85	–77,92	–44,19	–0,50	19,29	50,80
н-Пентан	–76,85	–50,20	–12,62	36,07	58,04	93,25
2,2-Диметилпропан	–102,00	–76,70	–39,10	9,50	—	—
н-Гексан	–54,03	–25,05	15,81	68,74	92,64	130,89
н-Гептан	–33,16	–2,04	41,77	98,43	123,94	164,77
2-Метилгексан	–40,4	–9,1	34,1	90,0	115,3	155,7
3-Метилгексан	–39,0	–7,8	35,6	91,6	117,3	157,9
2,2-Диметилпентан	–49,0	–18,7	23,0	79,2	104,3	144,6
н-Октан	–15,1	19,2	65,7	125,6	152,6	195,7
2-Метилгептан	–21,0	12,3	38,3	117,6	144,4	185,0
3-Метилгептан	–19,8	13,3	59,4	118,9	145,8	188,7
н-Нонан	4,4	39,1	87,9	150,8	179,06	244,2
н-Декан	21,4	57,7	108,6	174,1	203,54	250,5
Нафтеновые C_nH_{2n}						
Циклопентан	–68,01	–40,33	–1,30	49,26	72,07	108,60
Метилциклопентан	–53,22	–23,74	17,86	71,81	105,69	145,73
Циклогексан	—	—	25,54	80,74	81,79	145,73
Метилциклогексан	–38,18	–3,18	42,07	100,93	127,57	170,37
Ароматические C_nH_{2n-6}						
Бензол	—	—	26,07	80,09	104,41	143,30
Толуол	–26,12	6,36	51,91	110,63	136,97	178,99
Этилбензол	–8,51	25,87	74,10	136,19	167,04	208,48

Таблица 4.4. **Точка росы $t^*_{т.р}$ газовых смесей пропана и бутана при p = 100 кПа [4.12]**

C_3H_8, % (об.)	0	10	20	30	40	50
$t_{т.р}$, °С	0	–2	–5	–8	–10	–13
C_3H_8, % (об.)	60	70	80	90	100	—
$t_{т.р}$, °С	–17	–21	–26	–32	–41	—

* Приближенные значения.

Таблица 4.5. **Критические параметры углеводородов [4.21]**

Углеводороды	Формула	$t_{кр}$, °С	$T_{кр}$, К	$P_{кр}$, 10^5 Па	$\rho_{кр}$, кг/м^3	$V_{кр}$, 10^{-2} м^3/кг	$Z_{кр}$
Парафиновые C_nH_{2n+2}							
Метан	CH_4	–82,60	190,55	46,41	162,3	0,620	0,288
Этан	C_2H_6	32,28	305,43	49,13	203,0	0,443	0,285
Пропан	C_3H_8	96,84	369,99	42,64	217,0	0,461	0,281
н-Бутан	C_4H_{10}	152,01	425,16	37,96	229,4	0,440	0,274
2-Метилпропан	C_4H_{10}	134,98	408,13	36,47	221,0	0,452	0,283
н-Пентан	C_5H_{12}	196,62	469,77	33,74	232,0	0,430	0,262
2-Метилбутан	C_5H_{12}	187,24	460,39	34,15	236,0	0,424	0,270
2,2-Диметилпропан	C_5H_{12}	160,60	433,75	32,02	238,0	0,420	0,269
н-Гексан	C_6H_{14}	234,70	507,85	30,31	233,8	0,430	0,264
2-Метилпентан	C_6H_{14}	224,90	498,05	30,29	235,0	0,426	0,267
2,2-Диметилбутан	C_6H_{14}	216,20	489,35	31,11	240,0	0,417	0,272
н-Гептан	C_7H_{16}	267,01	540,16	27,36	235,0	0,420	0,263
2-Метилгексан	C_7H_{16}	257,90	531,05	27,55	234,0	0,427	0,261
2,2-Диметилпентан	C_7H_{16}	247,70	520,85	28,77	248,0	0,403	0,266
н-Октан	C_8H_{18}	296,20	569,35	24,96	236,0	0,420	0,259
2-Метилгептан	C_8H_{18}	288,00	561,16	28,16	234,0	0,427	0,261
2,2-Диметилгексан	C_8H_{18}	276,80	549,95	25,93	245,0	0,408	0,264
н-Нонан	C_9H_{20}	322,10	595,25	22,88	236,8	0,420	0,254
2-Метилоктан	C_9H_{20}	113,50	586,60	23,35	237,0	0,420	0,254
н-Декан	$C_{10}H_{22}$	346,30	619,45	21,17	237,4	0,420	0,247
2-Метилнонан	$C_{10}H_{22}$	337,10	610,30	21,39	239,0	0,418	0,246

Продолжение табл. 4.5

Углеводороды	Формула	$t_{кр}$, °С	$T_{кр}$, К	$P_{кр}$, 10^5 Па	$\rho_{кр}$, кг/м^3	$V_{кр}$, 10^{-2} м^3/кг	$Z_{кр}$
Олефиновые C_nH_{2n}							
Этилен	C_2H_4	9,50	282,65	50,97	227,0	0,440	0,276
Пропилен	C_3H_6	91,90	365,05	46,40	231,0	0,434	0,274
Бутен-1	C_4H_8	146,40	419,55	40,20	234,0	0,430	0,277
2-Метилпропен	C_4H_8	144,73	417,88	36,69	234,0	0,427	0,275
Пентен-1	C_5H_{10}	191,00	464,15	35,50	235,8	0,420	0,320
2-Метилбутен-2	C_5H_{10}	197,00	470,15	34,44	220,0	0,454	0,280
Гексен-1	C_6H_{12}	231,00	504,15	31,70	237,0	0,42	0,280
Гептен-1	C_7H_{14}	265,00	538,15	28,60	237,9	0,42	0,280
Октен-1	C_8H_{16}	295,10	568,25	26,00	238,5	0,42	0,280
Нонен-1	C_9H_{18}	321,00	595,15	23,70	239,0	0,42	0,280
Децен-1	$C_{10}H_{20}$	345,03	618,18	21,90	239,5	0,42	0,291
Нафтеновые C_nH_{2n}							
Циклопропан	C_3H_6	125,00	398,15	46,41	162,0	0,62	0,280
Циклопентан	C_5H_{10}	238,60	511,75	45,13	270,0	0,37	0,276
Метилциклопентан	C_6H_{12}	259,61	532,76	37,84	264,0	0,38	0,273
Циклогексан	C_6H_{12}	279,90	555,05	40,30	272,0	0,37	0,273
Этилциклопентан	C_7H_{14}	296,30	569,45	33,96	260,8	0,38	0,260
1,1-Диметилциклопентан	C_7H_{14}	277,0	550,15	35,46	280,0	0,37	0,270
Метилциклогексан	C_7H_{14}	299,1	572,25	34,70	267,5	0,37	0,269
н-Пропилциклопентан-1	C_8H_{16}	321,0	594,15	30,10	258,5	0,39	0,254
Этилциклогексан	C_8H_{16}	329,0	602,15	30,90	264,2	0,39	0,270
н-Бутилциклопентан-1	C_9H_{18}	345,0	618,15	27,00	256,7	0,39	0,250
н-Пропилциклогексан-1	C_9H_{18}	353,0	626,15	27,70	261,7	0,38	0,252
н-Пентилциклопентан-1	$C_{10}H_{20}$	368,0	641,15	24,50	255,3	0,39	—
н-Бутилциклогексан-1	$C_{10}H_{20}$	375,0	648,15	25,20	260,2	0,38	0,303

Окончание табл. 4.5

Углеводороды	Формула	$t_{кр}$, °С	$T_{кр}$, К	$P_{кр}$, 10^5 Па	$\rho_{кр}$, кг/м^3	$V_{кр}$, 10^{-2} м^3/кг	$Z_{кр}$
Ароматические C_nH_{2n-6}							
Бензол	C_6H_6	289,45	562,60	49,25	304,0	0,330	0,271
Толуол	C_7H_8	320,80	593,95	42,15	292,0	0,340	0,264
Этилбензол-1	C_8H_{10}	344,40	617,55	36,20	284,5	0,350	0,263
1,2-Диметилбензол	C_8H_{10}	358,44	631,59	38,08	287,0	0,348	0,263
1,3-Диметилбензол	C_8H_{10}	345,60	618,75	36,50	280,0	0,357	0,260
1,4-Диметилбензол	C_8H_{10}	344,40	617,55	36,17	281,0	0,355	0,260
н-Пропилбензол-1	C_9H_{12}	365,60	638,75	32,10	279,5	0,360	0,265
Изопропилбензол	C_9H_{12}	362,70	635,85	35,46	280,0	0,357	0,262
1,2,4-Триметилбензол	C_9H_{12}	381,20	654,35	35,80	280,0	0,357	0,260
н-Бутилбензол	$C_{10}H_{14}$	387,80	660,95	28,60	274,8	0,360	0,261
2-Метилпропилбензол	$C_{10}H_{14}$	377,10	650,25	31,51	274,0	0,365	—
1,2-Диэтилбензол	$C_{10}H_{14}$	389,60	662,75	29,58	274,0	0,365	—
Ацетиленовые C_nH_{2n-2}							
Ацетилен	C_2H_2	35,50	308,65	62,40	230,0	0,434	0,271
Метилацетилен	C_3H_4	127,60	400,75	57,40	245,0	0,408	0,276
Бутин-2	C_4H_6	215,00	488,15	51,85	245,0	0,408	0,270

Таблица 4.6. **Критические параметры неуглеводородных компонентов природного и нефтяного газов [4.21]**

Компоненты	$t_{кр}$, °С	$T_{кр}$, К	$P_{кр}$, 10^5 Па	$\rho_{кр}$, кг/м^3	$Z_{кр}$
Гелий	–267,96	5,20	2,34	69,3	0,305
Водород	–239,91	33,25	13,22	31,0	0,305
Азот	–146,89	126,26	34,65	311	0,292
Кислород	–118,18	154,78	51,80	419	0,300
Воздух	–140,70	132,45	37,75	310	0,294
Оксид углерода	–140,22	132,93	35,68	301	0,295
Диоксид углерода	31,05	304,20	75,27	468	0,274
Вода	374,20	647,36	225,55	325	0,228
Сернистый водород	100,40	373,56	91,85	349	0,283

Таблица 4.7. **Значение отношения $T_{кр}/V_{кр}$, К · кмоль/м^3, для индивидуальных углеводородов (по рекомендуемым значениям $T_{кр}$ и $V_{кр}$)**

n*	Углеводороды				
			Нафтеновые		
	н-Парафиновые	н-Олефиновые	Циклопентановые	Циклогексановые	Ароматические
1	1924,75	—	—	—	—
2	2154,09	2279,44	—	—	—
3	1887,70	2004,67	—	—	—
4	1677,82	1749,58	—	—	—
5	1510,51	1560,69	1968,27	—	—
6	1377,78	1419,74	1670,09	1558,84	1879,59
7	1267,09	1303,97	1512,48	1417,82	1655,63
8	1176,59	1208,01	1368,69	1297,99	1485,47
9	1099,06	1125,28	1256,91	1209,50	1353,30
10	1033,80	1378,99	1167,00	1114,52	1243,57

* n — число атомов углерода в молекуле углеводорода.

Таблица 4.8. **Коэффициенты A_{ij} для расчета критического давления по уравнению (4.19)**

i	$j = 0$	$j = 1$	$j = 2$	$j = 3$
0	–3,367143	–0,4515106	$0{,}1382556 \cdot 10^{-2}$	$-0{,}10854685 \cdot 10^{-5}$
1	313,55684	–0,5207668	$-0{,}709418 \cdot 10^{-3}$	$0{,}1200838 \cdot 10^{-5}$
2	–112,82391	0,4049874	$-0{,}839553 \cdot 10^{-4}$	$0{,}3303633 \cdot 10^{-6}$

Таблица 4.9. **Фактор сжимаемости Z метана в зависимости от температуры t и давления p [4.22, 4.23]**

t, °C	Z при p, МПа							
	1	2	3	4	5	6	8	10
–120	0,860	—	—	—	—			
–110	0,881	—	—	—	—			
–100	0,899	0,763	—	—	—			
–90	0,917	0,811	0,684	—	—			
–82	0,917	0,842	0,732	0,606	—			
–80	0,928	0,845	0,743	0,623	—	—	—	—
–70	0,941	0,875	0,796	0,708	0,592	—	—	—
–60	0,948	0,893	0,833	0,758	0,680	—	—	—
–50	0,954	0,907	0,852	0,797	0,749	0,677	0,557	0,497

Окончание табл. 4.9

t, °C	Z при p, МПа							
	1	2	3	4	5	6	8	10
–40	0,963	0,922	0,874	0,831	0,784	0,734	0,642	0,572
–30	0,965	0,930	0,893	0,848	0,817	0,774	0,699	0,638
–20	0,968	0,936	0,902	0,873	0,839	0,809	0,740	0,697
–10	0,973	0,943	0,917	0,890	0,862	0,838	0,780	0,744
0	0,974	0,950	0,927	0,903	0,879	0,859	0,814	0,783
20	0,983	0,963	0,948	0,928	0,916	0,897	0,869	0,843
40	0,987	0,973	0,960	0,945	0,938	0,918	0,900	0,879
60	0,993	0,978	0,967	0,956	0,947	0,936	0,921	0,910
80	0,993	0,982	0,976	0,967	0,956	0,950	0,938	0,934
100	0,994	0,985	0,981	0,975	0,964	0,965	0,955	0,952
120	0,994	0,985	0,988	0,982	0,965	0,969	0,967	0,964
140	0,998	0,987	0,989	0,987	0,975	0,978	0,976	0,972
160	1,000	0,991	0,992	0,992	0,982	0,985	0,983	0,983
180	1,003	0,996	0,994	0,992	0,989	0,989	0,988	0,988
200	1,004	0,999	0,996	0,996	0,996	0,993	0,995	0,997

Таблица 4.10. **Фактор сжимаемости $Z_{л.н}$ метана на линии насыщения [4.24]**

T, К	p, 10^5 Па	$Z_{л.н}$		T, К	p, 10^5 Па	$Z_{л.н}$	
		ж	г			ж	г
91	0,1219	0,00057	0,99255	165	19,38	0,06926	0,72836
95	0,1969	0,00089	0,98985	170	23,38	0,08497	0,68806
100	0,3400	0,00149	0,98470	175	27,88	0,10433	0,64336
105	0,5600	0,00237	0,97817	180	32,88	0,12963	0,59598
110	0,8789	0,00361	0,96921	181	33,95	0,13579	0,58375
115	1,324	0,00530	0,95873	182	35,05	0,14250	0,57185
120	1,920	0,00749	0,94621	183	36,18	0,14991	0,55846
125	2,691	0,01027	0,93168	184	37,34	0,15819	0,54347
130	3,671	0,01373	0,91589	185	38,54	0,16749	0,52695
135	4,895	0,01801	0,89689	186	39,80	0,17794	0,50864
140	6,375	0,02313	0,87603	187	41,10	0,19057	0,48682
145	8,136	0,02920	0,85288	188	42,47	0,20530	0,46158
150	10,33	0,03681	0,82687	189	43,95	0,22487	0,43185
155	12,88	0,04571	0,79796	190	45,52	0,25396	0,38242
160	15,55	0,05643	0,76522	190,55	46,41	0,28953	0,28953

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 4.11. **Фактор сжимаемости Z пропана в зависимости от температуры t и давления p [4.22, 4.23]**

t, °C	Z при p, МПа							
	0,4	0,8	1	2	4	6	8	10
40	0,939	0,879	0,840	—	0,150	0,204	0,266	0,353
50	0,949	0,893	0,858	—	0,228	0,206	0,268	0,334
60	0,954	0,904	0,875	0,691	0,305	0,212	0,270	0,335
70	0,958	0,913	0,888	0,753	0,371	0,221	0,274	0,336
80	0,961	0,921	0,898	0,785	0,436	0,232	0,278	0,340
90	0,964	0,927	0,908	0,804	—	—	—	—
100	0,967	0,933	0,916	0,820	0,550	0,265	0,288	0,346
110	0,970	0,939	0,923	0,835	0,604	0,310	0,299	0,354
120	0,972	0,944	0,930	0,850	0,654	0,400	0,330	0,373
130	0,973	0,950	0,936	0,866	0,703	0,500	0,383	0,398
140	0,976	0,953	0,942	0,880	0,743	0,575	0,454	0,431
150	0,978	0,959	0,946	0,890	0,772	0,621	0,520	0,470
160	0,980	0,962	0,950	0,898	0,794	0,664	0,574	0,516
170	0,981	0,963	0,953	0,903	0,808	0,704	0,617	0,561
180	0,982	0,967	0,956	0,910	0,820	0,737	0,656	0,609
190	0,983	0,969	0,960	0,918	0,836	0,763	0,692	0,647
200	0,984	0,970	0,962	0,924	0,851	0,785	0,724	0,677

Таблица 4.12. **Фактор сжимаемости $Z_{л.н}$ пропана на линии насыщения [4.25]**

t, °C	$Z_{л.н}$		t, °C	$Z_{л.н}$	
	ж	г		ж	г
–80	0,00070	0,97949	10	0,02318	0,86384
–70	0,00141	0,97292	20	0,03028	0,83651
–60	0,00212	0,96636	30	0,03948	0,81015
–50	0,00310	0,96250	40	0,05049	0,76612
–42,07	0,00399	0,96052	50	0,06368	0,72467
–40	0,00444	0,95749	60	0,07959	0,67804
–30	0,00663	0,94269	70	0,09978	0,62270
–20	0,00926	0,92709	80	0,12735	0,55509
–10	0,01266	0,91105	90	0,17142	0,45003
0	0,01744	0,89163			

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 4.13. **Фактор сжимаемости Z *н*-бутана C_4H_{10} в зависимости от температуры t и давления p [4.22]**

t, °C	Z при давлении p, 10^5 Па											
	9,81	19,6	39,23	58,84	78,45	98,00	117,68	137,19	156,91	176,52	196,1	294,2
40	0,041	0,080	0,156	0,230	0,307	0,378	0,452	0,529	0,600	0,670	0,741	1,010
60	0,041	0,080	0,151	0,226	0,300	0,373	0,426	0,509	0,590	0,656	0,722	1,009
80	—	0,080	0,150	0,223	0,293	0,366	0,423	0,499	0,575	0,640	0,703	1,004
100	—	0,080	0,150	0,224	0,290	0,362	0,426	0,492	0,559	0,627	0,689	1,000
120	0,862	—	0,153	0,227	0,302	0,365	0,432	0,490	0,555	0,618	0,682	0,989
140	0,890	0,750	0,158	0,233	0,320	0,364	0,437	0,494	0,557	0,618	0,681	0,970
150	0,901	0,769	—	0,235	0,324	0,364	0,438	0,496	0,559	0,620	0,681	0,963
160	0,909	0,791	—	0,300	0,324	0,369	0,439	0,499	0,562	0,622	0,681	0,957
180	0,924	0,834	0,596	0,415	0,354	0,401	0,450	0,508	0,572	0,632	0,683	0,952
200	0,933	0,873	0,700	0,524	0,430	0,444	0,488	0,536	0,568	0,641	0,693	0,951

Таблица 4.14. **Фактор сжимаемости $Z^*_{л.н}$ *н*-бутана C_4H_{10} и изобутана *изо*-C_4H_{10} на линии насыщения**

н-Бутан		Изобутан	
T, К	$Z_{л.н}$	T, К	$Z_{л.н}$
238,10	0,973	228,56	0,972
255,10	0,964	244,88	0,962
272,11	0,951	261,21	0,950
289,12	0,934	277,54	0,932
306,12	0,907	293,86	0,905
323,13	0,874	310,19	0,872
340,14	0,833	326,51	0,831
357,14	0,783	342,84	0,781
374,15	0,722	359,16	0,720
391,16	0,645	375,49	0,644
403,91	0,574	387,73	0,573
408,16	0,547	391,81	0,546
412,41	0,514	395,90	0,514
416,67	0,470	399,98	0,470
420,92	0,424	404,06	0,424
424,17	0,275	408,14	0,276

* В парáх, расчет [4.34].

Таблица 4.15. **Фактор сжимаемости $Z^{(0)}$ простых веществ в зависимости от приведенных температуры $T/T_{кр}$ и давления $p/P_{кр}$ [4.21]**

$T/T_{кр}$	$Z^{(0)}$ при $p/P_{кр}$								
	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,6	2,0	2,8	3,6
0,80	0,066	0,100	0,133	0,164	0,192	0,258	0,318	0,433	0,547
0,85	0,067	0,101	0,134	0,165	0,194	0,258	0,316	0,431	0,542
0,90	0,778	0,102	0,135	0,167	0,198	0,258	0,316	0,430	0,538
0,95	0,819	0,697	0,145	0,176	0,205	0,262	0,321	0,430	0,536
1,00	0,849	0,757	0,638	0,291	0,231	0,278	0,329	—	—
1,05	0,877	0,800	0,714	0,609	0,470	0,320	0,350	0,441	0,535
1,10	0,893	0,833	0,767	0,691	0,607	0,442	0,402	0,462	0,547
1,20	0,921	0,879	0,835	0,788	0,737	0,640	0,568	0,548	0,587
1,40	0,952	0,929	0,908	0,883	0,859	0,817	0,777	0,725	0,722
1,60	0,971	0,957	0,944	0,930	0,917	0,893	0,872	0,843	0,833
1,80	0,982	0,974	0,966	0,958	0,950	0,937	0,926	0,910	0,906
2,00	0,989	0,984	0,979	0,975	0,971	0,964	0,959	0,953	0,954
3,00	1,002	1,003	1,004	1,005	1,007	1,010	1,014	1,025	1,036
4,00	1,005	1,008	1,010	1,013	1,015	1,020	1,024	1,035	1,047

Таблица 4.16. **Поправочная функция $Z^{(1)}$ для фактора сжимаемости чистых веществ в зависимости от приведенных температуры $T/T_{кр}$ и давления $p/P_{кр}$ [4.21]**

$T/T_{кр}$	$Z^{(1)}$ при $p/P_{кр}$								
	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,6	2,0	2,8	4,0
0,80	–0,028	–0,044	–0,058	–0,07	–0,08	–0,11	–0,13	–0,17	–0,23
0,85	–0,031	–0,049	–0,064	–0,08	–0,09	–0,12	–0,14	–0,18	–0,22
0,90	–0,090	–0,053	–0,068	–0,085	–0,10	–0,12	–0,14	–0,17	–0,21
0,95	–0,050	–0,100	–0,072	–0,091	–0,10	–0,12	–0,13	–0,16	–0,20
1,00	–0,016	–0,020	–0,050	–0,080	–0,09	–0,108	–0,123	–0,14	–0,17
1,05	0,001	0,005	0,015	0,02	0,01	–0,04	–0,07	–0,10	–0,14
1,10	0,008	0,016	0,030	0,055	0,082	0,082	0,00	–0,06	–0,10
1,20	0,018	0,028	0,044	0,069	0,10	0,16	0,17	0,09	0,00
1,30	0,027	0,041	0,055	0,072	0,10	0,16	0,20	0,19	0,10
1,40	0,032	0,049	0,065	0,082	0,10	0,16	0,19	0,21	0,15
1,50	0,035	0,052	0,070	0,088	0,10	0,15	0,18	0,21	0,20
1,60	0,036	0,054	0,07	0,08	0,10	0,14	0,17	0,20	0,22
1,80	0,036	0,054	0,07	0,09	0,10	0,13	0,16	0,20	0,26
2,00	0,031	0,05	0,07	0,08	0,10	0,13	0,15	0,20	0,26
3,00	0,02	0,03	0,05	0,06	0,07	0,09	0,11	0,16	0,23
4,00	0,02	0,02	0,03	0,04	0,06	0,06	0,08	0,11	0,16

Таблица 4.17. **Фактор сжимаемости $Z_{л.н}^{(0)}$ и поправочная функция $Z_{л.н}^{(1)}$ для чистых неполярных газов на линии насыщения в зависимости от приведенных температуры $T/T_{кр}$ и давления $p/P_{кр}$ [4.24]**

$T/T_{кр}$	$Z_{л.н}^{(0)}$	$Z_{л.н}^{(1)}$	$p/P_{кр}$	$Z_{л.н}^{(0)}$	$Z_{л.н}^{(1)}$
0,56	0,959	0,070	0,05	0,935	–0,000
0,58	0,953	0,077	0,10	0,896	–0,002
0,60	0,947	0,083	0,15	0,864	–0,005
0,62	0,940	0,090	0,20	0,835	–0,008
0,64	0,932	0,097	0,25	0,809	–0,012
0,66	0,922	0,104	0,30	0,783	–0,018
0,68	0,911	0,113	0,35	0,758	–0,025
0,70	0,897	0,122	0,40	0,734	–0,033
0,72	0,881	0,131	0,45	0,711	–0,041
0,74	0,864	0,137	0,50	0,688	–0,049
0,76	0,846	0,142	0,55	0,665	–0,056
0,78	0,826	0,144	0,60	0,640	–0,063
0,80	0,804	0,144	0,65	0,615	–0,069
0,82	0,781	0,140	0,70	0,59	–0,075
0,84	0,756	0,135	0,75	0,56	–0,081
0,86	0,73	0,125	0,80	0,53	–0,087
0,88	0,70	0,110	0,85	0,50	–0,090
0,90	0,67	0,095	0,90	0,47	–0,091
0,92	0,63	0,075	0,92	0,45	–0,090
0,94	0,59	0,055	0,94	0,43	–0,089
0,95	0,56	0,045	0,95	0,42	–0,089
0,96	0,54	0,035	0,96	0,41	–0,088
0,97	0,51	0,020	0,97	0,40	–0,087
0,98	0,47	0,000	0,98	0,38	–0,085
0,99	0,43	–0,030	0,99	0,35	–0,083
1,00	0,291	–0,080	1,00	0,291	–0,080

Таблица 4.18. **Фактор ацентричности ω углеводородов**

Углеводороды	ω	Углеводороды	ω
Парафиновые		Циклогексан	0,2933*
Метан	0,0104	Циклогептан	0,3366
Этан	0,0986	Циклооктан	0,4379
Пропан	0,1524	Метилциклопентан	0,2306
Бутан	0,2010	Этилциклопентан	0,2709
2-Метилпропан	0,1848	Пропилциклопентан	0,2702
Пентан	0,2539	Бутилциклопентан	0,2976*
2-Метилбутан	0,2230	Метилциклогексан	0,2567
Гексан	0,3007	Этилциклогексан	0,2418
2-Метилпентан	0,2825	Пропилциклогексан	0,2700
Гептан	0,3498	*Ацетиленовые*	
2-Метилгексан	0,3336	Ацетилен	0,1803
Октан	0,4018	Метилацетилен	0,2580
2,2,4-Триметилпентан	0,3041	Этилацетилен	0,0960
Нонан	0,4455	*Ароматические*	
Декан	0,4885	Бензол	0,2125
Олефиновые		Толуол	0,2596
Этилен	0,0868	Этилбензол	0,3169
Пропилен	0,1405	*о*-Ксилол	0,3023
Бутен-1	0,1906	Пропилбензол	0,3463
Нафтеновые		Изопропилбензол	0,2862
Циклопропан	0,1346	Изобутилбензол	0,3437
Циклобутан	0,1882	Бутилбензол	0,4070
Циклопентан	0,2455*		

* Получены графической интерполяцией.

Таблица 4.19. **Значения функций $\varphi(T/T_{кр})$ и $\psi(T/T_{кр})$ в зависимости от приведенной температуры $T/T_{кр}$ [4.28]**

$T/T_{кр}$	φ	ψ	$T/T_{кр}$	φ	ψ	$T/T_{кр}$	φ	ψ
0,35	6,003	1,321	0,57	2,243	0,409	0,79	0,767	0,118
0,36	5,719	1,248	0,58	2,147	0,388	0,80	0,722	0,110
0,37	5,452	1,179	0,59	2,055	0,368	0,81	0,677	0,103
0,38	5,200	1,115	0,60	1,967	0,349	0,82	0,635	0,096
0,39	4,963	1,055	0,61	1,882	0,331	0,83	0,593	0,089
0,40	4,739	0,999	0,62	1,800	0,314	0,84	0,522	0,082
0,41	4,527	0,946	0,63	1,721	0,298	0,85	0,512	0,076
0,42	4,326	0,896	0,64	1,645	0,283	0,86	0,473	0,070
0,43	4,135	0,850	0,65	1,572	0,268	0,87	0,435	0,064
0,44	3,955	0,805	0,66	1,501	0,254	0,88	0,398	0,058
0,45	3,783	0,764	0,67	1,433	0,240	0,89	0,361	0,053
0,46	3,619	0,724	0,68	1,367	0,227	0,90	0,325	0,047
0,47	3,463	0,687	0,69	1,303	0,215	0,91	0,290	0,042
0,48	3,315	0,652	0,70	1,242	0,203	0,92	0,256	0,037
0,49	3,174	0,619	0,71	1,182	0,192	0,93	0,222	0,032
0,50	3,039	0,588	0,72	1,125	0,181	0,94	0,189	0,027
0,51	2,909	0,558	0,73	1,069	0,171	0,95	0,157	0,023
0,52	2,786	0,530	0,74	1,015	0,161	0,96	0,124	0,018
0,53	2,668	0,503	0,75	0,962	0,152	0,97	0,093	0,013
0,54	2,555	0,477	0,76	0,911	0,143	0,98	0,061	0,009
0,55	2,447	0,453	0,77	0,862	0,134	0,99	0,031	0,004
0,56	2,343	0,430	0,78	0,814	0,126			

Таблица 4.20. **Критический параметр $\alpha_{кр}$ углеводородов нормального строения в зависимости от числа атомов углерода n в молекуле**

n	Углеводороды				
	парафиновые	олефиновые	циклопентановые	циклогексановые	ароматические
1	5,843	—	—	—	—
2	6,279	6,229	—	—	—
3	6,527	6,485	—	—	—
4	6,780	6,737	—	—	—
5	7,020	6,949	6,758	—	—
6	7,265	7,193	6,970	6,838	6,829
7	7,543	7,418	7,190	7,070	7,069
8	7,752	7,625	7,422	7,330	7,286
9	7,988	7,867	7,672	7,570	7,530
10	8,208	8,097	7,900	7,810	7,743

Таблица 4.21. **Температурный коэффициент расширения α_t метана в зависимости от температуры t и давления p (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	α_t, 10^{-3} K^{-1}, при p, МПа										
	0,1	1	2	4	6	8	10	20	30	40	50
10	3,558	3,805	4,105	4,787	5,580	6,440	7,253	7,516	4,579	3,658	3,103
20	3,434	3,651	3,910	4,485	5,131	5,815	6,463	7,414	4,506	3,587	3,066
40	3,212	3,380	3,576	3,997	4,447	4,905	5,338	6,173	4,456	3,430	2,950
60	3,016	3,149	3,301	3,618	3,945	4,271	4,575	5,272	4,521	3,310	2,818
80	2,843	2,949	3,069	3,313	3,560	3,800	4,023	4,598	4,505	3,250	2,705
100	2,689	2,775	2,870	3,082	3,252	3,434	3,603	4,073	4,093	3,245	2,623
120	2,551	2,621	2,698	2,851	3,000	3,141	3,275	3,655	3,669	3,260	2,575
140	2,427	2,484	2,546	2,670	2,788	2,900	3,003	3,316	3,335	3,223	2,555
160	2,314	2,361	2,412	2,513	2,608	2,698	2,780	3,037	3,061	3,049	2,553
180	2,211	2,250	2,292	2,375	2,455	2,526	2,592	2,803	2,829	2,801	2,546
200	2,117	2,150	2,185	2,253	2,317	2,376	2,430	2,605	2,651	2,599	2,508
220	2,031	2,058	2,087	2,144	2,197	2,246	2,290	2,435	2,460	2,428	2,412
240	1,951	1,974	1,999	2,046	2,090	2,130	2,167	2,287	2,310	2,281	2,261
260	1,878	1,897	1,917	1,957	1,993	2,027	2,058	2,158	2,178	2,152	2,125
280	1,810	1,826	1,843	1,876	1,907	1,935	1,960	2,044	2,061	2,037	2,008
300	1,746	1,760	1,774	1,802	1,828	1,851	1,872	1,942	1,956	1,935	1,905
320	1,687	1,699	1,711	1,734	1,756	1,775	1,793	1,851	1,863	1,843	1,814
340	1,632	1,642	1,652	1,671	1,689	1,706	1,720	1,769	1,778	1,760	1,732
360	1,580	1,588	1,597	1,613	1,628	1,642	1,654	1,694	1,701	1,684	1,657
380	1,532	1,539	1,546	1,559	1,572	1,580	1,593	1,626	1,631	1,615	1,590
400	1,486	1,492	1,498	1,509	1,520	1,529	1,537	1,564	1,567	1,552	1,528
420	1,443	1,448	1,453	1,462	1,471	1,479	1,485	1,507	1,508	1,493	1,401
440	1,403	1,406	1,411	1,418	1,425	1,432	1,437	1,454	1,453	1,439	1,418
460	1,364	1,367	1,371	1,377	1,383	1,388	1,392	1,405	1,403	1,390	1,369
480	1,328	1,331	1,333	1,338	1,343	1,347	1,350	1,360	1,357	1,343	1,324
500	1,294	1,296	1,298	1,302	1,305	1,308	1,311	1,317	1,313	1,300	1,281
520	1,261	1,262	1,264	1,267	1,270	1,272	1,274	1,278	1,273	1,260	1,242
540	1,230	1,231	1,232	1,234	1,236	1,238	1,239	1,241	1,235	1,222	1,205
560	1,200	1,201	1,202	1,203	1,204	1,206	1,206	1,206	1,199	1,187	1,170
580	1,172	1,173	1,173	1,174	1,174	1,175	1,175	1,174	1,166	1,154	1,138
600	1,145	1,145	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,143	1,135	1,122	1,107

Таблица 4.22. **Температурный коэффициент расширения α_t этаиа в зависимости от температуры t при p = 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	α_t, 10^{-2} K^{-1}		t, °C	α_t, 10^{-2} K^{-1}		t, °C	α_t, 10^{-2} K^{-1}	
	0,1 МПа	10 МПа		0,1 МПа	10 МПа		0,1 МПа	10 МПа
10	0,3615	4,113	220	0,2039	3,358	420	0,1446	1,713
20	0,3485	4,793	240	0,1959	3,036	440	0,1405	1,640
40	0,3252	7,628	260	0,1884	2,777	460	0,1366	1,574
60	0,3048	12,78	280	0,1815	2,564	480	0,1300	1,513
80	0,2870	15,23	300	0,1751	2,385	500	0,1295	1,458
100	0,2711	10,82	320	0,1692	2,232	520	0,1263	1,407
120	0,2570	7,959	340	0,1636	2,101	540	0,1231	1,360
140	0,2442	6,199	360	0,1584	1,985	560	0,1202	1,316
160	0,2327	5,079	380	0,1535	1,884	580	0,1173	1,275
180	0,2222	4,318	400	0,1489	1,794	600	0,1146	1,237
200	0,2127	3,771						

Таблица 4.23. **Температурный коэффициент расширения α_t пропана в зависимости от температуры t и давления p (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	α_t, 10^{-3} K^{-1}, при p, МПа										
	0,1	1	2	4	6	8	10	20	30	40	50
10	3,691	2,891	2,820	2,689	2,573	2,469	2,374	2,010	1,760	1,577	1,435
20	3,552	3,196	3,096	2,918	2,764	2,628	2,509	2,069	1,784	1,582	1,429
40	3,304	4,827	3,956	3,573	3,273	3,031	2,830	2,178	1,811	1,572	1,401
60	3,090	4,208	7,258	4,823	4,097	3,601	3,238	2,262	1,808	1,537	1,353
80	2,904	3,754	5,574	8,712	5,731	4,490	3,778	2,328	1,791	1,496	1,305
100	2,739	3,404	4,626	19,20	11,71	6,550	4,874	2,541	1,876	1,538	1,327
120	2,593	3,123	4,001	8,737	31,64	11,63	7,038	2,938	2,066	1,657	1,411
140	2,462	2,892	3,552	6,162	14,24	15,49	9,089	3,335	2,254	1,772	1,491
160	2,343	2,698	3,210	4,904	8,435	11,52	10,01	3,634	2,415	1,875	1,564
180	2,236	2,532	2,939	4,136	6,134	8,325	8,703	3,755	2,527	1,957	1,625
200	2,139	2,387	2,717	3,609	4,904	6,347	6,993	3,726	2,571	2,009	1,670
220	2,050	2,260	2,532	3,221	4,130	5,121	5,749	3,651	2,553	2,026	1,696
240	1,968	2,148	2,374	2,921	3,595	4,308	4,834	3,609	2,492	2,011	1,701
260	1,892	2,047	2,238	2,681	3,200	3,734	4,159	3,618	2,415	1,971	1,687
280	1,822	1,956	2,119	2,484	2,894	3,308	3,650	3,622	2,342	1,917	1,657
300	1,757	1,874	2,013	2,319	2,650	2,978	3,256	3,482	2,282	1,856	1,617
320	1,697	1,799	1,919	2,177	2,450	2,716	2,943	3,171	2,242	1,797	1,571

Окончание табл. 4.23

t, °C	α_p, 10^{-3} K^{-1}, при p, МПа										
	0,1	1	2	4	6	8	10	20	30	40	50
340	1,641	1,731	1,835	2,055	2,282	2,501	2,690	2,911	2,221	1,744	1,523
360	1,588	1,667	1,758	1,947	2,139	2,322	2,481	2,695	2,213	1,699	1,477
380	1,539	1,609	1,689	1,852	2,016	2,171	2,305	2,510	2,208	1,663	1,434
400	1,492	1,555	1,625	1,768	1,908	2,040	2,155	2,348	2,190	1,636	1,396
420	1,449	1,504	1,567	1,691	1,813	1,927	2,025	2,206	2,138	1,618	1,363
440	1,408	1,457	1,513	1,622	1,729	1,827	1,912	2,079	2,038	1,606	1,335
460	1,369	1,413	1,462	1,560	1,653	1,738	1,813	1,966	1,923	1,598	1,312
480	1,332	1,372	1,416	1,502	1,584	1,659	1,724	1,865	1,823	1,591	1,293
500	1,297	1,333	1,373	1,449	1,522	1,587	1,645	1,774	1,735	1,582	1,279
520	1,264	1,297	1,332	1,400	1,465	1,523	1,574	1,691	1,657	1,565	1,268
540	1,233	1,262	1,294	1,355	1,412	1,464	1,509	1,616	1,586	1,536	1,260
560	1,203	1,229	1,258	1,313	1,364	1,410	1,450	1,547	1,521	1,492	1,253
580	1,175	1,199	1,224	1,274	1,320	1,361	1,396	1,487	1,462	1,433	1,247
600	1,148	1,169	1,193	1,237	1,278	1,315	1,347	1,427	1,407	1,375	1,240

Таблица 4.24. **Температурный коэффициент расширения α_t *н*-бутана в зависимости от температуры t и давления p (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	α_t, 10^{-3} K^{-1}, при p, МПа						
	0,1	2	6	10	20	30	40
10	3,801	1,875	1,775	1,687	1,505	1,362	1,247
20	3,648	1,974	1,854	1,751	1,541	1,382	1,256
40	3,379	2,219	2,041	1,893	1,613	1,415	1,266
60	3,149	2,564	2,278	2,059	1,680	1,434	1,260
80	2,951	3,098	2,594	2,259	1,733	1,433	1,236
100	2,777	4,091	3,036	2,473	1,762	1,409	1,193
120	2,624	6,599	3,716	2,720	1,764	1,365	1,137
140	2,488	5,120	4,929	3,003	1,751	1,318	1,086
160	2,365	4,271	9,285	4,003	2,086	1,535	1,255
180	2,255	3,706	—	5,285	2,345	1,662	1,335
200	2,155	3,297	—	6,560	2,605	1,787	1,413
220	2,063	2,985	9,647	7,234	2,828	1,902	1,485
240	1,979	2,737	6,774	7,640	2,969	1,997	1,549
260	1,902	2,534	5,261	6,816	3,012	2,060	1,600
280	1,831	2,364	4,340	5,729	2,982	2,085	1,634

Окончание табл. 4.24

t, °C	α_t, 10^{-3} К$^{-1}$, при p, МПа						
	0,1	2	6	10	20	30	40
300	1,765	2,220	3,721	4,917	2,923	2,076	1,649
320	1,704	2,095	3,274	4,273	2,874	2,041	1,646
340	1,647	1,985	2,936	3,761	2,852	1,991	1,627
360	1,593	1,888	2,669	3,352	2,858	1,937	1,596
380	1,544	1,802	2,454	3,023	2,868	1,885	1,558
400	1,497	1,724	2,275	2,753	2,831	1,841	1,516
420	1,453	1,654	2,125	2,529	2,686	1,807	1,475
440	1,411	1,590	1,996	2,341	2,485	1,783	1,436
460	1,372	1,531	1,884	2,181	2,319	1,769	1,400
480	1,335	1,477	1,786	2,043	2,178	1,763	1,369
500	1,300	1,428	1,699	1,924	2,054	1,760	1,343
520	1,267	1,382	1,621	1,818	1,945	1,755	1,322
540	1,235	1,339	1,551	1,725	1,846	1,741	1,306
560	1,205	1,299	1,488	1,642	1,757	1,709	1,293
580	1,177	1,261	1,431	1,568	1,667	1,654	1,285
600	1,149	1,226	1,378	1,501	1,603	1,577	1,279

Таблица 4.25. **Температурный коэффициент расширения α_t (10^{-3} К$^{-1}$) парафиновых углеводородов в зависимости от температуры t при p = 0,101 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}	Нонан C_9H_{20}
10	3,772	1,513	1,585	1,343	1,215	1,118	1,037
20	3,623	1,576	1,654	1,388	1,250	1,147	1,062
40	3,360	3,483	3,459	1,490	1,327	1,210	1,115
60	3,135	3,230	3,211	1,614	1,419	1,283	1,175
80	2,940	3,015	3,000	3,077	1,528	1,368	1,244
100	2,769	2,820	2,817	2,879	2,956	1,468	1,324
120	2,617	2,666	2,657	2,707	2,769	1,589	1,418
140	2,482	2,522	2,515	2,556	2,607	2,663	1,532
160	2,361	2,394	2,388	2,423	2,464	2,511	2,564
180	2,251	2,279	2,274	2,303	2,338	2,376	2,420
200	2,151	2,175	2,171	2,196	2,225	2,257	2,294
220	2,061	2,080	2,077	2,098	2,123	2,150	2,181
240	1,977	1,994	1,991	2,010	2,031	2,054	2,080
260	1,900	1,915	1,913	1,929	1,947	1,967	1,989

Окончание табл. 4.25

t, °C	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}	Нонан C_9H_{20}
280	1,829	1,842	1,840	1,854	1,870	1,887	1,906
300	1,764	1,775	1,773	1,775	1,799	1,814	1,831
320	1,703	1,712	1,711	1,722	1,734	1,747	1,761
340	1,646	1,654	1,653	1,663	1,673	1,685	1,698
360	1,593	1,600	1,599	1,607	1,617	1,627	1,638
380	1,543	1,549	1,548	1,556	1,564	1,574	1,583
400	1,496	1,502	1,501	1,058	1,515	1,523	1,532
420	1,452	1,457	1,457	1,463	1,469	1,477	1,484
440	1,411	1,415	1,415	1,420	1,426	1,433	1,440
460	1,372	1,376	1,375	1,380	1,386	1,391	1,398
480	1,335	1,338	1,338	1,342	1,347	1,353	1,358
500	1,300	1,303	1,303	1,307	1,311	1,316	1,321
520	1,266	1,270	1,269	1,273	1,277	1,281	1,286
540	1,235	1,236	1,237	1,241	1,244	1,248	1,253
560	1,205	1,207	1,207	1,210	1,214	1,217	1,221
580	1,176	1,179	1,178	1,181	1,184	1,188	1,191
600	1,149	1,151	1,151	1,154	1,156	1,150	1,163

Таблица 4.26. **Температурный коэффициент расширения α_t (10^{-3} K^{-1}) нормальных парафиновых углеводородов в зависимости от температуры t при p = 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}	Нонан C_9H_{20}
10	1,898	1,347	1,405	1,244	1,137	1,052	0,9768
20	1,979	1,385	1,447	1,277	1,164	1,074	0,9959
40	2,163	1,467	1,539	1,348	1,221	1,122	1,036
60	2,380	1,559	1,642	1,427	1,284	1,175	1,080
80	2,635	1,659	1,756	1,515	1,354	1,232	1,127
100	2,922	1,768	1,882	1,613	1,431	1,294	1,178
120	3,232	1,882	2,017	1,721	1,515	1,362	1,233
140	4,027	1,994	2,155	1,838	1,602	1,434	1,291
160	5,232	2,094	2,292	1,957	1,701	1,511	1,352
180	6,350	2,179	2,436	2,064	1,794	1,589	1,414
200	6,785	2,955	3,433	2,130	1,871	1,661	1,473
220	6,946	3,703	4,277	2,105	1,905	1,715	1,522

Окончание табл. 4.26

t, °C	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}	Нонан C_9H_{20}
240	6,617	4,591	5,103	2,894	1,852	1,726	1,548
260	5,583	5,348	5,593	3,474	1,626	1,656	1,531
280	4,829	5,778	5,835	4,087	2,594	1,448	1,436
300	4,229	6,118	6,046	4,534	3,022	2,183	1,223
320	3,745	6,230	5,596	4,697	3,454	2,502	1,763
340	3,354	5,348	4,820	4,719	3,778	2,847	2,178
360	3,034	4,647	4,248	4,753	3,922	3,161	2,460
380	2,770	4,103	3,783	4,692	3,936	3,373	2,740
400	2,549	3,657	3,398	4,225	3,928	3,450	2,966
420	2,362	3,287	3,076	3,773	3,950	3,436	3,094
440	2,203	2,979	2,806	3,416	3,939	3,398	3,121
460	2,065	2,721	2,579	3,116	3,706	3,385	3,086
480	1,945	2,504	2,385	2,859	3,332	3,393	3,038
500	1,839	2,319	2,220	2,637	3,045	3,362	3,009
520	1,745	2,160	2,076	2,444	2,807	3,182	3,006
540	1,662	2,023	1,951	2,276	2,603	2,898	3,009
560	1,586	1,903	1,841	2,129	2,423	2,674	2,953
580	1,519	1,798	1,744	1,999	2,265	2,487	2,779
600	1,457	1,704	1,658	1,885	2,124	2,326	2,554

Таблица 4.27. **Температурный коэффициент расширения α_t (10^{-3} K^{-1}) углеводородов и воды на линии насыщения (в жидком состоянии) [4.29]**

T, K	Метан	T, K	Этан	T, K	Пропан	T, K	Изобутан
111,4	2,27	184	2,01	231,10	2,01	261	1,87
120	3,46	200	2,31	248,06	2,21	285	2,22
130	4,37	210	2,58	259,83	2,45	300	2,52
140	5,18	230	3,32	275,24	2,90	315	2,91
150	6,58	240	3,80	291,83	3,60	330	3,44
160	8,87	260	5,46	317,42	5,19	345	4,20
170	14,20	270	6,67	330,70	6,52	360	5,40
180	32,80	280	9,40	351,23	15,20	375	7,56
185	58,60	290	15,90	359,61	23,70	390	12,80
190	—	300	96,20	367,18	—	—	—

Продолжение табл. 4.27

T, К	*н*-Бутан	*T*, К	Изопентан	*T*, К	*н*-Пентан	*T*, К	*н*-Гексан
273,1	1,73	301	1,73	309	1,40	342	1,28
289	2,01	325	2,03	335	1,93	370	1,86
305	2,37	340	2,27	350	2,21	385	2,17
321	2,80	355	2,58	365	2,52	400	2,46
337	3,45	370	2,99	380	2,92	415	2,88
353	4,31	385	3,54	395	3,54	430	3,41
369	7,31	400	4,36	410	4,48	445	4,14
385	9,87	415	5,66	425	5,95	460	5,41
405	10,00	430	8,10	440	15,50	475	20,00
T, К	*н*-Гептан	*T*, К	*н*-Октан	*T*, К	*н*-Нонан	*T*, К	*н*-Декан
372	1,6	399	1,62	424	1,60	447	1,61
380	1,7	415	1,79	435	1,71	460	1,70
400	1,9	435	2,05	455	1,94	480	1,99
420	2,2	455	2,39	475	2,27	500	2,30
440	2,7	475	2,88	495	2,70	520	2,71
460	3,2	495	3,60	515	3,33	540	3,41
480	4,2	515	4,82	535	4,36	560	4,58
500	6,8	535	6,96	555	6,31	580	6,60
520	24,5	555	15,90	575	11,70	600	12,80
T, К	Этилен	*T*, К	Пропилен	*T*, К	Цикло-пентан	*T*, К	Цикло-гексан
169	2,52	225	1,99	322	1,49	354	1,10
183	2,83	240	2,22	350	1,75	360	1,30
193	3,12	255	2,52	370	1,99	385	1,48
203	3,47	270	2,90	390	2,30	410	1,70
213	3,88	285	3,42	410	2,73	435	2,31
223	4,50	300	4,17.	430	3,36	400	2,50
233	5,40	315	5,32	450	4,36	485	3,05
243	6,70	330	7,38	470	6,22	510	4,89
263	10,70	345	12,20	490	11,05	535	15,80

Окончание табл. 4.27

T, К	Бензол	*T*, К	Толуол	*T*, К	*м*-Ксилол	*T*, К	*о*-Ксилол
353	1,15	383,8	1,38	412	1,38	417	1,31
375	1,37	400	1,43	430	1,50	430	1,39
400	1,67	425	1,67	455	1,73	455	1,59
425	2,02	450	2,07	480	2,04	480	1,85
475	2,49	475	2,52	505	2,47	505	2,20
500	3,13	500	3,11	530	3,14	530	2,71
525	4,32	525	3,98	555	4,29	555	3,54
550	6,98	550	6,15	580	6,83	580	5,11
562,6	16,10	575	14,30	605	18,00	605	9,36
T, К	*п*-Ксилол	*T*, К	Этилбензол	*T*, К	Вода		
412	1,57	409	1,35	373	0,78		
430	1,74	433	1,52	400	0,91		
455	1,83	453	1,70	430	1,02		
480	1,97	473	1,93	460	1,24		
505	2,62	493	2,23	490	1,89		
530	3,03	513	2,64	520	2,00		
555	4,87	553	4,14	550	2,70		
580	12,30	573	5,80	580	3,92		
605	42,70	593	9,88	610	7,85		

Таблица 4.28. **Температурный коэффициент расширения α_t метилциклогексана C_7H4_{14} в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	α_t, 10^{-3} K^{-1}, при *p*, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
10	1,056	1,050	1,042	1,028	1,014	1,001	0,9878
20	1,083	1,076	1,068	1,053	1,037	1,023	1,009
40	1,143	1,134	1,124	1,105	1,087	1,070	1,053
60	1,211	1,200	1,188	1,165	1,143	1,122	1,101
80	1,291	1,277	1,262	1,233	1,206	1,179	1,154
100	1,385	1,367	1,348	1,311	1,277	1,244	1,213

Окончание табл. 4.28

t, °C	α_t, 10^{-3} K^{-1}, при p, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
120	2,744	1,477	1,451	1,403	1,358	1,316	1,277
140	2,587	1,612	1,577	1,512	1,453	1,398	1,348
160	2,448	1,786	1,736	1,645	1,564	1,492	1,428
180	2,325	2,020	1,944	1,811	1,697	1,598	1,512
200	2,214	2,359	2,234	2,026	1,858	1,720	1,604
220	2,114	3,416	2,679	2,321	2,060	1,859	1,700
240	2,023	3,061	3,480	2,759	2,314	2,018	1,797
260	1,940	2,787	5,563	3,500	2,666	2,196	1,888
280	1,864	2,566	4,392	5,114	3,154	2,393	1,970
300	1,794	2,385	3,697	13,79	4,585	3,137	2,484
320	1,730	2,232	3,227	28,07	7,428	4,077	2,991
340	1,670	2,101	2,884	9,374	11,96	5,322	3,600
360	1,614	1,988	2,619	6,105	12,53	6,472	4,202
380	1,562	1,888	2,408	4,680	9,335	7,191	4,623
400	1,513	1,799	2,234	3,861	7,001	7,398	4,852
420	1,467	1,720	2,089	3,320	5,453	6,200	5,042
440	1,424	1,648	1,965	2,933	4,451	5,294	5,129
460	1,384	1,584	1,857	2,640	3,769	4,567	4,638
480	1,346	1,524	1,763	2,409	3,280	3,977	4,096
500	1,310	1,470	1,680	2,221	2,913	3,504	3,676
520	1,276	1,420	1,605	2,066	2,628	3,125	3,325
540	1,243	1,374	1,538	1,934	2,400	2,819	3,026
560	1,213	1,331	1,477	1,821	2,212	2,568	2,769
580	1,183	1,291	1,422	1,723	2,056	2,360	2,548
600	1,156	1,253	1,372	1,636	1,923	2,185	2,358

Таблица 4.29. **Температурный коэффициент расширения α_p 10^{-3} K^{-1}, бензола, толуола и этилбензола в зависимости от температуры t при давлении 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	Бензол C_6H_6	Толуол C_7H_8	Этилбензол C_8H_{10}	Бензол C_6H_6	Толуол C_7H_8	Этилбензол C_8H_{10}
	0,1 МПа			10 МПа		
10	1,105	1,017	0,9626	1,057	0,9708	0,9232
20	1,135	1,041	0,9837	1,082	0,9911	0,9412
40	1,199	1,094	1,030	1,135	1,034	0,9796
60	1,274	1,157	1,081	1,195	1,082	1,022
80	3,027	1,223	1,139	1,262	1,135	1,066
100	2,839	1,304	1,206	1,338	1,193	1,118
120	2,675	2,731	1,283	1,426	1,259	1,174
140	2,530	2,576	2,614	1,528	1,332	1,236
160	2,400	2,439	2,470	1,648	1,415	1,306
180	2,285	2,317	2,343	1,789	1,508	1,384
200	2,180	2,207	2,229	1,958	1,614	1,471
220	2,085	2,108	2,127	2,160	1,733	1,568
240	1,998	2,018	2,035	2,404	1,865	1,675
260	1,919	1,936	1,950	2,691	2,005	1,791
280	1,845	1,860	1,873	3,003	2,141	1,908
300	1,778	1,791	1,802	4,287	2,246	2,010
320	1,715	1,726	1,736	6,052	2,879	2,063
340	1,657	1,667	1,675	8,033	3,654	1,960
360	1,602	1,611	1,619	9,246	4,662	3,118
380	1,552	1,559	1,556	8,249	5,658	3,790
400	1,504	1,511	1,517	6,729	6,325	4,461
420	1,459	1,465	1,471	5,561	6,791	4,901
440	1,417	1,423	1,428	4,661	6,340	5,085
460	1,377	1,382	1,387	3,985	5,370	5,195
480	1,340	1,344	1,349	3,475	4,670	5,128
500	1,304	1,309	1,312	3,083	4,094	4,538
520	1,271	1,275	1,278	2,774	3,618	4,033
540	1,239	1,242	1,246	2,525	3,228	3,627
560	1,209	1,212	1,215	2,320	2,909	3,282
580	1,180	1,183	1,185	2,149	2,645	2,986
600	1,152	1,155	1,157	2,004	2,425	2,732

Таблица 4.30. **Температурный коэффициент расширения α_t широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) в зависимости от температуры T и давления p (по данным ЦИАМ—ВНИПИгазпереработки)**

T, К	α_t, 10^{-3} $К^{-1}$, при p, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
173,1	1,365	1,357	1,349	1,332	1,315	1,299	1,284
183,1	1,410	1,401	1,392	1,373	1,354	1,337	1,319
203,1	—	1,500	1,488	1,464	1,441	1,419	1,397
223,1	—	1,619	1,602	1,571	1,541	1,512	1,485
243,1	—	1,764	1,741	1,699	1,659	1,621	1,584
263,1	—	1,948	1,916	1,856	1,800	1,748	1,699
283,1	3,747	2,193	2,144	2,054	1,973	1,900	1,833
303,1	3,467	—	2,460	2,317	2,193	2,085	1,989
323,1	3,228	—	2,941	2,687	2,484	2,316	2,174
343,1	3,022	4,541	—	3,265	2,891	2,613	2,395
363,1	2,841	3,975	—	4,345	3,525	3,021	2,673
383,1	2,682	3,558	5,604	7,431	4,716	3,661	3,069
403,1	2,541	3,234	4,599	—	—	—	—
423,1	2,414	2,973	3,953	10,84	—	—	—
443,1	2,299	2,758	3,495	6,880	—	—	—
463,1	2,196	2,577	3,150	5,251	9,869	11,27	7,707
483,1	2,101	2,421	2,878	4,329	6,881	8,578	7,994
503,1	2,015	2,286	2,657	3,724	5,338	6,734	6,876
523,1	1,935	2,167	2,474	3,291	4,404	5,449	5,775
543,1	1,862	2,061	2,318	2,964	3,778	4,559	4,935
563,1	1,794	1,967	2,184	2,706	3,326	3,922	4,278
583,1	1,731	1,881	2,067	2,496	2,984	3,450	3,763
603,1	1,672	1,804	1,963	2,322	2,715	3,086	3,354
623,1	1,617	1,733	1,871	2,174	2,496	2,798	3,026
643,1	1,566	1,668	1,789	2,047	2,315	2,565	2,759
663,1	1,518	1,609	1,714	1,937	2,163	2,371	2,537
683,1	1,473	1,553	1,646	1,839	2,032	2,209	2,351
703,1	1,430	1,502	1,584	1,753	1,918	2,069	2,192
723,1	1,390	1,454	1,527	1,675	1,819	1,949	2,055
743,1	1,352	1,410	1,475	1,605	1,730	1,843	1,936
763,1	1,316	1,368	1,426	1,542	1,651	1,750	1,831
773,1	1,299	1,348	1,403	1,512	1,615	1,707	1,784

Таблица 4.31. **Температурный коэффициент расширения α_t АСКТ-2 и АСКТ-4 в зависимости от температуры t при трех значениях давления**

t, °C	α_t, 10^{-3} K^{-1}, при p, МПа					
	0,1	0,5	6,0	0,1	0,5	6,0
	АСКТ-2			АСКТ-4		
–100	1,270	1,267	1,233	1,169	1,167	1,137
–90	1,307	1,304	1,266	1,201	1,198	1,165
–80	1,347	1,344	1,302	1,234	1,231	1,195
–70	1,390	1,387	1,340	1,269	1,266	1,226
–60	1,437	1,433	1,381	1,307	1,304	1,260
–50	1,488	1,483	1,424	1,348	1,345	1,296
–40	1,543	1,538	1,471	1,393	1,388	1,333
–30	1,604	1,598	1,521	1,441	1,436	1,374
–20	1,672	1,665	1,576	1,493	1,488	1,417
–10	—	1,739	1,635	1,551	1,545	1,464
0	—	1,823	1,700	1,614	1,607	1,514
20	3,651	2,025	1,850	—	1,754	1,628
40	3,381	—	2,035	3,431	1,942	1,764
60	3,151	—	2,270	3,190	2,193	1,929
80	2,952	3,559	2,581	2,983	—	2,135
100	2,779	3,256	3,016	2,803	3,437	2,399
120	2,625	3,008	3,680	2,646	3,148	2,752
140	2,489	2,801	4,860	2,505	2,911	3,254
160	2,366	2,624	—	2,380	2,712	4,030
180	2,256	2,471	—	2,267	2,543	—
200	2,155	2,336	—	2,165	2,396	—
250	1,940	2,063	6,006	1,947	2,102	9,701
300	1,765	1,852	3,762	1,770	1,859	4,890
350	1,620	1,682	2,818	1,624	1,702	3,328
400	1,497	1,543	2,289	1,500	1,558	2,576
450	1,392	1,427	1,947	1,394	1,437	2,128
500	1,300	1,327	1,705	1,302	1,336	1,829

Примечание. Состав АСКТ, % (мас.), указан ниже:

Наименование	C_2H_6	C_3H_8	*н*-C_4H_{10}	*н*-C_5H_{12}	*н*-C_6H_{14}
АСКТ-2	1	20	45	25	9
АСКТ-4	—	—	45	40	15

Таблица 4.32. **Значения постоянных коэффициентов в уравнении (4.36) для парафиновых углеводородов**

Углеводород	Формула	A_0	φ_1	B_0	φ_2	φ_3	C_0	φ_4	φ_5
Пропан	C_3H_8	0,100	0,00487	1671,26	–12308,69	23525,89	2880,02	–24046,33	49755,04
н-Бутан	C_4H_{10}	–0,058	0,00455	3635,75	–27386,69	52712,31	6193,01	–49290,49	99772,60
Изобутан	C_4H_{10}	0,103	0,00435	1110,46	–8821,55	18388,91	1411,71	–14154,93	34456,86
н-Пентан	C_5H_{12}	0,447	0,00273	891,53	–7256,42	16722,89	724,73	–9657,27	31050,34
н-Октан	C_8H_{18}	0,663	0,00173	166,33	–1524,21	5353,38	–373,31	–185,19	12064,32
н-Декан	$C_{10}H_{22}$	0,839	0,00145	140,94	–1028,03	2229,66	388,28	–4162,37	13139,50

Таблица 4.33. **Коэффициент изотермической сжимаемости $\beta_{из}$ метана в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	$\beta_{из}$, $МПа^{-1}$, при *p*, МПа										
	0,1	1	2	4	6	8	10	20	30	40	50
10	10,02	1,020	0,5209	0,2702	0,1891	0,1466	0,1189	0,04436	0,01661	0,009961	0,006966
20	10,02	1,018	0,5180	0,2686	0,1853	0,1428	0,1156	0,04865	0,01796	0,01062	0,007412
40	10,01	1,013	0,5133	0,2634	0,1798	0,1372	0,1107	0,04873	0,02107	0,01187	0,008219
60	10,01	1,010	0,5098	0,2596	0,1759	0,1334	0,1072	0,04863	0,02485	0,01318	0,008957
80	10,01	1,007	0,5071	0,2568	0,1730	0,1307	0,1048	0,04846	0,02833	0,01467	0,009689
100	10,01	1,005	0,5049	0,2546	0,1709	0,1286	0,1029	0,04821	0,02905	0,01640	0,01047
120	10,00	1,003	0,5032	0,2529	0,1692	0,1271	0,1015	0,04794	0,02901	0,01828	0,01134
140	10,00	1,002	0,5018	0,2516	0,1679	0,1259	0,1004	0,04767	0,02907	0,01990	0,01232
160	10,00	1,001	0,5017	0,2505	0,1669	0,1249	0,09956	0,04742	0,02914	0,02059	0,01339
180	10,00	0,9998	0,4997	0,2496	0,1660	0,1241	0,09886	0,04719	0,02920	0,02055	0,01445

Окончание табл. 4.33

t, °C	$\beta_{из}$, МПа$^{-1}$, при p, МПа										
	0,1	1	2	4	6	8	10	20	30	40	50
200	9,999	0,9990	0,4990	0,2489	0,1654	0,1235	0,09829	0,04699	0,02926	0,02058	0,01534
220	9,998	0,9984	0,4983	0,2482	0,1648	0,1230	0,09783	0,04683	0,02930	0,02063	0,01584
240	9,997	0,9978	0,4978	0,2477	0,1643	0,1226	0,09744	0,04668	0,02930	0,02070	0,01588
260	9,996	0,9973	0,4974	0,2473	0,1639	0,1222	0,09713	0,04656	0,02935	0,02077	0,01588
280	9,997	0,9970	0,4970	0,2470	0,1636	0,1219	0,09686	0,04645	0,02937	0,02083	0,01592
300	9,996	0,9966	0,4967	0,2467	0,1634	0,1217	0,09664	0,04636	0,02939	0,02090	0,01596
320	9,996	0,9964	0,4964	0,2464	0,1631	0,1215	0,09646	0,04629	0,02940	0,02096	0,01601
340	9,996	0,9961	0,4962	0,2462	0,1629	0,1213	0,09631	0,04623	0,02942	0,02101	0,01607
360	9,996	0,9959	0,4960	0,2461	0,1628	0,1212	0,09618	0,04618	0,02943	0,02106	0,01612
380	9,996	0,9958	0,4958	0,2459	0,1627	0,1210	0,09608	0,04614	0,02945	0,02111	0,01617
400	9,995	0,9956	0,4957	0,2458	0,1625	0,1209	0,09599	0,04611	0,02946	0,02115	0,01623
420	9,995	0,9955	0,4956	0,2457	0,1625	0,1209	0,09592	0,04608	0,02948	0,02119	0,01628
440	9,995	0,9954	0,4955	0,2456	0,1624	0,1208	0,09586	0,04607	0,02949	0,02123	0,01632
460	9,995	0,9953	0,4954	0,2456	0,1623	0,1207	0,09581	0,04605	0,02951	0,02127	0,01637
480	9,995	0,9952	0,4954	0,2455	0,1623	0,1207	0,09578	0,04604	0,02953	0,02130	0,01641
500	9,995	0,9952	0,4953	0,2455	0,1622	0,1207	0,09575	0,04604	0,02955	0,02134	0,01645
520	9,995	0,9952	0,4953	0,2454	0,1622	0,1206	0,09573	0,04604	0,02956	0,02137	0,01649
540	9,995	0,9952	0,4953	0,2454	0,1622	0,1206	0,09571	0,04604	0,02958	0,02140	0,01653
560	9,995	0,9952	0,4952	0,2454	0,1622	0,1206	0,09570	0,04604	0,02960	0,02143	0,01657
580	9,995	0,9952	0,4952	0,2454	0,1622	0,1206	0,09570	0,04605	0,02962	0,02146	0,01660
600	9,995	0,9952	0,4952	0,2454	0,1622	0,1206	0,09570	0,04606	0,02964	0,02149	0,01663

Таблица 4.34. **Коэффициент изотермической сжимаемости $\beta_{из}$ этана в зависимости от температуры t при давлении 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	$\beta_{из}$, 10^{-2} МПа$^{-1}$		t, °С	$\beta_{из}$, 10^{-2} МПа$^{-1}$		t, °С	$\beta_{из}$, 10^{-2} МПа$^{-1}$	
	0,1	10		0,1	10		0,1	10
10	1008	0,00955	220	1001	0,1100	420	1000	0,0991
20	1008	0,01264	240	1001	0,1078	440	1000	0,0987
40	1006	0,02671	260	1001	0,1060	460	1000	0,0984
60	1005	0,07159	280	1001	0,1045	480	999,9	0,0981
80	1004	0,1415	300	1001	0,1033	500	999,9	0,0978
100	1004	0,1434	320	1001	0,1023	520	999,8	0,0975
120	1003	0,1358	340	1000	0,1015	540	999,8	0,0973
140	1003	0,1277	360	1000	0,1007	560	999,7	0,0971
160	1002	0,1213	380	1000	0,1001	580	999,7	0,0970
180	1002	0,1165	400	1000	0,0996	600	999,7	0,0968
200	1002	0,1128						

Таблица 4.35. **Коэффициент изотермической сжимаемости $\beta_{из}$ пропана в зависимости от температуры t и давления p (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.).**

t, °C	$\beta_{из}$, $МПа^{-1}$, при p, МПа										
	0,1	1	2	4	6	8	10	20	30	40	50
10	10,17	0,003593	0,003489	0,003301	0,003135	0,002986	0,002851	0,002340	0,001995	0,001744	0,001554
20	10,15	0,004470	0,004306	0,004015	0,003765	0,003547	0,003355	0,002659	0,002218	0,001911	0,001683
40	10,13	1,182	0,007216	0,006383	0,005739	0,005225	0,004803	0,003466	0,002743	0,002284	0,001965
60	10,11	1,140	0,7404	0,01193	0,009739	0,008281	0,007234	0,004542	0,003371	0,002703	0,002268
80	10,09	1,112	0,6617	0,03402	0,01995	0,01449	0,01151	0,005924	0,004089	0,003154	0,002581
100	10,08	1,091	0,6189	0,6846	0,06436	0,02935	0,01946	0,007654	0,004893	0,003634	0,002906
120	10,06	1,075	0,5919	0,4268	0,4217	0,07909	0,03725	0,01005	0,005889	0,004198	0,003276
140	10,06	1,062	0,5731	0,3616	0,3439	0,1787	0,06984	0,01325	0,007104	0,004857	0,003698
160	10,05	1,052	0,5594	0,3297	0,2716	0,1954	0,1100	0,01709	0,008517	0,005655	0,004168
180	10,04	1,044	0,5490	0,3105	0,2381	0,1851	0,1264	0,02109	0,01005	0,006421	0,004679
200	10,04	1,038	0,5409	0,2975	0,2192	0,1718	0,1264	0,02489	0,01158	0,007266	0,005215
220	10,03	1,032	0,5344	0,2882	0,2070	0,1614	0,1240	0,02864	0,01302	0,008097	0,005757
240	10,03	1,028	0,5290	0,2812	0,1985	0,1537	0,1205	0,03273	0,01434	0,008878	0,006286
260	10,02	1,024	0,5247	0,2758	0,1922	0,1479	0,1171	0,03736	0,01556	0,009592	0,006784
280	10,02	1,021	0,5210	0,2714	0,1875	0,1434	0,1140	0,04205	0,01677	0,01024	0,007243

300	10,02	1,018	0,5178	0,2679	0,1837	0,1399	0,1115	0,04496	0,01803	0,01085	0,007661
320	10,02	1,015	0,5152	0,2649	0,1807	0,1371	0,1093	0,04508	0,01940	0,01143	0,008045
340	10,01	1,013	0,5129	0,2625	0,1782	0,1349	0,1075	0,04520	0,02091	0,01200	0,008402
380	10,01	1,009	0,5092	0,2586	0,1743	0,1314	0,1047	0,04554	0,02421	0,01322	0,009076
400	10,01	1,008	0,5076	0,2571	0,1729	0,1300	0,1035	0,04565	0,02573	0,01389	0,009411
420	10,01	1,007	0,5063	0,2557	0,1716	0,1289	0,1026	0,04574	0,02683	0,01461	0,009754
440	10,01	1,005	0,5051	0,2546	0,1705	0,1279	0,1017	0,04580	0,02720	0,01538	0,01011
460	10,01	1,004	0,5041	0,2535	0,1695	0,1270	0,1010	0,04582	0,02720	0,01619	0,01049
480	10,00	1,003	0,5032	0,2527	0,1687	0,1262	0,1004	0,04583	0,02725	0,01701	0,01088
500	10,00	1,003	0,5023	0,2519	0,1679	0,1256	0,09980	0,04582	0,02733	0,01779	001130
520	10,00	1,002	0,5016	0,2511	0,1673	0,1250	0,09931	0,04580	0,02742	0,01849	0,01174
540	10,00	1,001	0,5009	0,2505	0,1667	0,1245	0,09887	0,04578	0,02751	0,01903	0,01220
560	10,00	1,001	0,5003	0,2499	0,1662	0,1240	0,09848	0,04574	0,02760	0,01934	0,01267
580	10,00	1,000	0,4998	0,2494	0,1657	0,1236	0,09813	0,04571	0,02769	0,01940	0,01315
600	10,00	0,9995	0,4993	0,2490	0,1653	0,1232	0,09782	0,04569	0,02777	0,01941	0,01361

Таблица 4.36. **Коэффициент изотермической сжимаемости $\beta_{из}$ бутана в зависимости от температуры t и давления p (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	$\beta_{из}$, 10^{-2} МПа$^{-1}$, при p, МПа					
	0,1	2	6	10	20	30
20	1026	0,2358	0,2206	0,2074	0,1810	0,1609
60	1018	0,4427	0,3879	0,3461	0,2747	0,2292
100	1013	1,1650	0,8208	0,6429	0,4266	0,3239
140	1009	68,06	2,540	1,336	0,6481	0,4385
180	1007	60,62	26,32	3,299	0,9803	0,5837
220	1005	57,06	29,55	7,95	1,508	0,7868
260	1004	54,98	23,39	11,92	2,121	1,029
300	1003	53,63	20,80	11,87	2,689	1,266
340	1003	52,69	19,42	11,51	3,303	1,470
380	1002	52,01	18,57	11,11	4,034	1,656
420	1001	51,50	18,00	10,78	4,463	1,852
460	1001	51,10	17,60	10,51	4,449	2,078
500	1001	50,80	17,30	10,31	4,467	2,336

Таблица 4.37. **Коэффициент изотермической сжимаемости $\beta_{из}$, 10^{-2} МПа$^{-1}$, парафиновых углеводородов в зависимости от температуры t при p = 0,1 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}
20	1023	0,1952	0,2104	0,1310	0,1088	0,09675
60	1016	1027	1025	0,1960	1,1559	0,1351
100	1012	1020	1018	1027	1037	0,1965
140	1009	1014	1013	1020	1027	1036
180	1007	1011	1010	1015	1021	1027
220	1005	1008	1008	1012	1016	1021
260	1004	1006	1006	1009	1012	1016
300	1003	1005	1005	1007	1010	1013

Окончание табл. 4.37

t, °C	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}
340	1002	1004	1004	1006	1008	1010
380	1002	1003	1003	1005	1006	1008
420	1001	1002	1002	1004	1005	1007
460	1001	1002	1002	1003	1004	1006
500	1001	1001	1001	1002	1003	1005

Таблица 4.38. **Коэффициент изотермической сжимаемости $\beta_{из}$, 10^{-2} МПа$^{-1}$, парафиновых углеводородов в зависимости от температуры t при p = 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}
20	0,2282	0,1733	0,1842	0,1214	0,1025	0,0921
60	0,4033	0,2622	0,2803	0,1741	0,1427	0,1256
100	0,8161	0,4201	0,4548	0,2620	0,2059	0,1760
140	1,851	0,7192	0,7937	0,4208	0,3120	0,2562
180	4,862	1,287	1,453	0,7280	0,5029	0,3917
220	9,292	2,499	3,039	1,307	0,8583	0,6321
260	11,05	5,393	6,260	2,412	1,437	1,048
300	11,07	9,547	10,31	4,641	2,435	1,603
340	10,85	11,68	11,23	7,247	4,203	2,629
380	10,60	11,56	11,19	9,949	6,198	4,176
420	10,37	11,32	10,99	10,26	8,374	5,788
460	10,19	11,02	10,74	10,35	9,969	7,468
500	10,04	10,75	10,52	10,33	9,945	9,263

Таблица 4.39. **Коэффициент изотермической сжимаемости $\beta_{из}$ метилциклогексана C_7H_{14} в зависимости от температуры t и давления p (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	$\beta_{из}$, 10^{-2} МПа$^{-1}$, при p, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
10	0,0988	0,0983	0,0977	0,0966	0,0955	0,0944	0,0934
20	0,1065	0,1059	0,1052	0,1039	0,1026	0,1013	0,1001
40	0,1243	0,1235	0,1225	0,1207	0,1189	0,1172	0,1155
60	0,1463	0,1450	0,1437	0,1411	0,1386	0,1361	0,1338
80	0,1738	0,1720	0,1700	0,1663	0,1627	0,1593	0,1560
100	0,2091	0,2064	0,2035	0,1980	0,1928	0,1879	0,1833
120	1029	0,2515	0,2471	0,2388	0,2311	0,2239	0,2171
140	1025	0,3126	0,3056	0,2926	0,2807	0,2698	0,2598
160	1022	0,3987	0,3869	0,3655	0,3466	0,3297	0,3144
180	1019	0,5266	0,5054	0,4682	0,4365	0,4092	0,3854
200	1017	0,7320	0,6897	0,6195	0,5633	0,5173	0,4788
220	1015	123,4	1,006	0,8568	0,7492	0,6675	0,6032
240	1013	119,3	1,646	1,263	1,035	0,8809	0,7698
260	1012	116,2	81,50	2,067	1,499	1,190	0,9925
280	1010	113,8	72,73	4,150	2,310	1,640	1,285
300	1009	111,9	67,61	15,97	3,843	2,294	1,660
320	1008	111,04	64,21	111,15	8,122	3,510	2,260
340	1008	109,1	61,77	55,44	19,53	5,676	3,163
360	1007	108,0	59,93	43,89	30,29	8,936	4,416
380	1006	107,1	58,50	38,63	30,22	12,86	5,913
400	1006	106,3	57,35	35,54	28,24	16,54	7,534
420	1005	105,6	56,40	33,49	25,98	16,68	9,343
440	1005	105,0	55,62	32,02	24,19	16,68	11,11
460	1004	104,5	54,95	30,91	22,84	16,47	11,51
480	1004	104,1	54,38	30,04	21,81	16,13	11,47
500	1003	103,6	53,89	29,34	21,01	15,74	11,47
520	1003	103,3	53,47	28,77	20,37	15,35	11,43
540	1003	103,0	53,09	28,29	19,85	15,00	11,36
560	1003	102,7	52,76	27,88	19,42	14,69	11,26
580	1002	102,4	52,47	27,53	19,05	14,41	11,15
600	1002	102,2	52,21	27,23	18,75	14,17	11,04

Таблица 4.40. **Коэффициент изотермической сжимаемости $\beta_{из}$, 10^{-10} $Па^{-1}$, бензола, толуола и этилбензола в зависимости от температуры t при давлении 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	Бензол C_6H_6	Толуол C_7H_8	Этилбензол C_8H_{10}	Бензол C_6H_6	Толуол C_7H_8	Этилбензол C_8H_{10}
	0,1 МПа			10 МПа		
10	6,803	6,652	6,147	6,537	6,415	5,949
20	7,338	7,154	6,577	7,024	6,876	6,347
40	8,581	8,304	7,548	8,144	7,922	7,239
60	10,13	9,698	8,704	9,506	9,167	8,287
80	10,26	11,42	10,10	11,19	10,67	9,530
100	10,22	13,58	11,82	13,30	12,51	11,02
120	10,19	10,27	13,97	16,01	14,79	12,84
140	10,16	10,23	10,29	19,55	17,67	15,09
160	10,14	10,20	10,26	24,30	21,36	17,90
180	10,13	10,18	10,22	30,85	26,19	21,48
200	10,11	10,16	10,20	40,16	32,64	26,11
220	10,10	10,14	10,17	53,87	41,45	32,24
240	10,09	10,12	10,16	74,81	53,75	40,48
260	10,08	10,11	10,14	107,9	71,23	51,79
280	10,07	10,10	10,12	161,0	96,36	67,55
300	10,06	10,09	10,11	254,2	132,1	89,64
320	10,06	10,08	10,10	454,2	180,3	120,0
340	10,05	10,07	10,09	819,9	264,2	159,0
360	10,05	10,06	10,08	1287	406,0	217,8
380	10,04	10,06	10,07	1477	617,9	312,2
400	10,04	10,05	10,07	1478	877,4	447,1
420	10,03	10,05	10,06	1445	1170	608,6
440	10,03	10,04	10,06	1391	1314	778,1
460	10,03	10,04	10,05	1337	1302	958,0
480	10,02	10,04	10,05	1289	1299	1111
500	10,02	10,03	10,04	1248	1284	1132

Таблица 4.41. **Коэффициент изотермической сжимаемости $\beta_{из}$, широкой фракции легких углеводородов в зависимости от температуры t и давления p (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, К	$\beta_{из}$, 10^{-10} МПа$^{-1}$, при p, МПа												
	0,1	0,2	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
173,1	150 300	75 130	30 050	15 020	7504	5000	3747	2996	2495	2137	1869	1660	1493
183,1	140 800	70 420	28 160	14 080	7036	4689	3513	2811	2341	2006	1754	1559	1402
203,1	—	61 770	24 710	12 350	6177	4118	3088	2470	2058	1764	1544	1372	1235
223,1	—	—	21 580	10 790	5398	3600	2701	2162	1802	1545	1353	1203	1083
243,1	—	—	18 700	9354	4682	3124	2346	1878	1567	1344	1178	1048	945,8
263,1	—	—	—	8020	4018	2683	2016	1616	1349	1158	1015	904,2	815,2
283,1	3663	—	—	6773	3398	2272	1710	1372	1147	985,8	865,1	771,1	696,0
303,1	3403	35,14	—	—	2817	1888	1424	1146	958,6	825,6	725,7	648,0	585,8
323,1	3178	32,66	—	—	2272	1529	1157	933,7	784,7	677,7	597,4	534,9	484,8
343,1	2982	30,53	—	37,94	—	1194	910,2	739,5	625,1	543,0	481,1	432,7	393,9
363,1	2810	28,68	30,59	34,45	—	877,3	682,4	563,1	482,1	423,4	378,7	343,4	314,8
383,1	2657	27,05	28,61	31,66	40,65	—	468,5	405,9	359,0	322,8	294,0	270,6	251,1
403,1	2520	25,60	26,90	29,36	36,01	47,72	—	—	—	—	—	—	—
423,1	2397	24,31	25,40	27,42	32,56	40,28	54,46	78,99	—	—	—	—	—
443,1	22,85	23,15	24,07	25,75	29,85	35,44	43,76	53,82	—	—	—	—	—
463,1	21,84	22,09	22,88	24,30	27,64	31,91	37,61	43,55	56,67	69,58	80,68	89,31	95,78

483,1	20,91	21,13	21,81	23,03	25,80	29,18	33,39	37,43	45,46	53,32	61,15	67,75	73,10
503,1	20,06	20,26	20,85	21,89	24,23	26,97	30,23	33,20	38,75	43,99	49,43	54,49	58,78
523,1	19,28	19,45	19,97	20,87	22,87	25,14	27,75	30,03	34,15	37,91	41,84	45,66	49,11
543,1	18,56	18,71	19,16	19,95	21,67	23,58	25,73	27,54	30,74	33,59	36,55	39,48	42,23
563,1	17,89	18,02	18,42	19,12	20,61	22,24	24,03	25,51	28,09	30,32	32,63	34,93	37,14
583,1	17,26	17,38	17,74	18,36	19,66	21,07	22,59	23,82	25,94	27,74	29,60	31,45	33,25
603,1	16,68	16,79	17,11	17,66	18,81	20,03	21,34	22,37	24,15	25,65	27,17	28,69	30,17
623,1	16,14	16,24	16,52	17,01	18,03	19,11	20,24	21,12	22,64	23,90	25,17	26,44	27,68
643,1	15,63	15,72	15,98	16,42	17,33	18,28	19,27	20,03	21,34	22,41	23,49	24,57	25,62
663,1	15,16	15,23	15,47	15,86	16,68	17,52	18,40	19,06	20,20	21,13	22,06	22,98	23,89
683,1	14,71	14,78	14,99	15,35	16,08	16,84	17,61	18,19	19,20	20,01	20,82	21,62	22,40
703,1	14,29	14,35	14,54	14,87	15,53	16,21	16,90	17,41	18,31	19,02	19,73	20,43	21,11
723,1	13,89	13,94	14,12	14,42	15,02	15,63	16,25	16,71	17,51	18,14	18,76	19,38	19,99
743,1	13,51	13,56	13,72	14,00	14,54	15,10	15,66	16,06	16,78	17,34	17,90	18,45	18,99
763,1	13,15	13,20	13,35	13,60	14,10	14,60	15,11	15,47	16,12	16,63	17,13	17,62	18,10
773,1	12,98	13,03	13,17	13,41	13,89	14,37	14,85	—	15,81	16,29	16,77	17,23	17,69

Таблица 4.42. **Степень сжимаемости δ газообразного метана CH_4 в зависимости от давления p и температуры t ($P_0 = 1{,}01 \cdot 10^5$ Па, V_0 = const при $t = 0$ °С)**

p, 10^5 Па	δ при t, °С								
	–70	–50	–25	0	25	50	100	150	200
1,01	0,7410	0,8150	0,9075	1,0000	1,0922	1,1845	1,3686	1,5525	1,7363
10,13	0,6985	0,7795	0,8803	0,9785	1,0733	1,1780	1,1395	1,5470	1,7348
20,26	0,6473	0,7402	0,8493	0,9543	1,0549	1,1590	1,3500	1,5422	1,7330
33,40	0,5910	0,6991	0,8183	0,9297	1,0373	1,1412	1,3411	1,5370	1,7311
40,53	0,5244	0,6547	0,7873	0,9061	1,0198	1,1275	1,3335	1,5345	1,7309
50,66	0,4425	0,6069	0,7553	0,8830	1,0034	1,1152	1,3268	1,5319	1,7307
60,79	0,3366	0,5551	0,7243	0,8607	0,9871	1,1017	1,3200	1,5292	1,7308
81,06	0,2556	0,4604	0,6651	0,8192	0,9569	1,0799	1,3098	1,5248	1,7322
101,32	0,2808	0,4088	0,6167	0,7845	0,9319	1,0624	1,3018	1,5237	1,7357
121,58	0,3175	0,4095	0,5877	0,7604	0,9126	1,0487	1,2965	1,5241	1,7414
141,85	0,3543	0,4304	0,5801	0,7457	0,9003	1,0399	1,2939	1,5272	1,7485
162,10	0,3915	0,4601	0,5891	0,7425	0,8949	1,0367	1,2952	1,5325	1,7570
182,38	0,4288	0,4924	0,6079	0,7482	0,8970	1,0373	1,2997	1,5398	1,7668
202,04	0,4656	0,5269	0,6319	0,7631	0,9048	1,0437	1,3076	1,5500	1,7774

Таблицы к разделу 5

Таблица 5.1. **Постоянные *A*, *B* и *C* в уравнении (5.1) [5.1, 5.2]**

Углеводороды	*A*	*B*	*C*	Интервал температур, °C	Степень точности уравнения*
Парафиновые C_nH_{2n+2}					
Метан	8,68920	380,224	264,804	−182,5 ÷ −161,6	III
	8,94044	437,085	272,664	−161,6 ÷ −118	II
	9,44093	600,175	298,422	−118 ÷ −82	II
Этан	9,67852	1030,628	312,233	−300—32	II
	8,94372	661,088	256,504	−182,8 ÷ −88,6	II
	9,10120	722,955	265,155	−88,6 ÷ −30	II
Пропан	9,43691	1049,086	278,820	−42 — 29	III
	9,96850	1486,647	348,330	28,8—96,8	III
	8,95554	813,864	248,116	−188,6 ÷ −42	II
н-Бутан	9,12119	1030,340	251,041	−0,5—75	III
	9,77473	1513,300	321,493	75—150	III
	9,00522	968,098	242,555	−138 ÷ −0,5	II
н-Пентан	8,99862	1075,816	233,359	−30—120	I—II
	9,59970	1520,659	297,091	120—197	II
н-Гексан	9,00266	1171,530	224,366	−60—150	I—II
	9,96359	1981,398	334,400	130—235	III
н-Гептан	9,02517	1266,871	216,757	−60—160	I—II
	9,97731	2121,840	331,788	160—267	II
н-Октан	9,04867	1355,126	209,517	−40—220	I—II
	10,2239	2506,746	358,893	220—296	II
н-Нонан	9,06003	1428,811	201,619	−53,5 — 230	I–II
н-Декан	9,07867	1501,268	194,480	−29,7 — 260	I—II
2-Метилпропан	8,95315	916,054	243,783	−159,4 ÷ −90	II
	9,31184	1120,165	271,853	−11,7—134	II
2-Метилбутан	8,91457	1020,012	233,097	−30—100	I—II
	9,64215	1547,320	308,242	100—188	II

Продолжение табл. 5.1

Углеводороды	*A*	*B*	*C*	Интервал температур, °С	Степень точности уравнения*
2,2-Диметилпропан	8,90170	957,204	238,806	–16,6—10	II
2-Метилпентан	8,96400	1135,410	226,572	–60 ÷ –420	II
	9,75650	1752,587	312,471	120—225	II
2,2-Диметилбутан	8,87973	1081,176	229,343	–80—120	II
	12,4298	5364,206	687,259	120—216	II
2-Метилгексан	8,99809	1236,026	219,545	–60—150	I–II
2,2-Диметилпентан	8,93969	1190,033	233,303	–60—160	I—II
	10,2989	2470,550	394,775	160—210	II
2-Метилгептан	9,04227	1337,468	213,693	–50—180	I—II
Олефиновые C_nH_{2n}					
Этилен	8,99941	624,240	260,007	–103,7 ÷ –70	II
	9,30072	768,260	282,430	–70—9,5	II
	8,88993	590,338	255,684	–169,2 ÷ –103,7	II
Пропилен	9,70448	1220,330	309,800	0,0—91,4	III
	8,77298	712,188	236,796	–47,7—0,0	III
	8,98148	798,456	248,581	–182,5—47,7	II
Бутен-1	9,05000	961,437	243,977	–120—45	III
	9,77203	1480,036	320,536	45—147	III
Изобутен	9,31694	965,340	245,670	–7—145	I
	9,05060	957,342	236,712	–120 ÷ –60	—
Пентен-1	8,97977	1049,000	233,994	–60 ÷ 120	II
	10,62487	2544,610	432,915	130—200	III
Гептен-1	9,13020	1308,930	224,150	–20—100	III
Нонен-1	9,07879	1435,359	205,535	–70—200	I—II
Децен-1	9,08526	1501,872	197,578	–50—220	I—II
Нафтеновые C_nH_{2n}					
Циклопентан	9,00288	119,208	230,738	–60—130	I—II
	9,01968	1047,951	235,066	–80—60	II
	9,55812	1529,360	288,100	130—239	III

Продолжение табл. 5.1

Углеводороды	*A*	*B*	*C*	Интервал температур, °С	Степень точности уравнения*
Метилциклопентан	9,98773	1186,720	226,042	–60—150	I–II
	9,80880	1890,720	325,636	150—259	II
Этилциклопентан	9,01199	1298,599	220,675	–60—180	I—II
	9,80880	1890,720	325,636	150—259	II
1,1-Диметилциклопентан	8,94215	1219,474	221,946	–60—160	I—II
н-Пропилциклопентан-1	9,02882	1384,386	213,159	–50—180	I—II
Изопропилциклопентан	9,01113	1379,415	217,969	–50—180	I—II
Циклогексан	8,96998	1203,526	222,863	6,55—200	I—II
	9,11057	1292,654	231,585	–103—100	III
	10,31772	2584,477	416,259	200—281	II
Метилциклогексан	8,95179	1272,864	221,630	–40—160	I—II
	9,68996	1229,244	313,643	160—299	II
Этилциклогексан	8,99448	1384,036	215,128	–50—180	I—II
н-Пропилциклогексан	9,01356	1461,715	207,980	–50—220	I—II
н-Бутилциклогексан-1	9,03751	1539,449	200,880	–30—250	I—I
Изобутилциклогексан	8,99193	1492,462	203,085	–40—240	I—II
Ароматические C_nH_{2n-6}					
Бензол	9,03600	1214,645	221,205	5,5—190	I—II
	10,24821	2409,439	388,266	190—289	III
Толуол	9,07989	1345,087	219,515	–30—220	I—II
	8,43388	743,633	90,456	200—320	III
Этилбензол	9,08394	1425,464	213,345	–20—200	I—II
	9,40370	1649,600	230,000	0—140	III
1,2-Диметилбензол	9,12381	1474,679	213,686	–20—220	I—II
1,3-Диметилбензол	9,13339	1461,925	215,073	–20—220	I—II

Окончание табл 5.1

Углеводороды	*A*	*B*	*C*	Интервал температур, °С	Степень точности уравнения*
1,4-Диметилбензол	9,11674	1454,328	215,411	13—220	I—II
н-Пропилбензол-1	9,07584	1490,963	207,100	–40—240	I—II
Изопропилбензол	9,06448	1462,717	202,973	–50—230	I—II
н-Бутилбензол-1	9,10808	1577,965	201,378	–30—250	I—II
Ацетиленовые C_nH_{2n-2}					
Ацетилен	6,81570	925,59	283,05	–81,8—35	III
	9,53171	1066,4	269,96	–34,3—75	—
Метилацетилен	9,20090	920,72	242,48	–104,7 ÷ –23	III
	9,58321	994,78	250,37	–23,3—60	—
Бутин-1	7,25650	994,89	140,31	–50—30	IV
Бутин-2	9,08160	1050,57	230,59	–30—27	III
Пропадиен	9,45258	994,126	257,896	–136—34	II
1,3-Бутадиен	9,08618	973,60	243,20	–100 ÷ –4,6	III

* Среднее значение погрешности, %: I — 0,00—0,05; II — 0,05—0,5; III — 0,5—2,5; IV — 2,5 и более.

Таблица 5.2. **Фактор ацентричности ω неорганических веществ [5.24]**

Вещество	ω	Вещество	ω
Водород	–0,22	Диоксид углерода	0,225
Азот	0,040	Метанол	0,559
Кислород	0,021	Этанол	0,635
Гелий	–0,387	Диоксид серы	0,250
Неон	0,00	Сероводород	0,100
Аргон	–0,0004	Метилмеркаптан	0,155
Водяной пар	0,344	Этилмеркаптан	0,190
Монооксид углерода	0,049	Аммиак	0,259

Таблица 5.3. **Корреляционные функции $(\lg P_{пр})^{(0)}$ и $(\lg P_{пр})^{(1)}$ для давления пара чистых неполярных веществ в зависимости от приведенной температуры $T_{пр}$ [5.3]**

$T_{пр}$	$-(\lg P_{пр})^{(0)}$	$-(\lg P_{пр})^{(1)}$	$T_{пр}$	$-(\lg P_{пр})^{(0)}$	$-(\lg P_{пр})^{(1)}$
0,38	3,865	5,50	0,74	0,823	0,800
0,40	3,543	4,92	0,76	0,742	0,705
0,42	3,253	4,42	0,78	0,665	0,620
0,44	2,991	3,97	0,80	0,592	0,545
0,46	2,745	3,57	0,82	0,522	0,475
0,48	2,516	3,22	0,84	0,455	0,405
0,50	2,321	2,90	0,86	0,391	0,345
0,52	2,141	2,61	0,88	0,330	0,285
0,54	1,974	2,34	0,90	0,270	0,230
0,56	1,834	2,08	0,92	0,212	0,180
0,58	1,688	1,88	0,94	0,156	0,133
0,60	1,552	1,70	0,95	0,129	0,109
0,62	1,426	1,54	0,96	0,102	0,086
0,64	1,308	1,39	0,97	0,076	0,064
0,66	1,198	1,25	0,98	0,050	0,042
0,68	1,096	1,12	0,99	0,025	0,021
0,70	1,000	1,00	1,00	0,000	0,000
0,72	0,902	0,895			

Таблица 5.4. **Фугитивность f паров углеводородов при температуре 45 °С (приложение к ГОСТ 28656—90)**

Углеводород	f при p, МПа						
	0,1	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
CH_4	13,2	14,0	15,0	15,5	16,4	17,5	18,0
C_2H_6	4,0	4,2	4,4	4,7	5,0	5,3	5,4
C_2H_4	5,6	5,7	6,2	6,5	7,0	7,3	7,8
C_3H_8	1,25	1,37	1,45	1,53	1,68	1,74	1,92
C_3H_6	1,50	1,55	1,65	1,73	1,92	2,00	2,16
изо-C_4H_{10}	0,55	0,60	0,66	0,69	0,76	0,83	0,90
C_4H_{10}	0,41	0,45	0,48	0,51	0,56	0,63	0,66
C_4H_8	0,36	0,41	0,45	0,48	0,54	0,55	0,60
изо-C_5H_{12}	0,20	0,21	0,24	0,26	0,28	0,30	0,33
C_5H_{12}	0,13	0,15	0,17	0,18	0,20	0,22	0,24
C_5H_{10}	0,17	0,19	0,21	0,23	0,24	0,25	0,29

Таблица 5.5. **Фугитивность f паров углеводородов при температуре –20 °С (приложение к ГОСТ 28656—90)**

Углеводород	f при p, МПа						
	0,05	0,1	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5
CH_4	15,0	13,0	11,5	9,6	10,6	11,0	11,7
C_2H_6	1,40	1,15	1,15	1,16	1,26	1,40	1,57
C_2H_4	2,50	2,10	2,00	1,90	2,10	2,30	2,55
C_3H_8	0,260	0,235	0,245	0,250	0,277	0,300	0,350
C_3H_6	0,33	0,28	0,29	0,29	0,32	0,37	0,41
изо-C_4H_{10}	0,075	0,068	0,075	0,079	0,090	0,106	0,123
C_4H_{10}	0,0450	0,0425	0,0435	0,0500	0,0585	0,0680	0,0800
C_4H_8	0,060	0,054	0,062	0,064	0,075	0,088	0,100
изо-C_5H_{12}	0,0130	0,0125	0,0150	0,0150	0,0188	0,0220	0,0270
C_5H_{12}	0,0090	0,0089	0,0103	0,0115	0,0140	0,0160	0,0193
C_5H_{10}	0,009	0,011	0,013	0,014	0,018	0,022	0,025

Таблица 5.6. **Давление насыщенных паров $P_{н.п}$ метана CH_4 [5.6]**

t, °С	$P_{н.п}$, Па	t, °С	$P_{н.п}$, Па	t, °С	$P_{н.п}$, 10^5 Па	t, °С	$P_{н.п}$, 10^5 Па
–200	491	–175	28 197	–164	0,8110	–153	1,85
–190	3653	–174	31 397	–163	0,8831	–152	2,01
–184	9465	–173	34 836	–162	0,9614	–151	2,24
–183	10 812	–172	38 556	–161	1,04	–150	2,29
–182	12 305	–171	42 609	–160	1,12	–140	4,43
–181	13 959	–170	46 968	–159	1,22	–130	7,52
–180	15 798	–169	51 715	–158	1,32	–120	11,94
–179	17 865	–168	56 821	–157	1,44	–110	18,01
–178	21 451	–167	62 287	–156	1,52	–100	26,07
–177	22 544	–166	58 140	–155	1,63	–90	36,41
–176	25 251	–165	74 419	–154	1,75	–82,6*	45,71

* Критическая температура.

Таблица 5.7. **Давление насыщенных паров $P_{н.п}$, этана C_2H_6 [5.1, 5.6]**

t, °С	$P_{н.п}$, Па	t, °С	$P_{н.п}$, 10^5 Па	t, °С	$P_{н.п}$, 10^5 Па
–170	20,0	–100	0,52425	–30	10,994
–160	124,0	–90	0,98194	–20	14,682
–150	546,3	–80	1,629	–10	19,201
–140	1859,8	–70	2,584	0	24,652
–130	5222,2	–60	3,915	10	31,157
–120	12612	–50	5,690	20	38,858
–110	26997	–40	8,033	30	47,906

Таблица 5.8. **Давление насыщенных паров $P_{н.п}$ пропана C_3H_8 [5.7]**

T, К	$P_{н.п}$, МПа	T, К	$P_{н.п}$, МПа	T, К	$P_{н.п}$, МПа	T, К	$P_{н.п}$, МПа
118	$1{,}970 \cdot 10^{-6}$	186	7,921	254	2,518	322	1,668
122	4,303	190	$1{,}051 \cdot 10^{-2}$	258	2,898	326	1,819
126	8,897	194	1,375	262	3,319	330	1,979
130	$1{,}750 \cdot 10^{-5}$	198	1,777	266	3,785	334	2,151
134	3,291	202	2,271	270	4,299	338	2,332
138	5,938	206	2,870	274	4,863	342	2,525
142	$1{,}032 \cdot 10^{-4}$	210	3,592	278	5,480	346	2,730
146	1,735	214	4,451	282	6,161	350	2,948
150	2,824	218	5,468	286	6,885	354	3,178
154	4,469	222	6,661	290	7,680	358	3,422
158	6,888	226	8,050	294	8,540	362	3,682
162	$1{,}036 \cdot 10^{-3}$	230	9,656	298	9,469	364	3,818
166	1,524	234	$1{,}150 \cdot 10^{-1}$	302	$1{,}047 \cdot 10^{0}$	366	3,959
170	2,196	238	1,361	306	1,155	367	4,031
174	3,104	242	1,601	310	1,270	368	4,105
178	4,310	246	1,872	314	1,394	369	4,180
182	5,888	250	2,177	318	1,526	369,9	4,241

Таблица 5.9. **Давление насыщенных паров $P_{н.п}$ *н*-бутана C_4H_{10} [5.1, 5.6, 5.8]**

t, °C	$P_{н.п}$, Па	t, °C	$P_{н.п}$, Па	t, °C	$P_{н.п}$, 10^5 Па	t, °C	$P_{н.п}$, 10^5 Па
–130	2,53	–60	5039,6	10	1,486	80	10,132
–120	12,8	–50	9492,5	20	2,074	90	12,504
–110	50,7	–40	16 812	30	2,827	100	15,290
–100	164,0	–30	28 224	40	3,779	110	18,522
–90	455,9	–20	45 209	50	4,964	120	22,231
–80	1121,2	–10	69 554	60	3,394	130	26,486
–70	2482,4	0	109 300	70	8,106	140	36,740

Таблица 5.10. **Давление насыщенных паров $P_{н.п}$ нормальных парафинованных углеводородов C_5—C_{10} [5.1, 5.6, 5.8]**

t, °C	*н*-Пентан C_5H_{12}	*н*-Гексан C_6H_{14}	*н*-Гептан C_7H_{16}	*н*-Октан C_8H_{18}	*н*-Нонан C_9H_{20}	*н*-Декан $C_{10}H_{22}$
–100	8,5	—	—	—	—	—
–90	31,2	1,9	—	—	—	—
–80	96,3	7,7	—	—	—	—
–70	258,6	25,8	2,5	—	—	—

Окончание табл. 5.10

t, °C	*н*-Пентан C_5H_{12}	*н*-Гексан C_6H_{14}	*н*-Гептан C_7H_{16}	*н*-Октан C_8H_{18}	*н*-Нонан C_9H_{20}	*н*-Декан $C_{10}H_{22}$
–60	621,3	75,0	8,8	—	—	—
–50	1353,3	192,0	26,9	—	—	—
–40	2721,1	445,3	72,3	—	—	—
–30	5110,2	943,9	174,6	31,6	—	—
–20	9043,2	1862,5	386,6	79,0	15,6	—
–10	15 208	3447,7	790,6	180,0	40,1	8,7
0	24 462	6042,1	1515,9	381,3	94,0	22,9
10	37 838	10 091	2743,8	750,6	204,0	54,5
20	56 547	16 163	4723,6	1394,5	410,6	120,0
25	68 326	20 166	6094,1	1859,8	—	—
30	81 968	24 944	—	2459,8	778,6	245,3
40	1,156	37 255	12 332	4146,3	1401,3	474,6
50	1,592	54 039	18 881	6740,7	2407,8	866,6
60	2,145	76 360	28 029	10 488	3969,0	1510,5
70	2,833	1,054	40 480	15 869	6304,8	2525,1
80	3,677	1,424	57 032	23 417	9694,0	4065,0
90	4,694	1,888	78 575	33 442	14 469	6328,8
100	5,907	2,460	1,061	46 825	20 953	9560,5
110	7,335	3,154	1,406	64 194	29 848	14 060
120	8,988	3,987	1,833	86 339	41 466	20 173
130	10,94	4,974	2,353	1,141	56 420	28 307
140	13,203	6,129	2,979	1,484	75 433	38 923
150	15,796	7,469	3,725	1,903	99 199	52 541
160	18,745	9,038	4,600	2,407	1,285	69 734
170	22,098	10,852	5,603	3,006	1,640	91 125
180	25,848	12,939	6,778	3,713	2,070	1,179
190	30,043	15,320	8,146	4,537	2,579	1,497
200	—	18,026	9,717	5,489	3,179	1,874
210	—	21,085	11,511	6,584	3,879	2,328
220	—	24,531	13,547	7,828	4,690	2,861
230	—	28,381	15,867	9,272	5,619	3,482
240	—	—	18,471	10,923	—	4,199

Примечание. Значения $P_{н\,п}$ до черты даны в паскалях, после черты — в атмосферах, чтобы получить давление в паскалях надо каждое значение умножить на $1{,}01 \cdot 10^5$ Па.

Таблица 5.11. **Давление насыщенных паров $P^*_{н.п}$ изопарафиновых углеводородов C_4—C_8 [5.6]**

t, °C	2-Метилпропан (изобутан) C_4H_{10}	2-Метилбутан (изопентан) C_5H_{12}	2-Метилпентан (изогексан) C_6H_{14}	3-Метилпентан C_6H_{14}	2,2-Диметилбутан C_6H_{14}	2,3-Диметилбутан C_6H_{14}
–100	382,6	17,8	—	—	—	—
–90	991,9	61,2	4,5	3,7	13,2	6,6
–80	2291,8	178,6	16,5	14,1	43,7	23,2
–70	4807,6	457,3	51,6	43,5	124,2	69,3
–60	9304,5	1052,0	66,7	119,8	313,3	182,6
–50	16 825	2206,5	341,3	293,3	709,3	430,6
–40	28 704	4287,6	742,6	654,6	1477,2	927,9
–30	46 583	7776,7	1541,2	1342,5	2858,4	1851,8
–20	72 394	13 427	2934,4	2571,8	5076,9	3458,4
–10	1,081	22 005	5264,9	4639,6	8924,6	6101,0
0	1,553	34 566	8968,6	7946,0	14 639	10 242
10	2,178	52 319	14 508	13 005	23 039	16 463
20	2,978	63 307	22 867	20 453	34 965	25 338
30	3,992	1,090	34 592	31 052	51 343	38 105
40	5,248	1,512	50 784	45 695	73 386	55 320
50	6,788	2,048	72 228	65 393	1,021	78 196
60	8,632	2,719	100 454	91 276	1,390	1,079
70	10,842	3,542	1,366	1,245	1,852	1,457
80	13,435	4,537	1,821	1,666	2,424	1,930
90	16,455	5,722	2,385	2,187	3,119	2,512
100	19,931	7,113	3,071	2,825	3,952	3,218
110	23,892	8,774	3,894	3,593	4,938	4,062
120	28,391	10,689	4,873	4,508	6,089	5,059
130	33,447	12,929	6,018	5,583	7,346	6,223
140	—	15,492	7,376	6,829	8,815	7,568
150	—	18,431	8,946	8,288	10,547	9,139
160	—	21,754	10,771	9,980	12,544	10,963
170	—	25,513	12,868	11,935	14,874	13,051
180	—	29,718	15,259	14,185	17,559	15,431
190	—	—	17,975	16,738	20,660	18,127
200	—	—	21,035	19,646	24,206	21,176
210	—	—	24,469	22,991	28,279	24,601
220	—	—	28,310	26,598	—	28,421
230	—	—	—	30,711	—	—

* См. примечание к табл.5.10.

Таблица 5.12. **Давление насыщенных паров $P^*_{н.п}$ олефиновых углеводородов C_2—C_4 в зависимости от температуры t [5.1, 5.6]**

t, °C	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	Бутен-1 C_4H_8	t, °C	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	Бутен-1 C_4H_8
–180	—	0,002	—	–10	32,414	4,293	87 276,6
–170	—	0,066	—	–20	40,783	5,826	1,288
–160	525,29	0,925	—	10	—	7,737	1,842
–150	2014,79	7,626	—	20	—	10,099	2,561
–140	6122,14	42,396	—	30	—	12,979	3,473
–130	15 593,3	173,32	—	40	—	16,435	4,607
–120	34 602,4	657,28	—	50	—	20,549	5,989
–110	68 820,8	1658,52	174,79	60	—	25,382	7,648
–100	1,253	4051,65	235,98	70	—	31,005	9,610
–90	2,126	8840,58	639,94	80	—	37,480	11,936
–80	3,400	17 585,2	1537,20	90	—	44,887	14,681
–70	5,178	32 386,6	3339,71	100	—	—	17,894
–60	7,529	55 904,6	6670,10	110	—	—	21,592
–50	10,599	91 338,9	12 404,3	120	—	—	25,848
–40	14,509	1,426	21 695,5	130	—	—	30,691
–30	19,373	2,133	36 043,6	140	—	—	36,163
–20	25,311	3,095	57 204,5				

* См. примечание к табл. 5.10.

Таблица 5.13. **Давление насыщенных паров $P^*_{н.п}$ нормальных олефиновых углеводородов C_5—C_9 [5.12]**

t, °C	Пентен-1 C_5H_{10}	Гексен-1 C_6H_{12}	Гептен-1 C_7H_{14}	Октен-1 C_8H_{16}	Нонен-1 C_9H_{18}
–60	893,3	109,3	13,33	—	—
–50	1893,2	272,0	39,20	—	—
–40	3733,0	611,9	101,7	—	—
–30	6879,4	1269,2	238,6	44,79	8,00
–20	11 959	2451,8	523,9	108,6	22,00
–10	19 798	4456,9	1042,6	241,3	54,66
0	31 339	7683,3	1953,1	503,9	124,5
10	47 916	12 648	3469,0	958,6	262,6
20	70 754	20 039	5876,8	1749,2	518,6
30	101 435	30 492	9551,2	3035,7	956,2
40	1,416	45 049	14 954	5043,6	1709,2
50	1,932	64 701	22 691	8064,6	2895,7
60	2,581	90 601	33 410	12 456	4712,9
70	3,381	1,240	47 902	18 659	7403,4
80	4,355	1,714	67 101	27 188	11 268
90	5,521	2,189	91 979	38 645	16 672

Окончание табл. 5.13

t, °C	Пентен-1 C_5H_{10}	Гексен-1 C_6H_{12}	Гептен-1 C_7H_{14}	Октен-1 C_8H_{16}	Нонен-1 C_9H_{18}
100	6,902	2,833	1,236	53 706	24 040
110	8,517	3,611	1,633	73 131	33 870
120	10,548	4,538	2,080	97 750	—
130	12,737	5,631	2,567	1,285	63 237
140	15,269	—	3,346	1,662	840,95
150	18,198	—	4,162	2,121	1,101
160	21,561	—	5,119	2,670	1,419
170	25,400	—	3,322	3,322	1,806
180	29,769	—	—	4,087	2,269
190	34,704	—	—	—	2,818
200	40,267	—	—	—	3,462

* См. примечание к табл. 5.10.

Таблица 5.14. **Давление насыщенных паров $P^*_{н.п}$ циклопентановых углеводородов C_5—C_7 [5.6, 5.9]**

t, °C	Циклопентан C_5H_{10}	Метилциклопентан C_6H_{12}	Этилциклопентан C_7H_{14}	t, °C	Циклопентан C_5H_{10}	Метилциклопентан C_6H_{12}	Этилциклопентан C_7H_{14}
–90	—	1,8	—	110	5,226	2,872	1,215
–80	42,6	7,3	—	120	6,484	3,632	1,585
–70	109,3	24,2	—	130	7,948	4,534	2,036
–60	279,9	69,8	—	140	9,676	5,593	2,579
–50	646,6	177,32	—	150	11,672	6,819	3,236
–40	1365,2	409,3	—	160	13,972	8,217	3,987
–30	2675,2	866,6	—	170	16,586	9,858	4,881
–20	4919,6	1703,8	—	180	19,545	11,733	5,927
–10	8561,9	3146,4	—	190	22,879	13,871	7,102
0	14 201	—	1341,2	200	25,584	16,282	8,461
10	22 581	9181,9	2411,8	210	30,752	19,008	10,01
20	34 612	14 694	4134,3	220	35,342	22,058	11,763
30	51 335	22 670	6786,1	230	40,398	25,473	13,749
40	73 953	33 850	10 719	240	—	29,252	15,979
50	1,038	49 058	16 385	250	—	—	18,471
60	1,423	69 387	24 278	260	—	—	21,247
70	1,911	95 796	35 037	270	—	—	24,318
80	2,517	1,294	49 329	280	—	—	27,712
90	3,261	1,717	67 927	290	—	—	31,441
100	4,158	2,238	91 712				

* См. примечание к табл. 5.10.

Таблица 5.15. **Давление насыщенных паров $P^*_{н.п}$ циклогексановых углеводородов C_6—C_7 [5.6]**

t, °C	Циклогексан C_6H_{12}	Метилциклогексан C_7H_{14}	Этилциклогексан C_7H_{14}	t, °C	Циклогексан C_6H_{12}	Метилциклогексан C_7H_{14}	Этилциклогексан C_7H_{14}
–70	—	3,6	—	120	2,82	1,682	73 356
–60	—	11,9	—	130	3,623	2,147	96 628
–50	—	34,2	—	140	4,499	2,704	1,253
–40	—	87,8	—	150	5,522	3,633	1,602
–30	—	177,3	—	160	6,705	4,135	2,022
–20	—	435,9	—	170	8,061	5,050	2,521
–10	—	865,2	177,3	180	9,604	6,049	3,108
0	—	1617,2	364,0	190	11,348	7,234	—
10	6631,4	2861,1	703,9	200	13,30	8,582	—
20	10 335	4830,2	1285,2	210	15,522	10,122	—
30	16 229	7822	2234,5	220	18,016	11,865	—
40	24 623	12 208	3638,3	230	20,822	13,831	—
50	36 237	18 440	5956,3	240	23,963	16,029	—
60	51 889	27 050	9221,9	250	27,459	18,461	—
70	72 504	38 649	13 843	260	31,329	21,207	—
80	99 095	53 931	20 215	270	—	24,216	—
90	1,327	73 664	28 801	280	—	27,530	—
100	1,747	96 685	40 022	290	—	31,167	—
110	2,261	1,299	54 754				

* См. примечание к табл. 5.10.

Таблица 5.16. **Давление насыщенных паров $P^*_{н.п}$ ароматических углеводородов C_6—C_9 [5.6]**

t, °C	Бензол C_6H_6	Толуол C_7H_8	Этилбензол C_8H_{10}	1,2-Диметилбензол C_8H_{10}	1,3-Диметилбензол C_8H_{10}	Изопропилбензол-1 C_9H_{12}
–30	—	95	20,4	—	16,9	—
–20	770,6	217,3	51,4	32,4	43,2	19,2
–10	1703,8	457,3	118,1	76,5	100,4	47,4
0	3370,4	895,9	253,3	166,6	216,0	107,6
10	6074,1	1657,2	502,6	339,9	432,0	226,6

Окончание табл. 5.16

t, °C	Бензол C_6H_6	Толуол C_7H_8	Этилбензол C_8H_{10}	1,2-Диметилбензол C_8H_{10}	1,3-Диметилбензол C_8H_{10}	Изопропилбензол-1 C_9H_{12}
20	9763,2	2911,7	943,9	650,6	818,6	445,3
30	15 912	4888,9	1683,8	1181,2	1469,2	829,2
40	24 370	7887,3	2866,4	2045,1	2512,4	1466,5
50	36 166	12 281	4688,0	3398,4	4145,0	2482,4
60	52 189	18 526	7396,7	5439,5	6579,4	4041,0
70	73 435	27 164	11 300	8424,6	10 109	6350,1
80	101 015	38 825	16 772	12 663	15 089	9671,2
90	1,361	54 226	24 134	18 530	21 537	14 319
100	1,801	74 302	34 257	26 466	31 140	20 667
110	2,342	99 534	47 457	36 975	43 263	29 151
120	3,0	1,312	64 224	50 636	58 934	40 261
130	3,788	1,704	85 555	68 083	78 857	53 887
140	4,730	2,181	1,121	90 024	1,037	72 642
150	5,819	2,753	1,448	1,172	1,345	95 192
160	7,091	3,433	1,844	1,504	1,720	1,229
170	8,551	4,234	2,319	1,907	2,172	1,565
180	10,223	5,166	2,884	2,388	2,710	1,970
190	12,067	6,242	3,547	2,956	3,344	2,450
200	14,206	7,475	4,319	3,623	4,085	3,015
210	16,637	9,095	5,209	4,397	4,943	3,674
220	19,667	10,939	6,230	5,290	5,530	4,434

* См. примечание к табл. 5.10.

Таблица 5.17. **Давление насыщенных паров $P_{н.п}$ АСКТ производства разных ГПЗ (расчет)**

Газоперерабатывающий завод	$P_{н.п}$, кПа, при *t*, °C		
	–40	20	45
Белозерный	24,09	239,09	469,89
Губкинский	22,75	229,97	459,64
Нижневартовский	22,28	222,97	457,54
Муравленковский	25,21	245,20	477,85
Сургутский	22,06	219,26	456,04
По ТУ 39-1547—91	—	—	≤ 500

Таблица 5.18. **Постоянные *a* и *b* в уравнении (5.16)**

Углеводороды, спирты	*a*	*b*	Δ*
Парфиновые	–15 900	845,58	0,36
Олефиновые	–14 575	847,09	1,20
Циклопентановые	–8095,7	850,55	0,29
Циклогексановые	–7115,6	851,18	0,33
Ароматические	1677,3	849,69	0,22
Ацетиленовые	–11 091,0	849,90	0,24
Спирты	–3572,6	848,50	0,23

* Среднее квадратичное отклонение расчета по уравнению (5.16).

Таблица 5.19. **Значения постоянных в уравнении (5.17) [5.10]**

Углеводороды	Формула	β	n^{β}	*A*	Δτ
Метан	CH_4	0,5411	2,90	2,3875	—
Этан	C_2H_6	0,5129	2,00	2,5581	0,03876
Пропан	C_3H_8	0,6145	5,00	2,6944	0,06553
Бутан	C_4H_{10}	0,6263	5,32	2,8150	0,0800
Пентан	C_5H_{12}	0,6334	5,76	2,9150	0,1108
Гексан	C_6H_{14}	0,6569	6,11	3,0150	0,1344

Таблица 5.20. **Значения постоянных в уравнениях (5.20) и (5.21)**

Углеводороды	*A*	*B*	*C*	*E*	*G*	*H*
Этан	499,0	0,99	600	66	—	—
Пропан	574,9	0,97	600	129	158 232	0,344
н-Бутан	637,7	0,86	700	186	20 817	2,530
Изобутан	616,6	0,98	600	169	54 162	2,700
н-Пентан	673,3	0,86	700	231	—	—

Таблица 5.21. **Поправка *C* для смесей в уравнении (5.25)**

*M**	*C*, 10^{-3} м^3/кмоль, при *t*, °C				
	–140	–150	–160	–170	–180
16	0	0	0	0	0
17	0,33	0,29	0,25	0,21	0,18
18	0,66	0,57	0,49	0,42	0,25
19	0,95	0,82	0,71	0,61	0,53

Окончание табл. 5.21

M*	C, 10^{-3} м^3/кмоль, при t, °С				
	−140	−150	−160	−170	−180
20	1,21	1,05	0,91	0,79	0,68
21	1,43	1,25	1,10	0,96	0,83
22	1,61	1,43	1,26	1,10	0,96
23	1,75	1,56	1,39	1,23	1,08
24	1,85	1,67	1,49	1,33	1,18
25	1,92	1,74	1,58	1,42	1,27
26	1,96	1,80	1,64	1,48	1,34
27	2,00	1,84	1,69	1,54	1,39
28	2,03	1,87	1,72	1,58	1,43
29	2,05	1,90	1,75	1,60	1,46
30	2,07	1,92	1,77	1,62	1,48
31	2,08	1,93	1,78	1,64	1,50
32	2,09	1,94	1,79	1,65	1,51

* Молекулярная масса.

Таблица 5.22. **Зависимость мольного объема $\bar{V}$, 10^{-2} м^3/кмоль, парафиновых углеводородов от температуры [5.20]**

t, °С	Метан CH_4	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	*н*-Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}	*н*-Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}
−180	3,597	4,645	6,080	7,498	7,508	8,844	8,906	10,273
−175	3,636	4,682	6,122	7,543	7,557	8,894	8,957	10,326
−170	3,696	4,721	6,164	7,589	7,608	8,944	9,008	10,380
−165	3,757	4,760	6,208	7,635	7,659	8,995	9,060	10,434
−160	3,822	4,800	6,252	7,682	7,711	9,047	9,113	10,489
−155	3,890	4,841	6,298	7,729	7,764	9,099	9,167	10,545
−150	3,964	4,882	6,344	7,780	7,818	9,152	9,221	10,602
−145	4,042	4,925	6,392	7,826	7,873	9,206	9,275	10,659
−140	4,126	4,969	6,440	7,786	7,928	9,260	9,330	10,716

Таблица 5.23. **Координаты для индивидуальных углеводородов при определении плотности по номограмме рис. 5.7**

Углеводороды	Координаты		Температурные пределы, °С
	X	*Y*	
Парафиновые			
н-Пентан	2,19	0,61	–10—30
2-Метилбутан	2,07	0,43	–10—20
н-Гексан	2,33	1,53	–10—60
2-Метилпентан	2,32	1,36	–10—60
3-Метилпентан	2,32	1,67	–10 — 60
2,2-Диметилбутан	2,48	1,29	0—30
2,3-Диметилбутан	2,42	1,62	–10 — 50
н-Гептан	2,45	2,27	–10 — 90
2-Метилгексан	2,53	2,15	0—60
3-Этилпентан	2,37	2,65	–10—90
2,2-Диметилпентан	2,54	2,00	–10 — 70
2,4-Диметилпентан	2,47	1,98	0—50
3,3-Диметилпентан	2,58	2,59	0—50
2,2,3-Триметилбутан	2,58	2,49	–10—50
н-Октан	2,65	2,89	–10 — 120
2-Метилгептан	2,76	2,78	0—60
4-Метилгептан	2,71	2,94	–10 — 60
3-Этилгексан	2,70	3,20	0—60
2,3-Диметилгексан	2,70	3,16	0—50
3-метил-3-этилпентан	2,71	3,39	–10 — 50
2,2,4-Триметилпентан	2,56	2,54	–10 — 90
2,3,4-Триметилпентан	2,75	3,40	0—60
н-Нонан	2,74	3,36	–10 — 120
н-Декан	2,80	3,73	–10 — 140
Нафтеновые			
Циклопентан	2,16	3,90	–10 — 40
Метилциклопентан	2,29	4,07	–10 — 700
Этилциклопентан	2,55	4,67	–10 — 100
н-Амилциклопентан	2,86	5,56	–10—110
Циклогексан	2,42	4,86	10—80

Окончание табл. 5.23

Углеводороды	Координаты		Температурные пределы, °С
	X	*Y*	
Метилциклогексан	2,47	4,73	–10 — 100
Этилциклогексан	2,77	5,42	–10 — 100
н-Пропилциклогексан	2,84	5,63	–10 — 110
н-Бутилциклогексан	2,97	5,87	–10 — 100
Олефиновые			
Пентен-1	2,08	1,03	–10 — 10
Гексен-1	2,24	1,93	–10 — 60
Гептен-1	2,47	2,67	0—90
Октен-1	2,67	3,24	0—120
Нонен-1	2,75	3,79	0—120
Децен-1	2,81	4,07	0—120
Ароматические			
Бензол	1,88	7,32	10—80
Толуол	2,35	7,39	–10 — 110
Этилбензол	2,45	7,47	–10 — 110
о-Ксилол	2,56	7,96	–10 — 90
м-Ксилол	2,55	7,48	–10 — 70
п-Ксилол	2,48	7,34	20—70
н-Пропилбензол	2,53	7,41	–10 — 120
Изопропилбензол	2,60	7,46	–10 — 90
1-Метил-2-этилбензол	2,75	8,10	10 — 40
1-Метил-3-этилбензол	2,64	7,58	10—40
1-Метил-4-этилбензол	2,64	7,48	0—80
н-Пропилциклопентан	2,70	5,04	–10 — 110
1,2,4-Триметилбензол	2,70	7,93	0—80
1,3,5-Триметилбензол	2,61	7,55	0—100
н-Бутилбензол	2,71	7,47	–10 — 110

Таблица 5.24. **Характеристики газов в стандартных условиях (P_c = 0,101325 МПа и T_c = 293,15 К) по ГОСТ 30319.1—96**

Наименование газа	M	$\rho^*_{c.и\,i}$, кг/м^3	Z_c	$b^{0,5}$
Метан	16,043	0,66692	0,9981	0,0436
Этан	30,070	1,25004	0,9920	0,0894
Пропан	44,097	1,83315	0,9834	0,1288
н-Бутан	58,123	2,41623	0,9682	0,1783
Изобутан	58,123	2,41623	0,971	0,1703
н-Пентан	72,150	2,99934	0,945	0,2345
Изопентан	72,150	2,99934	0,953	0,2168
н-гексан	86,177	3,58246	0,919	0,2846
н-Гептан	100,204	4,16558	0,876	0,3521
н-Октан	114,231	4,74869	0,817	0,4278
Ацетилен	26,038	1,08243	0,993	0,0837
Этилен	28,054	1,16623	0,994	0,0775
Пропилен	42,081	1,74935	0,985	0,1225
Бензол	78,114	3,24727	0,936	0,2530
Толуол	92,141	3,83039	0,892	0,3286
Водород	2,0159	0,083803	1,0006	–0,0051
Водяной пар	18,0153	0,74891	0,952	0,2191
Гелий	4,0026	0,16639	1,0005	0,0
Неон	20,1797	0,83889	1,0005	0,0
Аргон	39,948	1,66068	0,9993	0,0265
Монооксид углерода	28,010	1,16440	0,9996	0,0200
Азот	28,135	1,16455	0,09997	0,0173
Воздух	28,9626	1,20400	0,99963	—
Кислород	31,9988	1,33022	0,9993	0,0265
Диоксид углерода	44,010	1,82954	0,9947	0,0728
Сероводород	34,042	1,41516	0,892	0,3286
Метилмеркаптан	48,109	1,99994	0,978	0,1483
Диоксид серы	64,065	2,66324	0,980	0,1414

* $\rho_{c.и\,i}$ — плотность газа в идеальном состоянии при P_c = 0,101325 МПа, T_c = 293,15 К.

Таблица 5.25. **Плотность ρ жидких нормальных парафиновых углеводородов в зависимости от температуры t при p = 0,101 МПа [5.6]**

t, °C	ρ, кг/м^3	t, °C	ρ, кг/м^3	t, °C	ρ, кг/м^3	t, °C	ρ, кг/м^3
Метан CH_4		*н*-Пентан C_5H_{12}		*н*-Гексан C_6H_{14}		*н*-Октан C_8H_{18}	
–180	451,6	–120	752,8	–40	711,5	–50	758,1
–170	436,7	–110	744,1	–30	703,1	–40	750,4
Этан C_2H_6		–100	735,4	–20	694,6	–30	742,6
–110	574,2	–90	726,7	–10	686,0	–20	734,7
–100	561,2	–80	718,0	0	677,2	–10	726,7
–90	548,2	–70	709,2	10	668,4	0	718,8
Пропан C_3H_8		–60	700,4	20	659,4	10	710,7
–100	647,0	–50	691,5	*н*-Гептан C_7H_{16}		20	702,6
–90	636,0	–40	682,5	–90	773,1	*н*-Нонан C_9H_{20}	
–80	624,5	–30	673,4	–80	765,1	–50	771,6
–70	613,3	–20	664,3	–70	757,4	–40	764,0
–60	602,1	–10	655,0	–60	749,5	–30	756,3
–50	590,9	0	645,5	–50	741,5	–20	748,7
н-Бутан C_4H_{10}		10	636,0	–40	733,5	–10	741,0
–60	660,5	20	626,2	–30	725,4	0	733,2
–50	651,1	*н*-Гексан C_6H_{14}		–20	717,2	10	725,4
–40	641,5	–90	752,6	–10	709,0	20	717,6
–30	631,7	–80	744,5	0	700,9	*н*-Декан $C_{10}H_{22}$	
–20	621,8	–70	736,4	10	692,3	–20	760,1
–10	611,5	–60	728,2	20	683,8	–10	752,6
0	601,0	–50	719,9	—	—	0	745,1

Таблица 5.26. **Плотность метана CH_4 в зависимости от температуры T и давления p [5.18]**

T, К	ρ, кг/м^3, при p, МПа											
	0,1	1	2	3	4	5	10	15	20	30	40	50
100	438,24	439,02	439,87	440,70	441,51	442,30	446,07	449,53	452,75	486,63	—	—
110	424,41	425,32	426,30	427,26	428,20	429,11	433,43	437,38	441,03	447,65	453,59	459,02
120	1,657	410,68	411,84	412,97	414,07	415,15	420,15	424,66	428,80	436,21	442,78	448,02
130	1,519	394,85	396,27	397,65	398,98	400,20	406,19	411,43	416,16	424,50	431,77	438,26
140	1,404	377,49	379,31	381,06	382,72	384,33	391,53	397,73	403,21	412,68	420,76	427,88
150	1,306	15,60	360,32	362,66	364,87	366,95	376,01	383,49	389,93	400,77	409,81	417,64
160	1,220	13,99	337,91	341,37	344,51	347,40	359,29	368,53	376,21	388,73	398,87	407,51
170	1,147	12,78	30,66	314,59	319,79	324,28	340,90	352,64	361,93	376,48	387,91	397,45
180	1,081	11,81	26,96	50,33	285,14	294,15	320,13	335,53	346,94	363,97	376,86	387,41
190	1,023	11,01	24,38	42,08	71,37	240,73	295,85	316,93	331,14	351,15	365,71	377,36
200	0,9709	10,33	22,41	37,22	56,96	88,38	266,27	296,54	314,46	338,03	354,45	367,28
250	0,7743	7,971	15,60	25,65	35,52	46,19	112,59	179,96	223,21	270,29	297,78	317,30
300	0,6443	6,541	13,31	20,30	27,52	34,97	75,20	117,25	155,29	210,82	246,47	271,62
350	0,5518	5,562	11,22	16,98	22,82	28,47	59,26	90,11	119,44	168,96	205,90	233,63
400	0,4826	4,846	9,733	14,66	19,61	24,60	49,74	74,67	98,57	141,13	175,79	203,56
450	0,4289	4,396	8,606	12,93	17,25	21,59	43,20	64,39	84,74	121,84	153,48	180,04
500	0,3858	3,860	7,720	11,58	15,43	19,28	38,34	56,91	74,76	107,68	136,54	161,50
600	0,3215	3,211	6,410	9,598	12,77	15,93	31,49	45,56	61,06	88,14	112,55	134,41
700	0,2756	2,744	5,485	8,207	10,91	13,61	26,82	39,61	51,92	75,09	96,28	115,61
800	0,2411	2,405	4,796	7,174	9,537	11,89	23,41	34,55	45,31	65,64	34,42	101,74
900	0,2143	2,137	4,262	6,374	8,473	10,56	20,79	30,69	40,26	58,43	75,32	91,03
1000	0,1929	1,924	3,836	5,736	7,625	9,502	18,71	27,64	36,27	52,72	68,09	82,48

Таблица 5.27. **Плотность $\rho_{л.н}$ метана CH_4 на линии насыщения [5.18, 5,19]**

T, К	$\rho_{л\,н}$, кг/м^3		T, К	$\rho_{л\,н}$, кг/м^3		T, К	$\rho_{л\,н}$, кг/м^3	
	ж	г		ж	г		ж	г
92	451,5	0,292	128	399,8	5,319	164	329,4	29,718
94	448,6	0,363	130	396,6	5,949	166	323,9	32,489
96	445,8	0,448	132	393,3	6,664	168	318,3	35,411
98	443,1	0,548	134	390,0	7,740	170	312,3	38,565
100	440,3	0,666	136	386,1	8,217	172	305,6	42,017
102	437,6	0,804	138	383,3	9,091	174	298,5	45,872
104	434,9	0,963	140	379,7	10,029	176	290,5	49,879
106	432,3	1,147	142	376,4	11,033	178	281,7	54,318
108	429,4	1,355	144	373,1	12,112	180	271,8	59,137
110	426,4	1,590	146	368,9	13,303	182	260,7	64,977
112	423,5	1,857	148	364,9	14,624	184	247,5	72,046
114	420,7	2,155	150	361,0	16,069	186	231,6	81,169
116	417,8	2,448	152	357,0	17,609	187	222,5	18,108
118	415,1	2,858	154	352,8	19,231	188	212,3	94,429
120	412,0	3,295	156	348,6	20,995	189	199,5	103,89
122	408,9	3,708	158	343,9	22,925	190	182,0	120,87
124	406,0	4,196	160	339,3	25,025	190,55	162,3	162,3
126	403,1	4,433	162	334,4	27,308			

Обозначения: ж — жидкая фаза, г — газообразная фаза.

Таблица 5.28. **Плотность ρ этана C_2H_6 в зависимости от температуры t и давления p (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	ρ, кг/м^3, при p, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
10	1,289	14,01	31,69	377,6	391,8	402,3	410,8	440,3
20	1,244	13,40	29,79	340,6	366,8	381,9	393,1	428,0
40	1,163	12,35	26,76	68,32	254,9	324,2	348,2	401,3
60	1,092	11,47	24,43	57,65	114,7	220,6	284,2	371,9
80	1,029	10,72	22,54	50,93	90,1	148,1	213,0	353,1
100	0,9732	10,07	20,97	46,06	77,41	117,6	164,5	307,7
120	0,9231	9,496	19,64	42,29	68,97	100,6	136,6	278,1
140	0,8780	8,990	18,48	39,22	62,74	89,38	118,8	251,4
160	0,8372	8,539	17,47	36,67	57,84	81,11	106,2	227,1
180	0,7999	8,134	16,58	34,49	53,84	74,66	96,71	205,2
200	0,7659	7,767	15,78	32,59	50,48	69,42	89,22	187,1
220	0,7347	7,433	15,06	30,93	47,61	65,05	83,10	172,6

Окончание табл. 5.28

t, °C	ρ, кг/м^3, при p, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
240	0,7059	7,128	14,41	29,45	45,11	61,31	77,95	160,4
260	0,6793	6,848	13,82	28,13	42,90	58,08	73,56	150,1
280	0,6546	6,590	13,28	26,93	40,93	55,23	69,74	141,3
300	0,6317	6,351	12,78	25,84	39,17	52,70	66,38	133,6
320	0,6103	6,129	12,32	24,85	37,57	50,44	63,39	126,8
340	0,5903	5,923	11,89	23,94	36,12	48,39	60,70	120,8
360	0,5716	5,731	11,49	23,09	34,78	46,52	58,27	115,5
380	0,5541	5,551	11,12	22,31	33,56	44,82	56,06	110,7
400	0,5376	5,382	10,78	21,59	32,42	43,25	54,04	106,3
420	0,522	5,223	10,45	20,91	31,37	41,80	52,18	102,4
440	0,5074	5,074	10,15	20,28	30,39	40,46	50,46	98,74
460	0,4935	4,933	9,86	19,69	29,48	39,21	48,86	95,39
480	0,4804	4,80	9,589	19,13	28,62	38,04	47,38	92,30
500	0,4679	4,674	9,334	18,61	27,82	36,93	45,99	89,43
520	0,4561	4,554	9,092	18,12	27,06	35,92	44,69	86,77
540	0,4449	4,441	8,863	17,65	26,35	34,96	43,47	84,28
560	0,4342	4,333	8,645	17,21	25,68	34,05	42,33	81,96
580	0,424	4,230	8,438	16,79	25,04	33,19	41,24	79,77
600	0,4143	4,132	8,241	16,39	24,43	32,38	40,22	77,71

Таблица 5.29. **Плотность $\rho_{л.н}$ этана C_2H_6 на линии насыщения [5.6]**

T, K	$\rho_{л.н}$, кг/м^3		T, K	$\rho_{л.н}$, кг/м^3	
	ж	г		ж	г
89,88	658,7	–	200	529,1	4,088
90	655,7	–	210	516,7	6,107
100	642,6	–	220	503,7	9,451
110	630,1	–	230	489,7	12,75
120	618,0	–	240	474,6	17,56
130	606,0	–	250	458,2	23,71
140	594,5	–	260	440,1	31,64
150	583,7	0,2344	270	419,8	42,03
160	572,7	0,4897	280	396,3	55,95
170	562,1	0,9279	290	364,5	77,10
180	551,6	1,627	300	316,2	119,7
184,52	546,4	2,041	305,5	212,2	212,2
190	540,5	2,635			

Обозначения: ж — жидкая фаза, г — газообразная фаза.

Таблица 5.30. **Плотность ρ пропана C_3H_8 в зависимости от температуры *T* и давления *p* [5.7]**

T, К	ρ, кг/м^3, при *p*, МПа					
	0,1	1	2	4	10	20
100	718,99	719,38	719,80	720,63	722,93	726,37
110	708,95	709,34	709,76	710,60	712,98	716,67
120	698,72	669,13	669,57	700,44	702,95	706,92
130	688,52	688,95	689,41	690,33	693,01	697,25
140	678,35	6780,8	679,30	680,28	683,14	687,66
150	668,17	668,64	669,19	670,25	673,32	678,15
160	657,95	658,48	659,06	660,2	663,51	668,70
170	647,66	648,23	648,87	650,11	653,70	659,29
180	637,26	637,89	638,58	639,94	643,86	649,90
190	626,71	627,41	628,17	629,67	633,95	640,50
200	615,98	616,75	617,59	619,24	623,94	631,07
220	593,80	594,75	595,79	597,82	603,51	612,00
240	2,2853	571,59	572,89	575,42	582,38	592,52
260	2,0922	546,87	548,54	551,74	560,38	572,55
280	1,9316	519,9	522,14	526,35	537,3	552,02
300	1,7955	489,24	492,49	498,38	512,79	530,87
320	1,6784	19,328	456,86	—	486,29	509,00
340	1,5761	17,956	42,377	—	456,87	486,21
360	1,4860	16,236	37,025	—	423,19	462,32
380	1,4060	15,120	33,398	—	383,32	437,19
400	1,3342	14,175	30,661	75,973	334,82	410,90
420	1,2696	13,361	28,470	—	277,46	383,75
440	1,2119	12,647	26,650	—	223,65	356,31
460	1,1576	12,014	25,097	—	185,78	329,32
480	1,1088	11,448	23,749	—	160,71	303,57
500	1,0639	10,937	22,561	48,068	143,19	279,77
600	0,8853	8,9677	18,188	37,348	99,175	197,17

Таблица 5.31. **Плотность $\rho_{л.н}$ пропана C_3H_8 на линии насыщения [5.7]**

Т, К	$\rho_{л.н}$, кг/м^3		*Т*, К	$\rho_{л.н}$, кг/м^3	
	ж	г		ж	г
100	718,94	$1{,}318^{-6}$	240	570,45	3,436
110	708,86	$1{,}648^{-5}$	250	558,28	4,938
120	698,63	$1{,}296^{-4}$	260	545,69	6,901
130	688,45	$7{,}14^{-4}$	270	532,60	9,418
140	678,28	$2{,}98^{-3}$	280	518,93	12,60
150	668,10	$9{,}99^{-3}$	290	504,54	16,60
160	657,88	$2{,}81^{-2}$	300	489,24	21,59
170	647,59	$6{,}86^{-2}$	310	472,76	27,82
180	637,18	0,149	320	454,74	35,65
190	626,64	0,295	330	434,58	45,63
200	615,91	0,539	340	411,33	58,69
210	604,96	0,923	350	383,07	76,66
220	593,75	1,496	360	344,58	104,55
230	582,26	2,312	369	268,48	169,01

Обозначения: ж — жидкая фаза, г — газообразная фаза.

Таблица 5.32. **Плотность ρ *н*-бутана C_4H_{10} в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	ρ, кг/м^3, при *p*, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
10	2,538	591,4	592,7	595,1	597,5	599,8	602,0	612,6
20	2,446	580,0	581,4	584,1	586,7	589,3	591,8	603,3
40	2,280	555,8	557,6	561,0	564,3	567,5	570,6	584,6
60	2,136	529,3	531,7	536,2	540,5	544,6	548,5	565,6
80	2,010	237,8	502,6	509,0	514,9	520,3	525,4	546,6
100	1,898	21,77	468,3	478,3	486,9	494,4	501,2	527,8
120	1,798	20,14	48,83	441,4	455,3	466,4	475,8	509,5
140	1,709	18,80	43,50	389,7	418,2	436,0	449,4	491,9
160	1,628	17,65	39,63	140,20	367,1	400,0	420,1	473,9
180	1,554	16,66	36,60	99,84	273,3	350,2	383,0	453,4
200	1,487	15,79	34,13	85,12	185,3	289,7	340,0	431,5
220	1,426	15,01	32,06	75,94	144,9	232,0	195,9	408,6
240	1,343	14,32	30,28	69,30	123,4	191,6	254,9	385,6
260	1,293	13,70	28,72	64,14	109,6	164,9	219,9	363,1
280	1,146	13,13	27,35	59,94	99,59	146,2	194,1	342,0

Окончание табл. 5.32

t, °C	ρ, кг/м^3, при p, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
300	1,203	12,61	26,13	56,42	91,91	132,4	174,5	322,4
320	1,163	12,14	25,03	53,41	85,72	121,7	159,2	304,2
340	1,143	11,70	24,03	50,78	80,57	113,1	147,0	287,3
360	1,107	11,29	23,11	48,46	76,19	106,0	136,9	271,3
380	1,073	10,92	22,28	46,39	72,39	99,99	128,5	256,2
400	1,041	10,57	21,50	44,52	69,05	94,82	121,3	242,0
420	1,010	10,24	20,79	42,83	66,07	90,30	115,0	229,0
440	0,9819	9,934	20,13	41,29	63,41	86,29	109,6	217,5
460	0,9550	9,647	19,51	39,87	61,00	82,72	104,7	207,3
480	0,9295	9,376	18,93	38,56	58,80	79,50	100,4	198,2
500	0,9053	9,121	18,39	37,35	56,79	76,58	96,5	190,0
520	0,8824	8,870	17,88	36,22	54,94	73,91	92,96	182,5
540	0,8605	8,651	17,40	35,17	53,22	71,46	89,72	175,7
560	0,8398	8,435	16,95	34,18	51,63	69,20	86,75	169,5
580	0,8201	8,229	16,52	33,26	50,15	67,10	84,01	163,8
600	0,8012	8,034	16,11	32,38	48,76	65,15	81,47	158,5

Таблица 5.33. **Плотность $\rho_{л.н}$, *н*-бутана C_4H_{10} на линии насыщения [5.20]**

T, K	$\rho_{л.н}$, кг/м^3		T, K	$\rho_{л.н}$, кг/м^3	
	ж	г		ж	г
153,16	718	—	323,16	543	12,27
173,16	699	—	333,16	530	15,77
193,16	680	—	343,16	517	20,06
213,16	661	—	353,16	503	25,03
233,16	641	—	363,16	487	31,68
243,16	631	0,836	373,16	470	39,64
253,16	621	1,294	383,16	451	49,08
263,16	610	1,931	393,16	428	62,98
273,16	600	2,78	403,16	401	80,02
283,16	589	3,90	413,16	364	104,42
293,16	578	5,34	423,16	295	187,62
303,16	567	7,15	425,16	228	227,04
313,16	555	9,43			

Обозначения: ж — жидкая фаза, г — газообразная фаза.

Таблица 5.34. **Плотность ρ пентана C_5H_{12} в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	ρ, кг/м^3, при *p*, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
10	635,8	636,8	637,9	640,1	642,2	644,3	646,3	656,1
20	626,1	627,1	628,4	630,7	633,0	635,3	637,6	648,1
40	2,861	607,1	608,6	611,5	614,2	617,0	619,6	632,0
60	2,676	585,9	587,7	591,2	594,7	598,0	601,2	615,8
80	2,514	563,0	565,4	569,9	574,1	578,2	582,1	599,6
100	2,371	538,0	541,1	547,0	552,5	557,7	562,5	583,5
120	2,244	509,7	514,1	522,3	529,6	536,2	542,4	567,7
140	2,131	24,97	482,6	494,8	505,0	513,8	521,7	552,5
160	2,029	23,15	441,7	462,9	478,2	490,5	500,8	538,0
180	1,936	21,65	52,11	422,6	448,6	466,2	479,9	524,5
200	1,852	20,38	47,11	352,0	413,3	439,8	458,1	511,2
220	1,775	19,27	43,34	146,7	355,5	402,6	428,7	494,0
240	1,704	18,30	40,33	111,1	272,9	356,6	394,6	475,6
260	1,639	17,44	37,83	95,53	203,3	305,7	357,1	456,2
280	1,578	16,66	35,72	85,65	164,7	256,3	319,3	436,0
300	1,522	15,96	33,88	78,44	141,4	216,8	283,5	415,5
320	1,470	15,33	32,27	72,81	125,9	189,2	250,3	395,3
340	1,421	14,75	30,83	68,22	114,6	168,9	222,8	375,9
360	1,376	14,21	29,55	64,37	105,9	153,4	201,7	357,5
380	1,333	13,72	28,38	61,06	98,89	141,3	184,8	340,3
400	1,293	13,26	27,32	58,17	93,04	131,4	171,0	324,2
420	1,256	12,84	26,35	55,60	88,06	123,3	159,6	309,1
440	1,220	12,44	25,45	53,32	83,75	116,3	149,9	294,7
460	1,186	12,07	24,62	51,26	79,97	110,4	141,6	280,9
480	1,155	11,72	23,85	49,39	76,60	105,2	134,4	267,6
500	1,125	11,40	23,14	47,68	73,58	100,6	128,1	255,0
520	1,096	11,09	22,47	46,10	70,85	96,45	122,5	243,2
540	1,069	10,80	21,84	44,65	68,36	92,76	117,5	232,5
560	1,043	10,52	21,25	43,30	66,08	89,40	113,0	222,9
580	1,018	10,26	20,69	42,04	63,98	86,34	108,9	214,2
600	0,995	10,01	20,17	40,87	62,04	83,52	105,1	206,4

Таблица 5.35. **Плотность ρ гексана (C_6H_{14}) в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	ρ, кг/м^3, при *p*, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
10	669,1	669,9	670,7	672,2	673,8	675,3	676,8	684,2
20	660,1	660,8	661,7	663,4	665,1	666,7	668,4	676,2
40	641,4	642,3	643,3	645,3	647,7	649,2	651,1	660,1
60	621,8	622,9	624,1	626,4	628,8	631,0	633,3	643,8
80	3,027	602,5	603,9	606,8	609,6	612,3	614,9	627,2
100	2,852	580,8	582,6	586,1	589,5	592,8	596,0	610,5
120	2,697	557,6	559,9	564,3	568,5	572,6	576,4	593,8
140	2,559	532,1	535,2	541,0	546,4	551,5	556,3	577,1
160	2,435	503,2	507,6	515,6	522,9	529,5	535,6	560,8
180	2,323	27,50	475,5	487,6	497,7	506,6	514,5	545,2
200	2,220	25,62	434,1	455,3	470,6	482,9	493,3	530,5
220	2,127	24,04	59,56	415,5	441,4	459,0	472,7	517,3
240	2,042	22,69	53,65	353,9	408,2	433,9	451,8	504,4
260	1,963	21,52	49,29	201,1	357,8	399,4	424,0	487,5
280	1,890	20,48	45,85	137,5	294,8	359,5	393,1	469,8
300	1,822	19,56	43,02	114,5	235,4	317,7	360,5	451,5
320	1,760	18,73	40,63	101,2	194,6	278,5	328,6	432,9
340	1,701	17,98	38,56	91,94	167,6	243,6	299,0	414,3
360	1,646	17,29	36,75	84,92	148,7	215,6	272,0	396,2
380	1,595	16,66	35,14	79,31	134,8	194,2	247,4	378,9
400	1,547	16,08	33,69	74,66	124,1	177,2	226,1	362,6
420	1,502	15,55	32,39	70,71	115,6	163,6	208,8	347,4
440	1,459	15,05	31,20	67,29	108,5	152,3	194,3	333,1
460	1,419	14,58	30,11	64,28	102,5	142,9	182,0	319,9
480	1,381	14,15	29,11	61,60	97,34	134,8	171,5	307,4
500	1,345	13,74	28,18	59,20	92,84	127,9	162,3	295,7
520	1,310	13,36	27,31	57,02	88,88	121,8	154,3	284,5
540	1,278	13,00	26,51	55,04	85,29	116,4	147,2	273,8
560	1,247	12,66	25,76	53,22	82,08	111,6	140,9	263,5
580	1,217	12,34	25,05	51,54	79,16	107,3	135,2	253,7
600	1,189	12,04	24,39	49,98	76,50	103,4	130,0	244,4

Таблица 5.36. **Плотность ρ гептана C_7H_{16} в зависимости от температуры t и давления p (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	ρ, кг/м^3, при p, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
10	692,5	693,2	693,9	695,2	696,6	697,9	699,3	705,7
20	684,1	684,7	685,5	686,9	688,4	689,8	691,3	698,2
40	666,7	667,5	668,3	670,0	671,7	673,3	675,0	682,9
60	648,6	649,5	650,5	652,5	654,5	656,4	658,3	667,4
80	629,8	630,9	632,1	634,4	636,7	638,9	641,2	651,6
100	3,348	611,4	612,8	615,6	618,3	621,0	623,6	635,7
120	3,162	590,8	592,5	595,9	599,2	602,4	605,5	619,7
140	2,996	568,9	571,0	575,2	579,3	583,1	586,9	603,7
160	2,848	545,2	548,0	553,3	558,4	563,2	567,8	587,9
180	2,715	519,0	522,8	529,9	536,5	542,6	548,3	572,4
200	2,594	488,8	494,5	504,5	513,4	521,3	528,5	557,6
220	2,483	29,75	460,9	476,5	489,0	499,6	508,9	543,8
240	2,382	27,78	415,4	444,5	463,5	478,1	490,0	513,6
260	2,289	26,13	66,70	406,9	438,0	457,9	473,1	521,4
280	2,204	24,72	59,74	347,8	406,5	434,2	453,3	509,0
300	2,124	23,49	54,75	234,8	363,0	403,7	428,6	494,0
320	2,051	22,40	50,88	164,8	312,1	369,6	401,7	478,3
340	1,982	21,43	47,72	133,7	262,3	334,3	373,6	462,2
360	1,918	20,55	45,06	116,4	220,8	300,6	345,8	445,7
380	1,858	19,76	42,77	104,9	191,6	269,6	319,6	429,2
400	1,801	19,03	40,77	96,40	170,2	241,6	295,4	412,9
420	1,748	18,36	39,01	89,72	154,1	218,4	273,1	397,1
440	1,699	17,75	37,42	84,26	141,5	200,0	252,3	382,0
460	1,652	17,17	35,99	79,66	131,4	184,9	233,6	367,7
480	1,607	16,64	34,69	75,72	123,1	172,3	217,8	354,3
500	1,565	16,15	33,50	72,27	116,1	161,6	204,3	341,6

Таблица 5.37. **Плотность ρ октана C_8H_{18} в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	ρ, кг/м^3, при *p*, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
10	710,1	710,6	711,3	712,5	713,8	715,0	716,2	722,2
20	702,1	702,7	703,4	704,7	706,0	707,3	708,7	715,1
40	685,7	686,4	687,2	688,7	690,3	691,8	693,3	693,2
60	669,8	669,7	670,6	672,3	674,1	675,8	677,5	678,4
80	651,4	652,3	653,4	655,4	657,4	659,4	661,4	663,4
100	633,2	634,3	635,5	637,9	640,3	642,6	644,9	648,2
120	614,1	615,5	616,9	619,8	622,6	625,4	628,0	640,6
140	3,442	595,7	597,5	600,9	604,3	607,6	610,7	625,4
160	3,268	574,7	576,9	581,2	585,3	589,2	593,0	610,2
180	3,112	552,2	555,0	560,4	565,5	570,3	574,9	595,3
200	2,971	527,6	531,3	538,3	544,8	550,8	556,5	580,7
220	2,843	499,9	505,1	514,7	523,2	530,9	538,0	566,9
240	2,726	33,87	475,1	489,1	500,7	510,8	519,8	554,2
260	2,619	31,46	437,8	460,9	477,6	491,0	502,4	543,0
280	2,520	29,50	378,1	429,5	454,8	472,7	486,9	533,8
300	2,428	27,84	71,88	393,5	432,5	455,7	472,8	525,5
320	2,343	26,40	64,45	325,5	398,1	429,8	541,2	511,8
340	2,264	25,15	59,14	235,2	357,0	400,8	427,7	497,6
360	2,191	24,04	55,01	178,0	312,7	369,6	402,7	482,9
380	2,122	23,04	51,66	146,8	270,7	338,3	377,1	467,9
400	2,057	22,13	48,83	128,0	233,8	308,8	352,2	452,6
420	1,996	21,31	46,41	115,3	205,9	281,6	328,7	437,3
440	1,939	20,56	44,28	105,9	184,8	256,6	307,0	422,2
460	1,885	19,87	42,40	98,51	168,2	234,1	286,9	407,5
480	1,834	19,22	40,71	92,49	155,0	215,6	268,1	393,4
500	1,786	18,63	39,19	87,44	144,2	200,3	250,5	380,0

Таблица 5.38. **Плотность $\rho_{л.н}$ *н*-пентана, *н*-гексана, и *н*-октана на линии насыщения [5.6]**

t, °C	*н*-Пентан C_5H_{12}		*t*, °C	*н*-Гексан C_6H_{14}		*t*, °C	*н*-Октан C_8H_{18}	
	$\rho_{л.н}$, кг/м^3			$\rho_{л.н}$, кг/м^3			$\rho_{л.н}$, кг/м^3	
	ж	г		ж	г		ж	г
–20	664,3	—	–60	728,2	—	0	718,5	—
0	645,5	—	–20	694,6	—	20	702,2	—
20	626,2	—	0	672,2	0,2	60	669,4	0,4
60	585,0	6,02	20	659,4	0,6	100	635,1	1,7
100	537,7	16,26	60	621,8	2,49	140	597,3	5,40
140	478,7	38,60	100	581,4	7,54	180	555,6	13,16
180	386,7	93,50	120	558,8	12,02	220	505,3	28,74
190	344,5	126,9	140	534,3	18,66	260	436,4	62,23
195	306,5	160,9	180	475,1	42,28	280	381,8	98,33
196,8	273,0	192,5	220	381,0	101,1	290	336,3	134,6
197,0	264,0	200,5	230	332,9	140,5	296,2	232,7	232,7
197,1	256,0	209,0	234	288,3	180,7	—	—	—
197,15	247,2	219,8	234,7	234,4	234,4	—	—	—
197,2	232,3	232,3	—	—	—	—	—	—

Обозначения: ж — жидкая фаза, г — газообразная фаза.

Таблица 5.39. **Плотность ρ жидких олефиновых углеводородов в зависимости от температуры *t* при *p* = 0,101 МПа [5.6]**

t, °C	ρ, кг/м^3	*t*, °C	ρ, кг/м^3	*t*, °C	ρ, кг/м^3	*t* °C	ρ, кг/м^3
Этилен C_2H_4		Пентен-1 C_5H_{10}		Бутен-1 C_4H_8		Октен-1 C_8H_{16}	
–150	631,0	10	650,8	–80	703,0	–10	739,8
–140	618,2	20	640,5	–70	694,0	0	731,6
–130	604,5	Гексен-1 C_6H_{12}		–60	683,5	10	723,2
–120	591,0	0	691,7	–50	673,2	20	714,9
–110	577,2	10	682,9	–40	662,7	Нонен-1 C_9H_{18}	
Пропилен C_3H_6		20	673,2	–30	651,9	–10	753,2
–80	649,0	Гептен-1 C_7H_{14}		–20	640,9	0	745,2
–70	636,4	–10	705,8	–10	629,7	10	737,2
–60	623,8	0	637,1	—	—	20	729,2
–50	611,4	—	—	—	—	—	—

Таблица 5.40. **Плотность ρ пропилена C_3H_6 в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	ρ, кг/м^3, при *p*, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
10	1,815	530,1	532,6	537,3	541,6	545,8	549,7	566,7
20	1,750	20,28	516,8	522,4	527,6	532,4	536,9	556,1
40	1,635	18,37	480,5	489,5	497,2	504,0	510,2	534,8
60	1,534	16,85	38,96	448,6	461,8	472,3	481,2	513,3
80	1,445	15,61	34,85	381,9	416,3	435,2	449,0	491,5
100	1,366	14,56	31,76	83,92	328,0	383,9	408,9	467,9
120	1,295	13,67	29,31	71,06	157,3	298,0	354,0	441,5
140	1,231	12,89	27,29	63,07	117,4	205,3	287,2	412,4
160	1,174	12,20	25,59	57,30	99,57	158,4	225,1	382,0
180	1,121	11,59	24,12	52,83	88,36	133,2	185,0	352,1
200	1,073	11,04	22,84	49,19	80,28	117,2	159,1	324,1
220	1,029	10,55	21,70	46,14	74,02	105,8	141,1	298,3
240	0,9890	10,10	20,69	43,54	68,96	97,14	127,8	274,3
260	0,9516	9,687	19,78	41,28	64,74	90,21	117,4	251,8
280	0,9169	9,311	18,95	39,29	61,13	84,48	109,1	231,6
300	0,8847	8,964	18,20	37,51	58,00	79,63	102,2	214,8
320	0,8547	8,644	17,51	35,92	55,24	75,44	96,36	200,6
340	0,8267	8,346	16,87	34,47	52,79	71,78	91,30	188,6
360	0,8005	8,069	16,28	33,15	50,59	68,54	86,88	178,1
380	0,7758	7,811	15,74	31,95	48,60	65,64	82,97	168,9
400	0,7527	7,569	15,23	30,84	46,78	63,02	79,48	160,8
420	0,7309	7,343	14,76	29,81	45,12	60,65	76,32	153,6
440	0,7103	7,129	14,32	28,85	43,59	58,48	73,46	147,1
460	0,6909	6,929	13,90	27,97	42,17	56,48	70,85	141,2
480	0,6725	6,739	13,51	27,14	40,86	54,64	68,44	135,9
500	0,6550	6,560	13,14	26,36	39,63	52,93	66,23	131,0

Таблица 5.41. **Плотность ρ, кг/м^3, олефиновых углеводородов в зависимости от температуры t при давлении 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	Этилен C_2H_4	Бутен-1 C_4H_8	Гексен-1 C_6H_{12}	Гептен-1 C_7H_{14}	Этилен C_2H_4	Бутен-1 C_4H_8	Гексен-1 C_6H_{12}	Гептен-1 C_7H_{14}
	0,1 МПа				10 МПа			
10	1,200	2,444	682,9	705,8	391,1	618,7	689,4	713,1
20	1,158	2,355	673,2	697,1	362,4	607,5	680,2	704,9
40	1,083	2,196	653,2	679,1	281,5	584,5	661,4	688,2
60	1,017	2,058	632,3	660,5	196,5	560,3	642,0	671,1
80	0,959	1,937	2,950	641,0	151,8	534,8	621,9	653,6
100	0,907	1,830	2,781	3,273	127,1	507,9	601,0	635,6
120	0,860	1,734	2,630	3,092	111,2	479,5	579,4	617,1
140	0,818	1,648	2,496	2,931	99,92	449,5	556,8	598,2
160	0,780	1,570	2,376	2,786	91,31	414,6	533,4	578,8
180	0,746	1,499	2,266	2,656	84,44	370,9	509,2	559,0
200	0,714	1,435	2,167	2,538	78,78	321,7	484,7	539,2
220	0,685	1,376	2,076	2,431	74,00	274,3	460,9	519,7
240	0,658	1,321	1,993	2,332	69,90	232,7	436,8	501,4
260	0,633	1,271	1,916	2,241	66,31	202,1	407,3	485,6
280	0,610	1,224	1,845	2,158	63,15	179,6	374,9	460,7
300	0,589	1,181	1,779	2,080	60,32	162,6	341,8	432,9
320	0,569	1,141	1,718	2,008	57,78	149,1	310,4	402,7
340	0,550	1,103	1,661	1,941	55,48	138,3	282,1	371,8
360	0,533	1,068	1,607	1,878	53,38	129,3	256,4	341,9
380	0,517	1,035	1,557	1,820	51,46	121,7	233,5	314,2
400	0,501	1,004	1,501	1,764	49,69	115,2	214,5	288,5
420	0,487	0,975	1,466	1,713	48,05	109,5	198,9	264,8
440	0,473	0,948	1,425	1,664	46,53	104,5	185,7	243,4
460	0,460	0,922	1,385	1,638	45,11	100,1	174,5	225,5
480	0,448	0,897	1,348	1,574	43,79	96,06	164,7	210,5
500	0,436	0,874	1,313	1,533	42,54	92,44	156,3	197,7

Таблица 5.42. **Плотность $\rho_{л.н}$ этилена и пропилена на линии насыщения**

T, К	Этилен C_4H_4		T, К	Пропилен C_3H_6	
	$\rho_{л.н}$, кг/м^3			$\rho_{л.н}$, кг/м^3	
	ж	г		ж	г
160	583,1	1,207	180	664,9	0,1990
170	567,5	2,172	190	653,1	0,3875
180	552,2	3,621	200	641,4	0,6968
190	536,2	5,707	210	629,7	1,172
200	520,0	8,605	220	617,7	1,867
210	503,5	12,48	230	604,9	2,848
215	495,2	14,84	240	591,7	4,184
220	486,3	17,53	250	578,7	5,952
225	477,3	20,61	260	565,3	8,264
230	466,9	24,11	270	550,6	11,24
235	456,8	28,13	280	535,9	15,03
240	445,8	32,79	290	520,0	19,79
245	434,4	38,22	300	503,2	25,71
250	421,9	44,62	310	484,9	33,08
255	409,6	52,05	320	465,3	42,30
260	393,8	60,82	330	442,2	54,08
265	376,9	71,28	340	415,6	70,47
270	357,3	84,67	350	380,8	94,87
275	334,0	103,7	360	325,8	140,1
283,05	211,0	211,0	365,05	231,0	231,0

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза, г — газообразная фаза.

Таблица 5.43. **Плотность ρ жидких нафтеновых углеводородов в зависимости от температуры t при p = 0,101 МПа [5.6]**

t, °С	ρ, кг/м^3	t, °С	ρ, кг/м^3	t, °С	ρ, кг/м^3
Циклопропан		Метилциклопентан		Циклогексан	
–80	735,2	–10	776,5	10	787,9
–70	723,5	0	767,2	20	778,6
–60	711,9	10	757,9	30	769,2
–50	700,2	20	748,6	40	759,6
–40	688,6	30	739,3	50	749,9
Циклопентан		40	730,0	60	740,1
–10	774,5	Этилциклопентан		70	730,1
0	764,8	10	775,0	80	719,9
10	755,1	20	766,5	—	—
20	745,4	30	757,6	—	—
30	735,6	—	—		
40	725,8	—	—		

Таблица 5.44. **Плотность ρ метилциклогексана C_7H4_{14} в зависимости от температуры t и давления p (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	ρ, кг/м^3, при p, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
10	777,8	778,4	779,2	780,7	782,2	783,7	784,4	785,2
20	769,5	770,2	771,0	772,6	774,2	775,8	776,6	777,4
40	752,5	753,4	754,3	756,2	758,0	759,8	760,6	761,5
60	735,1	736,0	737,1	739,2	741,3	743,3	744,3	745,3
80	716,9	718,0	719,3	721,7	774,1	726,4	727,5	728,7
100	698,0	669,3	700,7	703,6	706,3	709,0	710,3	711,7
120	3,090	679,7	681,4	684,7	688,0	691,1	692,6	694,2
140	2,930	659,1	661,1	665,1	668,9	672,6	674,4	676,2
160	2,786	637,1	639,6	644,5	649,1	653,5	655,6	657,7
180	2,656	613,4	616,6	622,6	628,3	633,6	636,2	638,6
200	2,538	587,3	591,5	599,2	606,4	612,9	616,1	619,1
220	2,431	28,67	563,3	573,8	583,1	591,4	595,3	599,0
240	2,332	26,88	530,1	545,6	558,2	568,9	573,8	578,4
260	2,242	25,35	63,14	512,9	531,1	545,5	551,7	557,4

Окончание табл. 5.44

t, °C	ρ, кг/м^3, при p, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
280	2,158	24,03	57,23	471,7	501,3	521,0	529,1	536,3
300	2,081	22,87	52,81	405,9	467,3	495,5	506,0	515,1
320	2,009	21,84	49,20	180,7	415,9	461,3	475,8	487,8
340	1,942	20,92	46,37	133,6	342,6	420,0	440,6	456,7
360	1,879	20,08	43,90	115,1	264,0	373,0	401,2	422,3
380	1,820	19,32	41,74	103,5	212,6	325,2	360,4	386,5
400	1,765	18,62	39,85	95,06	180,9	280,5	321,2	351,5
420	1,713	17,97	38,17	88,50	159,8	244,8	284,6	318,4
440	1,664	17,38	36,65	83,16	144,9	218,3	253,7	287,4
460	1,618	16,83	35,28	78,66	133,5	197,9	229,8	260,4
480	1,575	16,31	34,03	74,79	124,4	181,7	210,7	238,7
500	1,533	15,83	32,88	71,41	117,0	168,6	195,1	220,9

Таблица 5.45. **Плотность $\rho_{л.н}$ бензола C_6H_6 на линии насыщения**

T, К	$\rho_{л.н}$, кг/м^3		T, К	$\rho_{л.н}$, кг/м^3	
	ж*	г*		ж*	г*
380	791,7	5,595	490	634,1	46,10
400	766,8	8,873	500	615,0	54,31
410	754,1	10,97	510	594,5	63,81
420	741,2	13,44	520	571,7	75,35
430	727,8	16,33	530	546,1	89,52
440	713,7	19,67	540	515,4	107,7
450	699,3	23,54	550	475,3	133,4
460	683,9	28,01	560	402,9	179,9
470	668,4	33,18	562	364,2	199,4
480	651,8	39,16	562,6	303,9	303,9

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза, г — газообразная фаза.

Таблица 5.46. **Плотность ρ толуола C_7H_8 в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	ρ, кг/м^3, при *p*, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
10	876,0	876,5	877,1	878,3	879,4	880,6	881,7	887,3
20	867,1	867,6	868,2	869,5	870,7	871,9	873,1	879,0
40	848,8	849,4	850,1	851,5	852,9	854,2	855,6	862,3
60	829,9	830,6	834,4	833,0	834,6	836,1	837,7	845,2
80	810,4	811,3	812,2	814,0	815,8	817,6	819,3	827,8
100	790,2	791,2	792,2	794,3	796,4	798,5	800,5	810,2
120	2,894	770,3	771,5	774,0	776,4	778,8	781,1	792,2
140	2,745	748,4	749,9	752,8	775,6	758,4	761,1	774,0
160	2,611	725,4	727,2	730,6	734,0	737,3	740,5	755,4
180	2,489	700,9	703,1	707,3	711,4	715,4	719,2	736,7
200	2,379	644,4	677,2	682,5	687,6	692,5	697,1	717,8
220	2,279	26,50	648,8	655,8	662,3	668,4	674,2	699,0
240	2,187	24,90	616,9	626,6	635,2	643,1	650,4	680,3
260	2,102	23,54	579,0	593,5	605,7	616,3	625,7	662,1
280	2,024	22,35	52,22	554,1	572,9	587,8	600,3	644,7
300	1,951	21,30	48,48	500,2	535,2	557,5	574,4	628,5
320	1,884	20,36	45,44	151,1	489,8	525,7	548,8	613,5
340	1,821	19,51	42,88	118,6	406,3	480,2	514,3	594,1
360	1,762	18,74	40,68	104,1	275,8	420,6	473,4	573,3
380	1,707	18,04	38,77	94,46	203,0	351,0	426,8	551,4
400	1,656	17,40	37,07	87,31	168,4	286,2	378,4	528,4
420	1,607	16,81	35,54	81,63	148,2	241,6	331,7	504,8
440	1,561	16,26	34,17	76,94	134,3	210,8	290,0	481,3
460	1,518	15,75	32,92	72,96	124,0	188,6	258,2	458,3
480	1,477	15,27	31,77	69,51	115,7	172,1	233,6	436,2
500	1,439	14,82	30,72	66,48	109,0	159,2	214,0	415,4

Примечание. Значения плотности толуола при $p = 0{,}101$ МПа приведены ниже:

t, °C	ρ, кг/м^3	*t*, °C	ρ, кг/м^3
–90	970,1	–20	903,9
–80	960,4	–10	894,7
–70	950,8	0	885,5
–60	941,3	10	876,2
–50	931,8	20	866,9
–40	922,5	30	857,6
–30	913,2	40	848,3

Таблица 5.47. **Плотность ρ этилбензола C_8H_{10} в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	ρ, кг/м^3, при *p*, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
10	875,5	876,0	876,6	877,6	878,7	879,7	880,8	886,0
20	867,1	867,6	868,1	869,3	870,4	871,5	872,6	878,1
40	849,8	850,4	851,0	852,3	853,5	854,8	856,0	862,1
60	832,0	832,7	833,4	834,8	836,3	837,7	839,1	845,9
80	813,8	814,5	815,3	817,0	818,6	820,2	821,7	829,4
100	794,9	795,8	796,7	798,6	800,4	802,2	804,0	812,6
120	775,4	776,4	777,5	779,6	781,7	783,7	785,8	795,5
140	3,181	756,2	757,5	759,9	762,3	764,7	767,1	778,2
160	3,023	735,2	736,6	739,5	742,3	745,1	747,8	760,6
180	2,881	713,0	714,8	718,2	721,6	724,8	728,0	742,7
200	2,752	689,5	691,7	695,8	699,9	703,7	707,5	724,7
220	2,635	664,3	667,0	672,2	677,1	681,7	686,3	706,5
240	2,527	636,7	640,2	646,9	653,1	658,9	664,4	688,4
260	2,429	28,27	610,5	619,4	627,5	634,9	641,8	670,5
280	2,338	26,68	576,0	588,9	600,0	609,7	618,5	653,1
300	2,254	25,31	61,78	553,7	570,0	583,3	594,7	636,5
320	2,175	24,10	56,72	509,9	536,8	555,8	570,9	621,1
340	2,102	23,03	52,78	442,2	500,0	528,2	548,1	607,5
360	2,034	22,06	49,57	173,1	446,1	492,3	519,4	590,3
380	1,970	21,19	46,86	133,2	362,2	446,2	484,8	571,0
400	1,911	20,40	44,53	116,2	274,1	393,0	446,3	550,8
420	1,854	19,67	42,49	105,2	219,4	229,6	406,2	529,9
440	1,801	19,00	40,67	97,10	186,4	291,6	367,5	508,6
460	1,751	18,38	39,05	90,72	164,9	254,7	331,6	487,4
480	1,704	17,80	37,58	85,48	149,8	227,2	298,8	466,7
500	1,659	17,27	36,24	81,04	138,2	206,0	271,2	446,7

Таблица 5.48. **Плотность ρ природного газа* в зависимости от температуры *T* и давления *p* (по данным ВНИИгаз, 1988 г.)**

T, К	ρ, кг/м^3, при *p*, 10^5 Па							
	1	2	4	6	8	10	20	30
100	450,69	450,64	450,76	450,90	451,06	451,20	451,96	452,71
110	1,82	437,38	437,49	437,68	437,86	438,03	438,97	439,88
120	1,64	3,36	423,59	423,83	424,06	424,28	425,43	426,55
130	1,52	3,08	6,52	408,93	409,22	409,52	410,98	412,40
140	1,41	2,86	5,90	9,20	392,69	393,10	395,05	396,92
150	1,31	2,67	5,49	8,48	11,68	15,17	376,68	379,29
160	1,23	2,49	5,11	7,88	10,81	13,92	353,96	357,99
170	1,16	2,34	4,78	7,33	10,02	12,85	30,06	329,72
180	1,09	2,20	4,40	6,87	9,34	11,93	27,11	49,00
190	1,03	2,08	4,23	6,45	8,75	11,14	24,68	42,32
200	0,98	1,97	4,00	6,08	8,23	10,44	22,70	37,75
210	0,93	1,88	3,80	5,76	7,78	9,84	21,07	34,22
220	0,89	1,79	3,61	5,47	7,37	9,31	19,71	31,49
230	0,85	1,71	3,45	5,21	7,01	8,84	18,54	29,27
240	0,81	1,63	3,29	4,98	6,69	8,42	17,53	27,43
250	0,76	1,57	3,16	4,78	6,39	8,05	16,64	25,85
260	0,75	1,51	3,03	4,57	6,19	7,70	15,85	24,48
270	0,72	1,45	2,91	4,39	5,88	7,39	15,14	23,27
280	0,70	1,40	2,81	4,22	5,66	7,10	14,50	22,19
290	0,67	1,35	2,71	4,07	5,45	6,84	13,91	21,23
300	0,65	1,30	2,61	3,93	5,26	6,59	13,38	20,36
320	0,61	1,22	2,44	3,68	4,91	6,15	12,43	18,84
340	0,57	1,15	2,30	3,45	4,61	5,77	11,62	17,55
360	0,54	1,08	2,17	3,26	4,34	5,44	10,82	16,45
380	0,51	1,03	2,05	3,08	4,11	5,14	10,30	15,48
400	0,49	0,97	1,95	2,92	3,90	4,87	9,75	14,64

* Состав, мольные доли: CH_4 — 0,968; C_2H_6 — 0,02;C_3H_8 — 0,001; *н*-C_4H_{10} — 0,001; N_2 — 0,01.

Таблица 5.49. **Плотность ρ авиационного сконденсированного топлива (АСКТ)* в зависимости от температуры *T* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

T, К	ρ, кг/м^3, при *p*, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
173,1	718,4	718,8	719,3	720,2	721,1	722,0	722,9
183,1	709,9	710,4	710,9	711,9	712,8	713,8	714,8
203,1	692,6	693,1	693,7	694,9	696,0	697,1	698,2
223,1	674,8	675,4	677,0	677,4	678,7	680,0	698,2
243,1	656,2	656,9	657,7	659,3	660,8	662,3	663,8
263,1	636,9	637,7	638,7	640,5	642,3	644,1	645,9
283,1	—	617,7	618,8	621,0	623,2	625,3	627,4
303,1	—	596,5	597,9	600,9	603,2	605,7	608,2
323,1	2,559	574,0	575,7	579,0	582,3	585,4	588,4
343,1	2,401	549,6	551,8	556,1	560,2	564,1	567,8
363,1	2,262	522,6	525,7	531,4	536,8	541,8	546,5
383,1	2,139	—	496,0	504,3	511,6	518,2	524,3
403,1	2,028	23,34	460,2	473,4	484,1	493,3	501,4
423,1	1,929	21,70	53,14	436,0	453,5	466,9	417,8
443,1	1,840	20,32	47,45	382,3	418,2	438,8	453,8
463,1	1,758	19,14	43,32	173,0	—	—	—
483,1	1,684	18,12	40,09	113,6	—	—	—
500,3	1,615	17,21	37,45	95,70	—	—	—
523,1	1,552	16,41	35,23	84,98	164,9	254,8	313,1
543,1	1,494	15,68	33,32	77,38	139,9	213,7	276,5
563,1	1,440	15,03	31,66	71,53	123,7	185,3	243,1
583,1	1,390	14,43	30,18	66,82	112,2	164,6	215,9
603,1	1,321	13,88	28,86	62,88	103,3	149,1	195,0
623,1	1,300	13,38	27,68	59,52	96,23	137,0	178,4
663,1	1,220	12,48	25,62	54,02	85,40	119,2	153,6
703,1	1,150	11,71	23,88	49,67	77,35	106,5	136,1
743,1	1,008	11,03	22,38	46,09	71,02	96,84	123,0
773,1	1,046	10,57	21,39	43,79	67,07	90,96	115,0

* Состав АСКТ, % (мас.): пропан — 0, изобутан — 12, бутан — 30, изопентан — 18, пентан — 24, гексан —16.

Таблица 5.50. **Плотность ρ широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) в зависимости от температуры *T* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

T, К	ρ, кг/м^3, при *p*, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
173,1	656,3	656,8	657,4	658,6	659,8	660,9	662,1
183,1	647,3	647,8	648,5	649,8	651,0	652,3	653,5
203,1	—	629,3	630,1	631,6	633,1	634,6	636,0
223,1	—	610,0	610,9	612,7	614,5	616,2	618,0
243,1	—	589,8	590,9	593,1	595,2	597,3	599,3
263,1	—	568,3	569,7	572,4	575,0	577,5	579,9
283,1	2,323	545,4	547,1	550,5	553,7	556,8	559,8
303,1	2,161	—	522,6	527,0	531,2	535,1	538,9
323,1	2,021	—	495,3	501,4	507,0	512,1	516,9
343,1	1,899	21,93	—	472,7	480,6	487,6	493,9
363,1	1,791	20,15	—	438,6	450,9	461,0	469,5
383,1	1,695	18,69	43,48	392,6	415,9	431,4	443,5
403,1	1,609	17,46	39,30	—	—	—	—
423,1	1,531	16,41	36,09	98,89	—	—	—
443,1	1,461	15,50	33,51	83,43	—	—	—
463,1	1,396	14,70	31,36	74,04	140,1	250,7	284,4
483,1	1,338	13,98	29,53	67,32	118,9	200,7	242,9
500,3	1,284	13,34	27,94	62,14	105,4	169,0	208,9
523,1	1,234	12,76	26,54	57,94	95,67	147,6	184,2
543,1	1,188	12,23	25,30	54,43	88,18	132,3	165,5
563,1	1,145	11,75	24,19	51,44	82,16	120,8	151,0
583,1	1,106	11,30	23,18	48,83	77,14	—	139,4
623,1	1,034	10,52	21,43	44,50	69,18	—	121,8
663,1	0,9714	9,837	19,95	40,99	63,05	—	109,0
703,1	0,9158	9,244	18,68	38,08	58,12	—	99,24
743,1	0,8663	8,721	17,57	35,61	54,04	—	91,39
773,1	0,8325	8,386	16,83	33,99	51,40	—	86,44

Таблица 5.51. **Коэффициенты *A* и *B* в уравнении (5.32) [5.25]**

Углеводороды	Коэффициенты		Степень точности, %
	A	*B*	
Парафиновые C_nH_{2n+2}			
н-Бутан	246,66	–1,998	—
н-Пентан	250	–1,890	2,08
н-Гексан	295	–1,940	0,00
н-Гептан	335	–1,970	–1,92
н-Октан	369	–1,985	–1,10
н-Нонан	398	–1,995	–2,02
н-Декан	422	–2,004	—
Олефиновые C_nH_{2n}			
н-Бутен-1	210	–1,880	1,00
н-Пентен-1	250	–1,930	–0,23
н-Гексен-1	294	–1,990	1,92
н-Гептен-1	332	–2,010	2,00
н-Октен-1	366	–2,020	1,49
н-Нонен-1	395	–2,025	0,32
н-Децен-1	423	–2,031	1,37
Нафтеновые C_nH_{2n}			
Метилциклопентан	355	–1,965	–0,80
Этилциклопентан	370	–1,970	0,88
н-Пропилциклопентан	370	–1,915	1,91
н-Бутилциклопентан	400	–1,920	0,90
н-Пентилциклопентан	422	–1,920	–1,13
Метилциклогексан	391	–1,965	–1,90
Этилциклогексан	392	–1,918	–1,20
н-Пропилциклогексан	430	–1,99	1,00
н-Бутилциклогексан	456	–2,00	0,16
Ароматические C_nH_{2n-6}			
Толуол	384	–2,015	–1,50
Этилбензол	385	–1,960	1,49
н-Пропилбензол-1	408	–1,958	1,64
н-Бутилбензол-1	429	–1,960	2,65

Таблица 5.52. **Интеграл столкновений для вязкости, рассчитанный с помощью потенциала Леннарда—Джонса [5.24]**

T^*	Ω_μ	T^*	Ω_μ	T^*	Ω_μ	T^*	Ω_μ
0,30	2,785	1,35	1,375	2,8	1,058	4,9	0,9305
0,35	2,628	1,40	1,353	2,9	1,048	5,0	0,9269
0,40	2,492	1,45	1,333	3,0	1,039	6,0	0,8963
0,45	2,368	1,50	1,314	3,1	1,030	7,0	0,8727
0,50	2,257	1,55	1,296	3,2	1,022	8,0	0,8538
0,55	2,156	1,60	1,279	3,3	1,014	9,0	0,8379
0,60	2,065	1,65	1,264	3,4	1,007	10	0,8242
0,65	1,982	1,70	1,248	3,5	0,9999	20	0,7432
0,70	1,908	1,75	1,234	3,6	0,9932	30	0,7005
0,75	1,841	1,80	1,221	3,7	0,9870	40	0,6718
0,80	1,780	1,85	1,209	3,8	0,9811	50	0,6504
0,85	1,725	1,90	1,197	3,9	0,9755	60	0,6335
0,90	1,675	1,95	1,186	4,0	0,9700	70	0,6194
0,95	1,629	2,00	1,185	4,1	0,9649	80	0,6076
1,00	1,587	2,10	1,156	4,2	0,9600	90	0,5973
1,05	1,549	2,20	1,138	4,3	0,9553	100	0,5882
1,10	1,514	2,30	1,122	4,4	0,9507	200	0,5320
1,15	1,482	2,40	1,107	4,5	0,9464	300	0,5016
1,20	1,452	2,50	1,093	4,6	0,9422	400	0,4811
1,25	1,424	2,60	1,081	4,7	0,9382		
1,30	1,399	2,70	1,069	4,8	0,9343		

* $T^* = T/(\varepsilon/k)$ — безразмерная температура.

Таблица 5.53. **Параметры потенциала Леннарда—Джонса (межмолекулярное расстояние σ, отношение ε/k)**

Углеводороды	σ, Å	ε/k, К	Углеводороды	σ, Å	ε/k, К
Парафиновые C_nH_{2n+2}			*Ацетиленовые* C_nH_{2n-2}		
Метан	3,808	140,0	Ацетилен	4,114	212,0
Этан	4,384	172,0	Метилацетилен	4,742	261,0
Пропан	4,950	206,0	Этилацетилен	5,249	261,7
Бутан	5,460	208,0	*Ароматические* C_nH_{2n-6}		
2-Метилпропан	5,819	217,0	Бензол	5,628	335,0
Пентан	5,920	269,0	Толуол	5,932	377,0
2-Метилбутан	6,057	269,6	Этилбензол	6,677	330,9
Гексан	6,450	—	1,2-Диметилбензол	6,662	335,2
2-Метилпентан	6,670	—	Пропилбензол	6,978	352,5
Гептан	6,950	288,0	Изопрпилбензол	7,017	334,0
2-Метилгексан	7,010	275,1	Изобутилбензол	7,066	375,2
Октан	7,407	333,0	Бутилбензол	7,453	340,0
2,2,4-Триметилпентан	7,116	—	*Спирты*		
Нонан	7,932	352,0	Метанол	3,690	417,0
2,2,4-Триметилгексан	7,743	—	Этанол	4,310	431,0
Декан	8,447	—	*Другие вещества* [5.30]		
Олефиновые C_nH_{2n}			Водород	2,827	59,7
Этилен	4,066	230,0	Вода	2,641	809,1
Пропилен	4,670	303,0	Аммиак	2,900	558,3
Бутен-1	5,198	319,0	Сероводород	3,623	301,1
Пентен-1	5,749	321,9	Диоксид серы	4,112	335,4
Гексен-1	6,318	342,7	Монооксид углерода	3,690	91,7
Нафтеновые C_nH_{2n}			Диоксид углерода	3,941	195,2
Циклопентан	5,606	321,3	Азот	3,798	71,4
Циклогексан	6,143	313,0	Кислород	3,467	106,7
Циклогептан	6,550	—	Воздух	3,711	78,60
Метилциклопентан	6,079	322,0	Гелий	2,551	10,22
Этилциклопентан	6,519	327,9	Неон	2,820	32,8
Метилциклогексан	6,491	327,7	Аргон	3,542	93,3
Этилциклогексан	6,907	353,1			
Пропилциклогексан	7,623	—			

Таблица 5.54. **Значения коэффициентов в уравнении (5.34а)**

i	a_i	b_i	c_i	d_i
		Метан CH_4		
1	0,16978	0,24247	0,31505	–0,08344
2	0,01717	0,02467	0,03192	–0,00846
3	0,23608	0,35025	0,43700	–0,11565
4	–0,18437	0,27470	–0,34114	0,09030
5	0,05818	0,08917	0,10728	–0,02834
		Пропан C_3H_8		
1	0,21934	0,30085	0,38620	–0,10201
2	0,01992	0,03376	0,03611	–0,00969
3	0,02982	0,04151	0,05465	–0,01438
4	–0,22838	–0,33875	–0,41930	0,11052
5	0,07171	0,11070	0,13160	–0,03472
		н-Бутан C_4H_{10}		
1	0,20111	0,29878	0,36920	–0,09738
2	0,01856	0,03574	0,003258	–0,00847
3	0,28430	0,42058	0,52210	–0,13769
4	–0,22232	–0,32861	–0,40880	0,10788
5	0,07169	0,10253	0,13237	–0,03499

Таблица 5.55. **Динамическая вязкость μ метана в однофазной области [5.19]**

T, K	μ, 10^{-7} Па · с, при p, МПа									
	0,1	1	2	3	5	10	15	20	25	30
100	39,7	1580,3	1601,4	1622,4	1664,0	1766,1	1866,0	1964,2	2061,2	2157,2
110	43,4	1223,4	1240,3	1257,1	1290,3	1371,9	1451,7	1530,3	1607,9	1684,8
120	47,1	980,1	994,3	1008,3	1036,1	1104,0	1170,2	1235,0	1299,0	1362,1
130	50,9	803,0	815,6	828,0	852,5	911,9	969,1	1024,8	1079,4	1133,1
140	54,6	666,9	678,8	690,5	713,3	767,7	819,4	869,2	917,5	964,7
150	58,4	59,3	568,2	579,9	602,4	654,8	703,3	749,3	793,5	836,3
160	62,2	63,9	472,8	485,6	509,5	562,5	609,8	653,7	695,2	735,0
170	65,9	68,2	74,2	399,0	427,3	484,3	532,1	575,0	614,9	652,7
180	69,7	72,2	76,9	87,0	348,5	415,8	465,8	508,9	547,9	584,3
200	77,1	79,8	83,4	88,5	112,4	295,5	357,6	403,5	442,5	477,5
220	84,3	87,0	90,0	93,7	104,6	192,5	273,7	324,6	364,6	399,0
240	91,5	93,9	96,5	99,5	107,2	148,3	214,5	266,9	307,4	341,2

Окончание табл. 5.55

T, K	μ, 10^{-7} Па · с, при p, МПа									
	0,1	1	2	3	5	10	15	20	25	30
260	98,4	100,6	102,9	105,5	111,6	137,7	182,1	227,9	266,5	299,1
280	105,2	107,1	109,2	111,4	116,6	136,2	167,5	204,2	238,6	268,9
300	111,8	113,6	115,4	117,3	121,8	137,7	161,6	190,8	220,4	247,8
320	118,3	119,8	121,4	123,2	127,1	140,6	160,0	183,7	208,9	233,3
340	124,6	126,0	127,4	129,0	132,5	144,2	160,4	180,3	201,9	223,4
360	130,8	132,0	133,3	134,7	137,8	148,1	162,1	179,2	197,9	217,0
400	142,7	143,6	144,6	145,8	148,3	156,6	167,6	180,7	195,3	210,4
450	156,8	157,5	158,3	159,2	161,2	167,7	176,1	186,2	197,4	209,2
500	170,1	170,7	171,3	172,0	173,6	178,8	185,6	193,6	202,5	212,0
550	182,8	183,3	183,8	184,3	185,6	189,9	195,4	201,9	209,2	217,1
600	194,9	195,3	195,7	196,2	197,2	200,7	205,3	210,7	216,8	223,3
700	217,7	217,9	218,2	218,5	219,2	221,7	225,0	228,8	233,2	237,9
800	238,8	238,9	239,1	239,4	239,9	241,7	244,1	247,0	250,2	253,8
900	258,6	258,7	258,9	259,0	259,4	260,8	262,6	264,8	267,3	270,0
1000	277,4	277,5	277,6	277,7	278,0	279,1	280,5	282,2	284,2	286,3

Таблица 5.56. **Динамическая вязкость μ метана CH_4 в зависимости от температуры t при давлении 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	μ, 10^{-4} Па · с		t, °C	μ, 10^{-4} Па · с		t, °C	μ, 10^{-4} Па · с	
	0,1 МПа	10 МПа		0,1 МПа	10 МПа		0,1 МПа	10 МПа
20	0,1093	0,1382	220	0,1639	0,1748	420	0,2091	0,2160
40	0,1154	0,1399	240	0,1687	0,1791	440	0,2132	0,2199
60	0,1214	0,1427	260	0,1735	0,1833	460	0,2173	0,2238
80	0,1271	0,1461	280	0,1782	0,1875	480	0,2214	0,2277
100	0,1327	0,1498	300	0,1828	0,1917	500	0,2254	0,2315
120	0,1382	0,1538	320	0,1873	0,1958	520	0,2294	0,2353
140	0,1436	0,1579	340	0,1918	0,1999	540	0,2333	0,2390
160	0,1488	0,1621	360	0,1962	0,2040	560	0,2372	0,2428
180	0,1539	0,1663	380	0,2005	0,2081	580	0,2410	0,2464
200	0,1590	0,1706	400	0,2048	0,2121	600	0,2448	0,2501

Таблица 5.57. **Диинамическая вязкость $\mu_{л.н}$ метана на линии насыщения [5.19]**

T, К	$\mu_{л.н}$, 10^{-6} Па · с		T, К	$\mu_{л.н}$, 10^{-6} Па · с	
	ж	г		ж	г
91	208,23	3,529	140	66,26	5,300
95	181,16	3,639	145	60,70	5,604
100	155,98	3,776	150	55,66	5,946
105	136,50	3,917	155	51,03	6,329
110	120,79	4,061	160	46,74	6,759
115	107,79	4,215	165	42,69	7,246
120	96,86	4,385	170	38,82	7,805
125	87,54	4,575	175	35,02	8,468
130	79,49	4,788	180	31,19	9,304
135	72,47	5,029	185	27,06	10,494

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 5.58. **Динамическая вязкость* μ, 10^{-4} Па · с, нормальных парафиновых углеводородов в зависимости от температуры t при p = 0,101 МПа [5.6]**

t, °С	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	t, °С	Бутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}
–180	~13,20	60,7	–120	15,69	23,1	—	—	—
–160	5,67	19,4	–100	8,49	12,5	—	—	—
–140	3,58	10,2	–80	5,49	7,68	13,80	25,70	—
–120	2,60	6,1	–60	3,94	5,46	8,92	14,60	—
–100	1,80	4,3	–40	3,02	4,19	6,33	9,65	14,30
–80	—	3,27	–20	2,44	3,41	4,79	6,89	9,67
–60	—	2,54	0	—	2,83	3,81	5,26	7,14

* Вязкость метана при *температурах* –180 °С и –170 °С равна соответственно $1{,}95 \cdot 10^{-4}$ и $1{,}4 \cdot 10^{-4}$ Па · с.

Таблица 5.59. **Динамическая вязкость μ этана (C_2H_6) в зависимости от температуры t при давлении 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	μ, 10^{-4} Па · с		t, °C	μ, 10^{-4} Па · с		t, °C	μ, 10^{-4} Па · с	
	0,1 МПа	10 МПа		0,1 МПа	10 МПа		0,1 МПа	10 МПа
20	0,09146	0,4720	220	0,1463	0,1762	420	0,1918	0,2078
40	0,09746	0,4524	240	0,1512	0,1785	440	0,1960	0,2113
60	0,1033	0,3259	260	0,1560	0,1813	460	0,2002	0,2149
80	0,1091	0,2367	280	0,1608	0,1842	480	0,2043	0,2184
100	0,1148	0,1973	300	0,1654	0,1874	500	0,2083	0,2219
120	0,1203	0,1820	320	0,1700	0,1906	520	0,2123	0,2254
140	0,1257	0,1756	340	0,1745	0,1940	540	0,2163	0,2289
160	0,1310	0,1733	360	0,1789	0,1974	560	0,2202	0,2324
180	0,1362	0,1732	380	0,1833	0,2008	580	0,2240	0,2359
200	0,1413	0,1743	400	0,1876	0,2043	600	0,2279	0,2393

Таблица 5.60. **Динамическая и кинематическая вязкость жидкого пропана при $p = 10^5$ Па [5.6]**

t, °C	μ, 10^{-4} Па · с	ν, мм²/с	t, °C	μ, 10^{-4} Па · с	ν, мм²/с
–185	~85,0	–	–110	5,1	0,78
–180	60,7	8,40	–100	4,3	0,66
–170	30,8	4,32	–90	3,7	0,58
–160	19,4	2,75	–80	3,27	0,51
–150	13,2	1,90	–70	2,93	0,47
–140	10,2	1,49	–60	2,54	0,42
–130	7,6	1,12	–50	2,27	0,38
–120	6,1	0,92	–42,07	—	0,35

Таблица 5.61. **Динамическая вязкость μ пропана C_3H_8 в зависимости от температуры *t* при давлении 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	μ, 10^{-4} Па · с		*t*, °C	μ, 10^{-4} Па · с		*t*, °C	μ, 10^{-4} Па · с	
	0,1 МПа	10 МПа		0,1 МПа	10 МПа		0,1 МПа	10 МПа
20	0,08268	1,165	220	0,1296	0,2008	420	0,1684	0,1962
40	0,08788	0,9502	240	0,1338	0,1944	440	0,1719	0,1983
60	0,09296	0,8039	260	0,1379	0,1908	460	0,1755	0,2006
80	0,09792	0,6425	280	0,1419	0,1991	480	0,1790	0,2029
100	0,1028	0,5501	300	0,1458	0,1886	500	0,1824	0,2053
120	0,1075	0,4400	320	0,1497	0,1888	520	0,1858	0,2077
140	0,1121	0,3430	340	0,1536	0,1896	540	0,1892	0,2102
160	0,1166	0,2749	360	0,1573	0,1909	560	0,1925	0,2128
180	0,1210	0,2335	380	0,1611	0,1924	580	0,1958	0,2153
200	0,1254	0,2124	400	0,1647	0,1942	600	0,1991	0,2179

Примечание. Значения кинематической вязкости газообразного пропана при давлении 0,101 МПа приведены ниже:

t, °C	0	25	50	100	200	300	400	500
ν, $мм^2/с$	3,8	4,5	5,2	6,9	10,9	15,8	21,6	28,2

Таблица 5.62. **Динамическая $\mu_{л.н}$ и кинематическая $\nu_{л.н}$ вязкость пропаиа C_3H_8 на линии насыщения [5.28]**

t, °C	$\mu_{л.н}$, 10^{-6} Па · с		$\nu_{л.н}$, 10^{-6} $м^2/с$	*t*, °C	$\mu_{л.н}$, 10^{-6} Па · с		$\nu_{л.н}$, 10^{-6} $м^2/с$
	ж	г	ж		ж	г	ж
–50	242,0	5,50	0,4095	30	98,9	11,69	0,2037
–40	216,5	6,24	0,3736	40	88,5	12,75	0,1887
–30	193,6	6,76	0,3410	50	79,2	13,85	0,1755
–20	173,1	7,52	0,3116	60	67,8	15,04	0,1568
–10	154,8	8,29	0,2851	70	57,7	—	0,1413
0	138,4	9,07	0,2613	80	48,5	—	0,1287
10	123,7	9,81	0,2398	90	40,0	—	0,1205
20	110,7	10,76	0,2209				

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 5.63. **Динамическая вязкость μ, 10^{-4} Па · с, нормальных парафиновых углеводородов в зависимости от температуры *t* при *p* = 0,1 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}	Изопентан C_5H_{12}	Пентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}	Нонан C_9H_{20}	Декан $C_{10}H_{22}$
10	0,0731	0,0729	2,467	2,416	3,466	4,844	5,853	8,029	10,24
20	0,0755	0,0754	2,254	2,218	3,084	4,279	5,250	7,033	8,900
40	0,0802	0,0802	0,0747	0,0737	2,475	3,394	4,124	5,639	6,953
60	0,0849	0,0848	0,0793	0,0783	2,089	2,146	3,313	4,471	5,583
80	0,0894	0,0894	0,0838	0,0827	0,0758	2,325	2,730	3,564	4,489
100	0,0938	0,0939	0,0883	0,0872	0,0812	0,0759	2,328	3,012	3,585
120	0,0981	0,0983	0,0927	0,0915	0,0855	0,0797	2,052	2,595	3,091
140	0,1024	0,1026	0,0970	0,0958	0,0899	0,0834	0,0746	2,294	2,701
160	0,1065	0,1068	0,1013	0,0999	0,0942	0,0872	0,0780	0,0727	2,389
180	0,1105	0,1109	0,1054	0,1041	0,0985	0,0908	0,0814	0,0757	0,0744
200	0,1145	0,1149	0,1095	0,1081	0,1028	0,0944	0,0848	0,0786	0,0804
220	0,1184	0,1189	0,1135	0,1121	0,1071	0,0999	0,0881	0,0814	0,0873
240	0,1222	0,1227	0,1175	0,1160	0,1113	0,1014	0,0913	0,0842	0,0861
260	0,1259	0,1265	0,1214	0,1198	0,1155	0,1048	0,0945	0,0869	0,0889
280	0,1332	0,1302	0,1252	0,1236	0,1197	0,1081	0,0977	0,0896	0,0916
300	0,1368	0,1339	0,1289	0,1273	0,1238	0,1114	0,1008	0,0923	0,0943
320	0,1403	0,1375	0,1326	0,1309	0,1279	0,1147	0,1039	0,0949	0,0969
340	0,1437	0,1411	0,1363	0,1345	0,1319	0,1179	0,1069	0,0974	0,0995
360	0,1471	0,1446	0,1398	0,1380	0,1359	0,1210	0,1090	0,0999	0,1021
380	0,1505	0,1480	0,1434	0,1415	0,1399	0,1241	0,1128	0,1025	0,1047
400	0,1538	0,1515	0,1468	0,1449	0,1438	0,1272	0,1157	0,1049	0,1072
420	0,1571	0,1548	0,1503	0,1483	0,1476	0,1302	0,1186	0,1073	0,1096
440	0,1603	0,1581	0,1536	0,1516	0,1514	0,1331	0,1214	0,1097	0,1121
460	0,1635	0,1614	0,1570	0,1549	0,1552	0,1361	0,1242	0,1121	0,1145
480	0,1635	0,1646	0,1603	0,1582	0,1589	0,1390	0,1269	0,1144	0,1168
500	0,1666	0,1679	0,1635	0,1614	0,1626	0,1418	0,1297	0,1167	0,1192
520	0,1698	0,1710	0,1667	0,1645	0,1662	0,1447	0,1323	0,1190	0,1215
540	0,1728	0,1741	0,1699	0,1677	0,1698	0,1474	0,1350	0,1213	0,1238
560	0,1759	0,1772	0,1731	0,1708	0,1734	0,1502	0,1376	0,1235	0,1261
580	0,1789	0,1803	0,1762	0,1739	0,1769	0,1529	0,1402	0,1257	0,1238
600	0,1819	0,1833	0,1793	0,1769	0,1803	0,1557	0,1428	0,1279	0,1305

Таблица 5.64. **Динамическая вязкость μ, 10^{-4} Па · с, нормальных парафиновых углеводородов в зависимости от температуры t при p = 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}	Нонан C_9H_{20}	Декан $C_{10}H_{22}$
10	2,085	2,319	2,750	2,823	3,951	5,560	6,494	8,878	11,30
20	1,906	2,109	2,547	2,603	3,523	4,924	6,074	7,833	9,893
40	1,578	1,744	2,165	2,207	2,857	3,922	4,802	6,589	8,204
60	1,327	1,471	1,827	1,855	2,452	3,207	3,870	5,256	6,614
80	1,123	1,248	1,526	1,560	2,101	2,796	3,230	4,204	5,337
100	0,9594	1,068	1,303	1,335	1,785	2,400	2,806	3,619	4,293
120	0,8192	0,8819	1,132	1,155	1,524	2,058	2,448	3,165	3,793
140	0,6792	0,5864	0,9817	1,002	1,316	1,758	2,113	2,765	3,337
160	0,5816	0,4876	0,8471	0,8602	1,158	1,512	1,811	2,396	2,914
180	0,4856	0,3998	0,7263	0,7411	1,011	1,349	1,561	2,081	2,529
200	0,3883	0,3325	0,6561	0,6072	0,8829	1,190	1,399	1,779	2,186
220	0,3301	0,2853	0,5700	0,5208	0,7677	1,044	1,246	1,598	1,884
240	0,2813	0,2525	0,4872	0,4420	0,6724	0,9198	1,093	1,439	1,704
260	0,2484	0,2321	0,4138	0,3769	0,5875	0,8045	0,9777	1,266	1,530
280	0,2290	0,2193	0,3538	0,3275	0,5087	0,6743	0,8576	1,127	1,355
300	0,2170	0,2111	0,3100	0,2903	0,4404	0,5966	0,7355	0,9941	1,214
320	0,2093	0,2057	0,2761	0,2633	0,3859	0,5245	0,6586	0,8788	1,070
340	0,2045	0,2023	0,2531	0,2459	0,3444	0,4610	0,5859	0,7130	0,9561
360	0,2014	0,2002	0,2385	0,2343	0,3129	0,4084	0,5194	0,6392	0,7847
380	0,1996	0,1991	0,2288	0,2265	0,2886	0,3667	0,4614	0,5704	0,7099
400	0,1987	0,1987	0,2222	0,2212	0,2709	0,3338	0,4131	0,5085	0,6388
420	0,1984	0,1988	0,2177	0,2176	0,2587	0,3077	0,3742	0,4550	0,5732
440	0,1987	0,1993	0,2147	0,2152	0,2501	0,2865	0,3431	0,4104	0,5149
460	0,1993	0,2001	0,2128	0,2138	0,2440	0,2698	0,3179	0,3742	0,4648
480	0,2002	0,2012	0,2118	0,2130	0,2397	0,2575	0,2972	0,3474	0,4231
500	0,2014	0,2025	0,2113	0,2128	0,2368	0,2484	0,2800	0,3204	0,3889
520	0,2028	0,2040	0,2113	0,2131	0,2348	0,2415	0,2661	0,3003	0,3609
540	0,2043	0,2056	0,2117	0,2136	0,2337	0,2362	0,2555	0,2833	0,3377
560	0,2059	0,2073	0,2124	0,2145	0,2331	0,2322	0,2473	0,2688	0,3181
580	0,2076	0,2091	0,2133	0,2155	0,2331	0,2291	0,2409	0,2570	0,3013
600	0,2094	0,2110	0,2145	0,2168	0,2334	0,2268	0,2359	0,2477	0,2868

Таблица 5.65. **Динамическая $\mu_{л.н}$ и кинематическая $\nu_{л.н}$ вязкость *н*-бутана C_4H_{10} на линии насыщения [5.28]**

t, °C	$\mu_{л.н}$, 10^{-6} Па · с	$\nu_{л.н}$, 10^{-6} м^2/с	$\mu_{л.н}$, 10^{-6} Па · с	$\nu_{л.н}$, 10^{-6} м^2/с
	ж		г	
–20	259,9	0,4180	6,06	4,683
–10	236,4	0,3866	6,41	3,410
0	214,0	0,3561	6,78	2,430
10	193,7	0,3282	7,15	1,815
20	176,3	0,3045	7,58	1,417
30	160,0	0,2822	8,02	1,146
40	144,7	0,2606	8,54	0,931
50	131,4	0,2421	9,07	0,760
60	119,2	0,2251	9,67	0,628
70	108,1	0,2093	—	0,522
80	97,9	0,1952	—	0,456
90	89,7	0,1843	—	—
100	80,5	0,1709	—	—

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 5.66. **Динамическая вязкость $\mu_{л.н}$ парафиновых углеводородов на линии насыщения [5.26]**

T, К	$\mu_{л.н}$, 10^{-6} Па · с		T, К	$\mu_{л.н}$, 10^{-6} Па · с		T, К	$\mu_{л.н}$, 10^{-6} Па · с	
	ж	г		ж	г		ж	г
Этан C_2H_6 [5.34, 5.35]			Изопентан C_5H_{12} [5.29, 5.38, 5.59]			*н*-Октан C_8H_{18} [5.37, 5.41]		
184,5	168	6,00	—	—	—	—	—	—
200	139	6,59	301	201	7,4	298,8	203	7,4
210	124	7,03	325	163	8,0	415	174	7,9
230	99,4	7,89	340	146	8,5	435	149	8,5
240	88,8	8,42	355	126	9,0	455	126	9,2
260	70,8	9,85	370	111	9,5	475	107	10,0
270	61,6	10,9	385	97	9,9	495	91	11,1
280	54,0	12,1	400	94	10,5	515	75	12,5
290	46,0	14,2	415	71	11,2	535	61	14,7
300	36,1	19,0	430	60	12,2	555	48	19,4
Изобутан C_4H_{10} [5.37, 5.38]			*н*-Гексан C_6H_{14} [5.37]			*н*-Нонан C_9H_{20}		
261,4	240	6,7	342	202,2	7,3	423,97	213	7,4
285	190	7,4	370	158,9	7,9	435	177	7,6
300	145	8,0	385	145,7	8,4	455	153	7,9
315	116	8,6	400	128,5	8,8	475	132	8,3
330	101	9,1	415	113,6	9,4	495	112	8,7
345	86	9,7	430	99,9	10,1	515	94	9,1
360	74	10,4	445	87,4	10,9	535	78	9,7
375	61	11,3	460	75,6	11,9	555	63	10,6
390	44	12,9	475	64,3	13,3	575	50	12,2
408,1	34	34,0	—	—	—	—	—	—
н-Пентан C_5H_{12} [5.37]			*н*-Гептан C_7H_{16} [5.37]			*н*-Декан $C_{10}H_{22}$		
309,2	196	6,9	371,6	201	7,3	447,3	205	8,1
335	159	7,6	380	186	7,7	460	180	8,3
350	140	8,1	400	159	8,3	480	149	8,7
365	123	8,5	420	135	9,0	500	127	9,1
380	108	9,0	440	115	9,7	520	108	9,6
395	95	9,5	460	97	10,7	540	91	10,1
410	83	10,2	480	82	12,1	560	75	10,7
425	72	11,1	500	67	14,0	580	61	11,6
440	60	12,4	520	54	17,6	600	48	13,3
			540,6	41	41,0	—	—	—

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 5.67. **Динамическая вязкость μ, 10^{-4} Па · с, нормальных олефиновых углеводородов в зависимости от температуры при p = 0,101 МПа [5.6]**

t, °С	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	t, °С	Бутен-1 C_4H_8	Пентен-1 C_5H_{10}	Гексен-1 C_6H_{12}
–180	—	88,0	–110	7,9	—	—
–170	—	33,5	–100	6,4	—	—
–160	5,08	19,3	–90	5,3	8,5	—
–150	3,87	13,0	–80	4,5	7,0	—
–140	3,07	9,2	–70	3,9	5,9	—
–130	2,51	7,0	–60	3,4	5,0	—
–120	2,11	5,6	–50	3,0	4,3	6,3
–110	1,82	4,6	–40	2,6	3,8	5,4
–100	—	3,8	–30	—	3,3	4,7
–90	—	—	–20	—	3,0	4,2
–80	—	—	–10	—	2,7	3,7
–70	—	—	0	—	2,4	3,3

Таблица 5.68. **Динамическая вязкость μ, 10^{-4} Па · с, нормальных олефиновых углеводородов в зависимости от температуры при p = 0,1 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	Бутен-1 C_4H_8	Гексен-1 C_6H_{12}	Гептен-1 C_7H_{14}
10	0,1004	0,08143	0,07408	3,027	4,166
20	0,1039	0,08432	0,07671	2,685	3,649
40	0,1107	0,09009	0,08195	2,174	2,895
60	0,1173	0,09581	0,08717	1,841	2,378
80	0,1238	0,1015	0,09236	0,07764	2,025
100	0,1302	0,1071	0,09750	0,08192	0,07257
120	0,1364	0,1126	0,1026	0,08614	0,07651
140	0,1425	0,1181	0,1076	0,09032	0,08046
160	0,1485	0,1235	0,1126	0,09444	0,08441
180	0,1543	0,1288	0,1175	0,09850	0,08836
200	0,1601	0,1340	0,1223	0,1025	0,09229
220	0,1657	0,1392	0,1271	0,1064	0,09622
240	0,1712	0,1442	0,1317	0,1103	0,1001
260	0,1766	0,1492	0,1364	0,1141	0,1040
280	0,1819	0,1542	0,1409	0,1179	0,1079
300	0,1871	0,1589	0,1454	0,1216	0,1117
320	0,1923	0,1636	0,1498	0,1252	0,1155
340	0,1973	0,1683	0,1541	0,1288	0,1193
360	0,2023	0,1728	0,1383	0,1324	0,1230

Окончание табл. 5.68

t, °C	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	Бутен-1 C_4H_8	Гексен-1 C_6H_{12}	Гептен-1 C_7H_{14}
380	0,2072	0,1774	0,1625	0,1358	0,1267
400	0,2121	0,1818	0,1667	0,1393	0,1304
420	0,2168	0,1862	0,1708	0,1427	0,1340
440	0,2215	0,1905	0,1748	0,1460	0,1377
460	0,2262	0,1948	0,1788	0,1493	0,1412
480	0,2308	0,1990	0,1827	0,1525	0,1448
500	0,2353	0,2032	0,1866	0,1557	0,1483

Таблица 5.69. **Динамическая вязкость μ, 10^{-4} Па · с, нормальных олефиновых углеводородов в зависимости от температуры t при p = 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	Бутен-1 C_4H_8	Гексен-1 C_6H_{12}	Гептен-1 C_7H_{14}
10	0,4978	1,0950	1,698	3,441	4,769
20	0,4318	0,9963	1,545	3,059	4,137
40	0,2988	0,8059	1,272	2,506	3,334
60	0,2154	0,6775	1,076	2,150	2,778
80	0,1887	0,5206	0,9037	1,836	2,397
100	0,1797	0,5230	0,7736	1,556	2,061
120	0,1772	0,4068	0,6547	1,334	1,758
140	0,1775	0,3082	0,5423	1,158	1,506
160	0,1793	0,2757	0,5511	1,014	1,305
180	0,1819	0,2171	0,4511	0,8828	1,155
200	0,1852	0,2037	0,3661	0,7690	1,012
220	0,1887	0,1972	0,3049	0,6686	0,8870
240	0,1925	0,1943	0,2638	0,6453	0,7748
260	0,1965	0,1935	0,2405	0,5583	0,6743
280	0,2006	0,1939	0,2270	0,4795	0,5881
300	0,2047	0,1952	0,2190	0,4130	0,5081
320	0,2089	0,1971	0,2143	0,3631	0,4412
340	0,2131	0,1993	0,2117	0,3253	0,3838
360	0,2173	0,2018	0,2105	0,2965	0,3382
380	0,2215	0,2046	0,2103	0,2747	0,3033
400	0,2257	0,2075	0,2108	0,2593	0,2769
420	0,2299	0,2105	0,2118	0,2485	0,2567
440	0,2341	0,2136	0,2132	0,2406	0,2418
460	0,2383	0,2168	0,2149	0,2349	0,2318
480	0,2425	0,2201	0,2168	0,2308	0,2253
500	0,2466	0,2233	0,2169	0,2279	0,2211

Таблица 5.70. **Динамическая вязкость μ нафтеновых углеводородов в жидком состоянии в зависимости от температуры при p = 0,1 МПа [5.6]**

Углеводород	Формула	μ, 10^{-4} Па · с, при t, °С							
		0	10	20	40	50	60	80	100
Циклопентан	C_5H_{10}	5,55	4,91	4,39	3,54	—	—	—	—
Метилциклопентан	C_6H_{12}	6,48	5,69	5,05	4,04	3,62	3,27	—	—
Циклогексан	C_6H_{12}	—	—	9,79	7,04	6,08	5,31	—	—
Метилциклогексан	C_7H_{14}	9,91	8,44	7,31	5,59	4,95	4,43	3,72	—
Этилциклопентан*	C_7H_{14}	7,25	6,37	5,65	4,56	4,12	3,76	3,16	2,70
1,3-Диметилциклопентан	C_7H_{14}	—	5,82	5,09	4,07	3,67	3,34	2,79	—
Этилциклогексан	C_8H_{16}	11,42	9,76	8,49	6,51	5,81	5,23	4,30	3,70
н-Пропилциклопентан-1	C_8H_{16}	8,98	7,79	6,82	5,40	4,88	4,44	3,80	3,30
Изопропилциклопентан	C_8H_{16}	9,17	8,00	7,05	5,57	—	—	—	—
н-Пропилциклогексан-1	C_8H_{16}	14,09	11,84	10,04	7,57	6,68	5,91	4,78	—
Изопропилциклогексан	C_9H_{18}	15,35	12,88	10,94	8,26	—	—	—	—
н-Пропилциклопентан-1	C_9H_{18}	12,07	10,30	8,90	6,88	6,10	5,46	4,46	3,80
н-Бутилциклогексан-1	$C_{10}H_{20}$	—	—	12,86	9,37	8,18	7,20	—	—
Изобутилциклогексан	$C_{10}H_{20}$	—	—	12,20	8,97	7,82	6,82	5,49	4,51
н-Пентилциклопентан*	$C_{10}H_{20}$	16,30	13,73	11,55	8,56	7,53	6,67	5,40	4,50

* Для этилциклопентана и *н*-пентилциклопентана-1 при температуре –20 и –10 °С динамическая вязкость равна: 9,60 и 8,29; 23,20 и 19,40 · 10^{-4} Па · с соответственно (все значения μ умножаются на 10^{-4} Па · с).

Таблица 5.71. **Динамическая вязкость μ метилциклогексана C_7H_{14} в зависимости от температуры *t* при давлении *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	μ, 10^{-4} Па · с, при *p*, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
10	7,204	7,259	7,320	7,443	7,567	7,691	7,815
20	6,520	6,590	6,668	6,827	6,994	7,161	7,327
40	6,286	5,355	5,431	5,580	5,717	5,842	5,958
60	4,322	4,381	4,447	4,572	4,682	4,787	4,880
80	3,594	3,649	3,711	3,825	3,913	4,006	4,102
100	3,095	3,153	3,218	3,332	3,405	3,690	3,585
120	0,0863	2,780	2,826	2,912	2,986	3,062	3,141
140	0,0905	2,412	2,447	2,518	2,589	2,659	2,730
160	0,0947	2,064	2,096	2,162	2,230	2,296	2,361
180	0,0988	1,771	1,818	1,906	1,973	2,031	2,080
200	0,1029	1,513	1,559	1,644	1,712	1,780	1,847
220	0,1069	0,1136	1,327	1,407	1,479	1,557	1,640
240	0,1108	0,1170	1,132	1,218	1,304	1,385	1,459
260	0,1147	0,1205	0,1330	1,000	1,119	1,216	1,293
280	0,1185	0,1240	0,1346	0,7994	0,8995	1,010	1,133
300	0,1223	0,1274	0,1368	0,4677	0,6064	0,6866	0,7500
320	0,1260	0,1309	0,1393	0,2064	0,4910	0,5944	0,6671
340	0,1297	0,1343	0,1420	0,1809	0,3708	0,5031	0,5865
360	0,1333	0,1377	0,1448	0,1747	0,2822	0,4204	0,5116
380	0,1368	0,1411	0,1477	0,1725	0,2408	0,3546	0,4467
400	0,1403	0,1444	0,1506	0,1721	0,2209	0,3060	0,3943
420	0,1438	0,1477	0,1535	0,1726	0,2106	0,2748	0,3529
440	0,1472	0,1510	0,1565	0,1737	0,2050	0,2557	0,3203
460	0,1506	0,1542	0,1594	0,1752	0,2018	0,2433	0,2961
480	0,1539	0,1574	0,1624	0,1769	0,2002	0,2351	0,2795
500	0,1572	0,1606	0,1653	0,1788	0,1996	0,2296	0,2677

Таблица 5.72. **Динамическая вязкость $\mu_{л.н}$, 10^{-6} Па · с, циклопентана C_5H_{10} и циклогексана C_6H_{12} на линии насыщения (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

T, К	Циклопентан [5,38; 5,39]		T, К	Циклогексан [5,40; 5,41]	
	ж	г		ж	г
322,4	320	7,9	353,87	400	8,60
350	255	8,9	360	370	8,71
370	200	9,7	385	280	9,44
390	160	10,5	410	230	10,18
410	128	11,2	435	190	10,72
430	109	11,9	460	160	11,58
450	92	12,8	485	135	12,33
470	76	13,9	510	115	13,56
490	58	15,9	535	95	17,73
511,5	43	43,0	554,15	54	54,00

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 5.73. **Динамическая вязкость μ, 10^{-4} Па ·с, ароматических углеводородов в зависимости от температуры t при давлении 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	Бензол C_6H_6	Этилбензол C_8H_{10}	Бензол C_6H_6	Этилбензол C_8H_{10}
	0,1 МПа		10 МПа	
10	6,545	7,660	7,108	8,179
20	5,953	6,744	6,486	7,227
40	4,822	5,404	5,292	6,022
60	3,908	4,435	4,294	4,957
80	0,0909	3,637	3,682	4,076
100	0,0960	2,967	3,209	3,338
120	0,1010	2,584	2,796	2,953
140	0,1060	0,0886	2,417	2,604
160	0,1109	0,0926	2,112	2,282
180	0,1158	0,0967	1,829	1,992
200	0,1206	0,1007	1,601	1,746
220	0,1254	0,1046	1,414	1,541

Окончание табл. 5.73

t, °C	Бензол C_6H_6	Этилбензол C_8H_{10}	Бензол C_6H_6	Этилбензол C_8H_{10}
	0,1 МПа		10 МПа	
240	0,1301	0,1085	1,248	1,374
260	0,1347	0,1123	1,081	1,222
280	0,1392	0,1161	0,9147	1,087
300	0,1437	0,1198	0,6804	0,9637
320	0,1481	0,1234	0,5670	0,8299
340	0,1525	0,1270	0,4595	0,7484
360	0,1567	0,1306	0,3750	0,7102
380	0,1610	0,1341	0,3192	0,6195
400	0,1651	0,1375	0,2887	0,5354
420	0,1692	0,1409	0,2709	0,4633
440	0,1733	0,1442	0,2602	0,4062
460	0,1773	0,1476	0,2535	0,3621
480	0,1812	0,1508	0,2495	0,3283
500	0,1851	0,1540	0,2472	0,3039

Таблица 5.74. **Динамическая вязкость μ толуола C_7H_8 в зависимости от температуры *t* при давлении *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	μ, 10^{-4} Па · с, при *p*, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
10	6,819	6,429	6,472	6,559	6,645	6,732	6,819	7,250
20	6,086	5,720	5,760	5,841	5,923	5,576	6,086	6,491
40	5,169	4,719	4,770	4,871	4,973	5,074	5,169	5,588
60	4,223	3,846	3,893	3,988	4,071	4,153	4,225	4,576
80	3,428	3,114	3,154	3,234	3,299	3,364	3,428	3,745
100	2,992	2,695	2,737	2,821	2,877	2,930	2,992	3,288
120	0,2626	2,354	2,392	2,469	2,519	2,567	2,625	2,896
140	0,2296	2,073	2,099	2,151	2,200	2,248	2,296	2,538
160	0,1999	1,797	1,818	1,862	1,907	1,953	1,999	2,227
180	0,1745	1,546	1,569	1,616	1,661	1,705	1,745	1,943
200	0,1340	1,322	1,354	1,419	1,465	1,509	1,540	1,688

Окончание табл. 5.74

t, °C	μ, 10^{-4} Па · с, при p, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
220	0,1357	0,1223	1,165	1,222	1,267	1,311	1,357	1,543
240	0,1200	0,1264	0,9972	1,050	1,099	1,148	1,200	1,405
260	0,1066	0,1304	0,8475	0,9025	0,9600	1,018	1,066	1,275
280	0,09387	0,1345	0,1435	0,7302	0,8071	0,8857	0,9387	1,163
300	0,07962	0,1386	0,1466	0,5861	0,6540	0,7209	0,7962	1,051
320	0,06727	0,1426	0,1499	0,1963	0,6074	0,6994	0,7678	1,005
340	0,06727	0,1466	0,1533	0,1835	0,4494	0,5895	0,6727	0,9303
360	0,05787	0,1506	0,1568	0,1809	0,2950	0,4771	0,5787	0,8376
380	0,04918	0,1545	0,1603	0,1807	0,2411	0,3796	0,4918	0,7883
400	0,04199	0,1584	0,1638	0,1818	0,2228	0,3129	0,4199	0,7236
420	0,03646	0,1623	0,1674	0,1835	0,2152	0,2779	0,3646	0,6646
440	0,03245	0,1661	0,1709	0,1856	0,2117	0,2586	0,3245	0,6123
460	0,02995	0,1698	0,1745	0,1879	0,2103	0,2474	0,2995	0,5670
480	0,02833	0,1736	0,1780	0,1905	0,2102	0,2408	0,2833	0,5285
500	0,02725	0,1773	0,1815	0,1931	0,2108	0,2369	0,2725	0,4960

Таблица 5.75. **Динамическая вязкость μ, 10^{-4} Па · с, ароматических углеводородов в жидком состоянии в зависимости от температуры при p = 0,101 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	Пропилбензол-1 C_9H_{12}	Изопропилбензол C_9H_{12}	Бутилбензол-1 $C_{10}H_{14}$	Пентилбензол-1 $C_{11}H_{16}$
0	11,80	10,75	—	20,10
10	10,00	9,15	12,04	16,08
20	8,55	7,88	10,20	13,34
40	6,55	6,11	7,67	9,67
50	5,82	—	6,81	8,53
60	5,22	—	6,08	7,56
80	4,32	—	4,92	6,02
100	3,63	—	—	4,92

Таблица 5.76. **Динамическая вязкость $\mu_{л.н}$ ароматических углеводородов на линии насыщения [5.37, 5.39, 5.42]**

T, К	$\mu_{л.н}$, 10^{-6} Па · с		T, К	$\mu_{л.н}$, 10^{-6} Па · с	
	ж	г		ж	г
Бензол C_6H_6			о-Ксилол C_8H_{10}		
353,3	321	9,26	417,6	253	9,2
375	258	9,87	430	231	9,5
400	205	10,7	455	197	10,2
425	166	11,5	480	171	10,8
450	138	12,5	505	147	11,5
475	116	13,7	530	124	12,2
500	97,9	15,0	555	102	13,1
525	80,7	16,2	580	82	14,3
550	59,6	19,1	605	65	16,3
562,6	—	—	603,4	55	55,0
Толуол C_7H_8			п-Ксилол C_8H_{10}		
383,8	251	9,0	412	232	8,8
400	220	9,5	430	205	9,5
425	183	10,1	455	176	10,1
450	153	10,7	480	155	10,7
475	134	11,4	505	132	11,4
500	118	12,5	530	109	12,2
525	104	13,7	555	89	13,1
550	92	15,0	580	70	14,6
575	82	17,2	605	54	18,0
594	50	50,0	618	53	53,0
Этилбензол C_8H_{10}			м-Ксилол C_8H_{10}		
353,3	321	9,26	412	232	9,1
409,3	230	9,0	430	207	9,5
433	197	9,6	455	182	10,0
453	176	10,3	480	158	10,7
473	158	11,0	505	135	11,4
493	142	11,7	530	112	12,2
513	129	12,4	555	90	13,2
553	108	13,7	580	71	14,6
573	99	14,8	605	55	18,3
613	84	22,6	617	54	54,0

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 5.77. **Динамическая вязкость μ широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	μ, 10^{-4} Па · с, при *p*, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
–100	6,8540	6,977	7,116	7,029	7,123	7,218	7,312
–90	5,6337	5,733	5,850	5,786	5,869	5,952	6,034
–50	—	3,131	3,169	3,263	3,336	3,407	3,469
–10	—	1,950	1,973	2,059	2,102	2,146	2,200
30	0,0799	—	1,325	1,372	1,412	1,452	1,490
70	0,0896	0,0947	—	0,9145	0,957	1,001	1,051
110	0,0988	0,1030	0,1109	0,5363	0,591	0,638	0,723
150	0,1076	0,1113	0,1172	0,1440	—	—	—
190	0,1160	01193	0,1241	0,1404	0,1768	0,2443	0,3176
230	0,1242	0,1270	0,1312	0,1434	0,1641	0,1967	0,2390
270	0,1320	0,1346	0,1382	0,1482	0,1630	0,1839	0,2106
310	0,1376	0,1419	0,1452	0,1536	0,1654	0,1808	0,1998
350	0,1450	0,1490	0,1520	0,1594	0,1691	0,1814	0,1962
390	0,1522	0,1560	0,1587	0,1653	0,1737	0,1839	0,1959
430	0,1591	0,1628	0,1652	0,1712	0,1786	0,1874	0,1976
470	0,1659	0,1694	0,1717	0,1771	0,1837	0,1915	0,2003
500	0,1725	0,1743	0,1764	0,1816	0,1877	0,1948	0,2028

Таблица 5.78. **Кинематическая вязкость ν широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	ν, 10^{-6} м^2/с, при *p*, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
–100	1,044	1,0620	1,0820	1,0670	1,0800	1,0920	1,1040
–90	0,870	0,8852	0,9021	0,8905	0,9015	0,9125	0,9234
–50	—	0,5133	0,5187	0,5325	0,5428	0,5529	0,5613
–10	—	0,3431	0,3462	0,3598	0,3656	0,3716	0,3793
30	3,699	—	—	0,2604	0,2659	0,2714	0,2766
70	4,717	0,4318	—	0,1935	0,1992	0,2052	0,2128
110	5,829	0,5514	0,2550	0,1366	0,1422	0,1479	0,1631
150	7,029	0,6779	0,3247	0,1457	—	—	—
190	8,311	0,8116	0,3958	0,1897	0,1262	0,1096	0,1117
230	9,671	0,9525	0,4695	0,2309	0,1557	0,1251	0,1144
270	11,11	1,101	0,5463	0,2723	0,1849	0,1458	0,1272
310	12,62	1,256	0,6262	0,3146	0,2144	0,1678	0,1434

Окончание табл. 5.78

t, °C	ν, 10^{-6} м^2/с, при p, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
350	14,20	1,417	0,7092	0,3582	0,2445	0,1906	0,1611
390	15,85	1,586	0,7954	0,4032	0,2755	0,2142	0,1797
430	17,56	1,761	0,8848	0,4496	0,3073	0,2384	0,1991
470	19,34	1,942	0,9772	0,4974	0,3400	0,2634	0,2192
500	20,70	2,083	1,0490	0,5342	0,3652	0,2826	—

Таблица 5.79. **Кинематическая вязкость АСКТ-2 и АСКТ-4* в зависимости от температуры при трех значениях давления p**

t, °C	ν, 10^{-6} м^2/с, при p, МПа					
	0,1	0,5	6,0	0,1	0,5	6,0
	АСКТ-2			АСКТ-4		
–80	0,871	0,878	0,903	1,1100	1,119	1,150
–70	0,744	0,750	0,773	0,9330	0,940	0,968
–60	0,648	0,651	0,687	0,7986	0,805	0,831
–50	0,580	0,583	0,618	0,6957	0,701	0,726
–40	0,511	0,513	0,547	0,6227	0,626	0,664
–30	0,457	0,459	0,489	0,5337	0,556	0,593
–20	0,401	0,403	0,430	0,4934	0,496	0,530
–10	—	0,370	0,397	0,4397	0,441	0,472
0	—	0,342	0,368	0,3934	0,395	0,423
20	2,979	0,299	0,319	—	0,339	0,367
40	3,401	—	0,273	2,868	0,301	0,321
60	3,846	—	0,239	3,249	0,260	0,276
80	4,313	0,826	0,208	3,650	—	0,244
100	4,801	0,927	0,183	4,070	0,777	0,124
120	5,309	1,032	0,161	4,507	0,867	0,189
140	5,837	1,140	0,134	4,962	0,961	0,168
160	6,384	1,252	—	5,435	1,059	0,138
180	6,950	1,368	—	5,924	1,159	—
200	7,537	1,487	—	6,429	1,262	—
250	9,070	1,799	0,144	7,761	1,534	0,119
300	10,71	2,132	0,178	9,187	1,824	0,149
350	12,45	2,485	0,212	10,70	2,132	0,180
400	14,29	2,857	0,247	12,30	2,454	0,211
450	16,23	3,247	0,283	13,99	2,797	0,244
500	18,25	3,656	0,321	15,75	3,153	0,277

* Составы АСКТ-2 и АСКТ-4 приведены в табл. 5.99.

Таблица 5.80. **Динамическая вязкость μ природного газа в зависимости от температуры *T* и давления *p* (по данным ВНИИгаза, 1988 г.)**

T, K	μ, 10^{-6} Па · с, при *p*, МПа						
	1	2	4	6	8	10	20
100	138,39	138,28	138,56	138,85	139,22	139,53	141,24
110	4,547	113,29	113,47	113,78	114,07	114,36	115,95
120	4,857	4,984	94,15	94,44	94,71	94,989	96,41
130	5,227	5,270	5,420	74,16	74,36	74,549	75,52
140	5,603	5,637	5,713	5,796	64,79	65,023	66,12
150	5,983	6,011	6,074	6,147	6,227	6,321	57,02
160	6,362	6,389	6,441	6,505	6,573	6,651	47,10
180	7,122	7,144	7,191	7,241	7,296	7,355	7,747
200	7,887	7,907	7,948	7,991	8,038	8,087	8,388
220	8,634	8,652	8,689	8,728	8,768	8,810	9,059
240	9,344	9,360	9,393	9,428	9,494	9,501	9,714
260	10,020	10,035	10,065	10,097	10,129	10,163	10,350
280	10,667	10,681	10,709	10,738	10,768	10,800	10,966
300	11,290	11,303	11,329	11,356	11,383	11,411	11,563
320	11,890	11,902	11,927	11,952	11,977	12,003	12,143
340	12,471	12,482	12,505	12,529	12,552	12,577	12,705
360	13,035	13,045	13,067	13,089	13,111	13,134	13,253
380	13,582	13,592	13,613	13,633	13,654	13,676	13,788
400	14,116	14,125	14,145	14,164	14,184	14,204	14,309

Примечание. Состав природного газа приведен ниже:

Состав	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	*н*-C_4H_{10}	N_2
Мольные доли	0,968	0,02	0,001	0,001	0,01

Таблица 5.81. **Динамическая вязкость $\mu_{л.н}$ природного газа* на линии насыщения (по данным ВНИИГаза, 1988 г.)**

p, 10^5 Па	T, К	$\mu_{л.н.ж}$, 10^{-6} Па · с	T, К	$\mu_{л.н\,г}$, 10^{-6} Па · с
0,990	107,95	117,38	159,91	6,3586
1,177	110,29	112,45	161,71	6,4320
1,373	112,30	108,31	163,24	6,4952
1,569	114,17	104,44	164,62	6,5526
1,765	115,86	101,18	165,85	6,6043
1,961	117,37	98,546	166,93	6,6500
2,452	120,76	92,733	169,33	6,7528
2,942	123,68	88,100	171,35	6,8413
3,432	126,28	84,322	173,01	6,9163
3,922	128,56	75,386	174,48	6,9839
4,413	130,72	73,306	175,80	7,0461
4,903	132,72	71,420	176,90	7,0999
5,884	136,22	68,156	170,53	6,8900
6,865	139,38	65,262	168,24	6,8348
7,845	142,20	62,739	167,85	6,8513
8,825	144,46	60,746	183,43	7,4487
9,806	146,77	58,719	184,58	7,5193
11,768	151,00	55,062	186,59	7,6513
13,729	154,74	51,876	188,05	7,7668
15,690	158,09	49,059	189,39	7,8816
17,652	161,17	46,487	190,54	7,9935
19,612	164,07	44,083	191,37	8,0994
24,516	170,44	38,865	193,24	8,3837
29,420	176,00	34,364	194,38	8,6980
34,323	180,94	30,387	195,19	9,0833
39,224	185,44	26,751	195,46	9,6063

* Состав природного газа приведен в табл. 5.80.

Примечание. Обозначения в нижнем индексе: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 5.82. **Зависимость фактора теплопроводности ε от приведенных давления $P_{пр}$ и температуры $T_{пр}$ [5.48]**

$P_{пр}$	ε при различных значениях $T_{пр}$							
	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,96	1,0
0	14,25	13,39	12,42	11,40	10,14	8,10	6,98	—
1	14,39	13,54	12,61	11,62	10,47	9,10	7,96	7,10
2	14,52	13,68	12,78	11,82	10,76	9,61	8,74	8,09
3	16,64	13,81	12,93	12,01	11,00	9,96	9,15	8,61
4	14,75	13,93	13,06	12,16	11,20	10,21	9,44	8,95
5	14,85	14,04	13,19	12,31	11,38	10,43	9,67	9,18
6	14,95	14,15	13,30	12,45	11,45	10,61	9,85	9,38
7	15,05	14,24	13,41	12,56	11,69	10,76	10,00	9,53
8	15,12	14,32	13,50	12,67	11,81	10,89	10,15	9,67
9	15,20	14,41	13,59	12,77	11,92	11,00	10,28	9,79
10	15,28	14,49	13,67	12,85	12,02	11,09	10,40	9,89
11	15,35	14,56	13,75	12,93	12,10	11,17	11,00	9,99
12	15,42	14,63	13,82	13,00	12,15	11,25	11,10	10,08

Таблица 5.83. **Коэффициенты A_0 и A_i, входящие в уравнение (5.61), при p = 0,101 МПа**

Наименование	*н*-Бутан	Изобутан	Этилен [5.92]
A_0	–2,451	–0,627	5,20
A_1	0,010	0,011	0,015
A_2	$0{,}169 \cdot 10^{-3}$	$0{,}169 \cdot 10^{-3}$	$-0{,}556 \cdot 10^{-4}$
A_3	—	—	$0{,}843 \cdot 10^{-6}$
A_4	—	—	$-0{,}852 \cdot 10^{-9}$
Интервал температур, К	90—500	~500	273—620
Погрешность, %	±1	±1	1—2
	> 500	> 500	—
	± 3—4	± 3—4	—

Таблица 5.84. **Теплопроводность λ метана CH_4 на линии насыщения [5.50]**

T, К	$\lambda_ж$	$\lambda_г$	T, К	$\lambda_ж$	$\lambda_г$
	10^{-1} Вт/(м · К)			10^{-1} Вт/(м · К)	
91	2,218	0,092	140	1,426	0,1604
95	2,128	0,0989	145	1,353	0,1696
100	2,034	0,1040	150	1,28	0,1799
105	1,950	0,1110	155	1,206	0,1915
110	1,872	0,1173	160	1,133	0,205
115	1,796	0,1237	165	1,059	0,221
120	1,721	0,1303	170	0,987	0,2409
125	1,647	0,1371	175	0,916	0,2671
130	1,573	0,1444	180	0,851	0,306
135	1,5	0,1521	185	0,809	0,3795

Таблица 5.85. **Теплопроводность λ пропана C_3H_8 в зависимости от температуры T и давления p [5.50]**

T, К	λ*, 10^{-1} Вт/(м · К), при p, МПа				
	0,1	1	5	10	20
120	1,99	1,99	2,00	2,01	2,04
140	1,88	1,88	1,89	1,90	1,94
160	1,76	1,76	1,77	1,79	1,83
180	1,65	1,65	1,67	1,69	1,74
200	1,52	1,52	1,54	1,56	1,61
220	1,39	1,39	1,41	1,44	1,49
240	—	1,27	1,29	1,32	1,38
260	0,135	1,14	1,17	1,21	1,28
280	0,158	1,02	1,06	1,11	1,18
300	0,182	—	0,958	1,01	1,10
320	0,206	—	0,864	0,920	1,02
340	0,231	0,242	0,775	0,842	1,953
360	0,257	0,266	—	0,769	0,894
380	0,284	0,292	—	0,704	0,843
400	0,311	0,319	—	—	0,798

Окончание табл. 5.85

T, К	λ*, 10^{-1} Вт/(м · К), при p, МПа				
	0,1	1	5	10	20
420	0,339	0,348	0,417	—	0,760
440	0,369	0,377	0,432	0,574	0,730
460	0,399	0,403	0,443	0,563	0,724
480	0,429	0,434	0,465	0,555	0,719
500	0,459	0,464	0,492	0,565	0,713
520	0,490	0,498	0,522	0,580	0,712
540	0,524	0,530	0,552	0,615	0,720
560	0,557	0,564	0,583	0,650	0,730
580	0,591	0,597	0,616	0,692	0,763

* Погрешность оценивается в 2—3 %.

Таблица 5.86. **Теплопроводность $\lambda_{л.н}$ пропана C_3H_8 на линии насыщения [5.96]**

t, °C	$P_{н.п}$, 10^5 Па	$\lambda_{л.н}$, 10^{-1} Вт/(м · К)	
		ж	г
40	13,58	0,8048	0,2186
50	16,72	0,7850	0,2279
60	21,08	0,7594	0,2477
70	25,53	0,7327	0,2768
80	31,01	0,7059	0,3233
85	34,15	0,6908	0,3547
90	37,49	0,6652	0,4036
95	40,73	0,6164	0,4850
96,8	42,56	0,5536	0,5536

Примечание. Обозначения: $P_{н.п}$ — давление насыщенных паров; ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 5.87. **Теплопроводность λ, 10^{-1} Вт/(м · К), нормальных парафиновых углеводородов в зависимости от температуры t при p = 0,101 МПа [5.51, 5.45]**

t, °С	Метан CH_4	Пропан C_3H_8	*н*-Бутан C_4H_{10}	t, °С	Метан CH_4	Пропан C_3H_8	*н*-Бутан C_4H_{10}
–180	—	2,054	—	–60	0,232	1,439	1,458
–170	2,080	2,042	—	–40	0,255	—	1,360
–160	0,122	2,021	—	–20	0,279	0,128	1,263
–140	0,144	1,947	—	0	0,304	0,150	—
–120	0,166	1,820	1,752	10	0,335	0,177	0,163
–100	0,187	1,893	1,654	20	0,348	0,222	0,188
–80	0,209	1,565	1,556	40	0,375	0,210	0,191

Таблица 5.88. **Теплопроводность λ, 10^{-1} Вт/(м · К), парафиновых углеводородов в зависимости от температуры t при p = 0,101 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	Этан C_2H_6	Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}
20	0,2226	0,1714	0,1679	1,1660	1,238	1,303	1,341
40	0,2473	0,1911	0,1886	0,1723	1,155	1,217	1,258
60	0,2731	0,2117	0,2102	0,1924	1,081	1,141	1,184
80	0,2998	0,2331	0,2326	0,2132	0,1966	1,071	1,116
100	0,3275	0,2553	0,2557	0,2347	0,2171	0,1995	1,053
120	0,3561	0,2780	0,2794	0,2569	0,2384	0,2181	0,9932
140	0,3855	0,3013	0,3036	0,2795	0,2605	0,2370	0,2139
160	0,4156	0,3250	0,3283	0,3027	0,2832	0,2563	0,2321
180	0,4464	0,3492	0,3533	0,3262	0,3065	0,2758	0,2506
200	0,4779	0,3738	0,3787	0,3501	0,3303	0,2956	0,2695
300	0,6435	0,5002	0,5080	0,4732	0,4560	0,3957	0,3675
400	0,8184	0,6297	0,6385	0,5992	0,5884	0,4946	0,4687
500	0,9964	0,7588	0,7676	0,7253	0,7233	0,5887	0,5705

Таблица 5.89. **Теплопроводность λ, 10^{-1} Вт/(м · К), парафиновых углеводородов в зависимости от температуры t при p = 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	Этан C_2H_6	Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}
20	1,2170	1,149	1,0150	1,245	1,308	1,373	1,413
40	0,8155	1,082	0,9624	1,173	1,230	1,291	1,333
60	0,6774	1,028	0,9293	1,112	1,162	1,219	1,262
80	0,5583	1,002	0,9303	1,062	1,102	1,155	1,199

Окончание табл. 5.89

t, °C	Этан C_2H_6	Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}
100	0,5045	1,008	0,9987	1,022	1,051	1,098	1,142
120	0,4919	1,102	1,338	1,009	1,007	1,048	1,090
140	0,4968	1,517	0,6897	1,020	0,9767	1,004	1,045
160	0,5106	0,7758	0,6563	1,105	0,9686	0,9682	1,006
180	0,5305	0,7323	0,6224	1,399	0,9849	0,9555	0,9718
200	0,5546	0,6871	0,5957	0,8433	1,098	0,9601	0,9585
300	0,6988	0,6143	0,5980	0,6945	0,7064	0,7209	—
400	0,8626	0,6977	0,6952	0,7044	0,7093	0,6691	0,6877
500	1,034	0,8102	0,8111	0,7951	0,7982	0,6889	0,6985

Таблица 5.90. **Теплопроводность $\lambda_{л.н}$, парафиновых углеводородов на линии насыщения [5.36]**

T, К	$\lambda_{л.н}$, 10^{-3} Вт/(м · К)		T, К	$\lambda_{л.н}$, 10^{-3} Вт/(м · К)	
	ж	г		ж	г
Изобутан C_4H_{10} [5.60, 5.58, 5.40]			*н*-Гептан C_7H_{16} [5.30, 5.39]		
309,2	107	16,7	371,6	98,0	18,0
335	98	19,3	380	95,5	18,4
350	93	21,0	400	88,8	20,1
365	88	22,8	420	82,9	22,6
380	83	24,8	440	76,1	24,9
395	79	26,7	460	69,9	27,7
410	75	29,0	480	61,1	29,9
425	71	31,7	500	52,0	33,0
440	69	34,9	520	41,8	36,0
469,6	47	47,0			
н-Октан C_8H_{18} [5.39, 5.59]			*н*-Декан $C_{10}H_{22}$		
398,8	98	18,4	447,31	91	21,8
415	93	20,3	460	88	23,1
435	88	22,5	480	83	25,3
455	83	24,3	500	78	27,5
475	78	26,7	540	68	34,1
495	73	29,1	560	63	34,7
515	68	31,6	580	58	37,5
535	62	34,4	600	54	40,9
555	56	38,6	617,6	49	49,0
568,8	47,7	47,7			

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 5.91. **Теплопроводность $\lambda_{л.н}$ *н*-бутана, *н*-пентана и *н*-гексана на линии насыщения [5.36]**

T, К	*н*-Бутан [5.34, 5.35]		*T*, К	*н*-Пентан [5.39]		*T*, К	*н*-Гексан [5.59]	
	$\lambda_{л.н}$, 10^{-3} Вт/(м · К)			$\lambda_{л.н}$, 10^{-3} Вт/(м · К)			$\lambda_{л\,н}$, 10^{-3} Вт/(м · К)	
	ж	г		ж	г		ж	г
273,15	114,6	13,69	309,2	107	16,7	341,9	100,4	16,7
289	109,8	15,19	335	98	19,3	370	91,0	18,8
305	104,9	16,82	350	93	21,0	385	87,0	20,4
321	100,1	18,57	365	88	22,8	400	82,0	22,4
337	95,1	20,47	380	83	24,8	415	78,0	24,2
353	90,4	22,49	395	79	26,7	430	74,6	26,2
369	85,5	24,69	410	75	29,0	445	67,8	28,5
385	80,7	27,24	425	71	31,7	460	63,0	30,4
405	74,6	31,20	440	69	34,9	475	56,0	33,8
425,16	48,7	48,7	469,6	47,0	47,0	507,4	49,8	49,8

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 5.92. **Теплопроводность λ, 10^{-1} Вт/(м · К), нормальных олефиновых углеводородов в зависимости от температуры *t* при давлении 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	Бутен-1 C_4H_8	Гексен-1 C_6H_{12}	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	Бутен-1 C_4H_8	Гексен-1 C_6H_{12}
	0,1 МПа				10 МПа			
10	0,2123	0,1658	0,1477	1,276	0,9839	1,078	1,180	1,339
20	0,2239	0,1758	0,1574	1,229	0,8994	1,054	1,142	1,293
40	0,2480	0,1965	0,1774	1,144	0,6941	1,048	1,079	1,212
60	0,2731	0,2182	0,1984	1,067	0,5324	1,118	1,029	1,141
80	0,2991	0,2409	0,2202	0,1877	0,4781	1,497	1,011	1,077
100	0,3260	0,2644	0,2427	0,2068	0,4651	0,8235	1,031	1,023
120	0,3536	0,2888	0,2659	0,2264	0,4687	0,7257	1,191	0,9758
140	0,3820	0,3138	0,2897	0,2466	0,4830	0,6261	2,082	0,9443
160	0,4109	0,3395	0,3141	0,2672	0,5022	0,5556	0,7401	0,9340
180	0,4405	0,3657	0,3389	0,2882	0,5241	0,5283	0,6904	0,9524
200	0,4706	0,3924	0,3641	0,3095	0,5480	0,5234	0,6424	1,0960

Окончание табл. 5.92

t, °C	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	Бутен-1 C_4H_8	Гексен-1 C_6H_{12}	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	Бутен-1 C_4H_8	Гексен-1 C_6H_{12}
	0,1 МПа				10 МПа			
220	0,5011	0,4196	0,3897	0,3311	0,5734	0,5301	0,6064	1,7020
240	0,5320	0,4471	0,4156	0,3530	0,5999	0,5431	0,5846	0,6749
260	0,5634	0,4749	0,4418	0,3751	0,6275	0,5601	0,5792	0,6591
280	0,5950	0,5031	0,4681	0,3973	0,6558	0,5810	0,5842	0,6434
300	0,6269	0,5315	0,4947	0,4197	0,6848	0,6038	0,5953	0,6304
320	0,6591	0,5600	0,5214	0,4423	0,7143	0,6277	0,6104	0,6225
340	0,6914	0,5887	0,5482	0,4649	0,7443	0,6525	0,6282	0,6198
360	0,7239	0,6176	0,5751	0,4876	0,7747	0,6779	0,6478	0,6214
380	0,7565	0,6465	0,6020	0,5103	0,8053	0,7038	0,6688	0,6256
400	0,7891	0,6755	0,6290	0,5330	0,8362	0,7302	0,6908	0,6357
420	0,8218	0,7045	0,6560	0,5558	0,8672	0,7568	0,7144	0,6477
440	0,8544	0,7335	0,6831	0,5785	0,8983	0,7837	0,7384	0,6618
460	0,8869	0,7625	0,7100	0,6013	0,9294	0,8107	0,7627	0,6774
480	0,9194	0,7914	0,7370	0,6240	0,9605	0,8379	0,7873	0,6941
500	0,9516	0,8803	0,7639	0,6466	0,9915	0,8651	0,8121	0,7116

Таблица 5.93. **Теплопроводность λ метилциклогексана C_7H_{14} в зависимости от температуры t и давления p (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	λ, 10^{-1} Вт/(м · К), при p, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
10	1,349	1,354	1,360	1,372	1,383	1,395	1,405
20	1,318	1,324	1,330	1,342	1,354	1,365	1,376
40	1,260	1,266	1,273	1,286	1,298	1,310	1,322
60	1,205	1,211	1,218	1,232	1,246	1,259	1,272
80	1,152	1,159	1,167	1,182	1,196	1,210	1,224
100	1,101	1,108	1,117	1,133	1,149	1,164	1,180
120	0,2165	1,059	1,068	1,086	1,103	1,120	1,137
140	0,2384	1,011	1,021	1,041	1,060	1,080	1,098
160	0,2609	0,9626	0,9740	0,9968	1,019	1,041	1,063
180	0,2838	0,9147	0,9279	0,9541	0,9800	1,006	1,031

Окончание табл. 5.93

t, °C	λ, 10^{-1} Вт/(м · К), при p, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
200	0,3072	0,8680	0,8845	0,9176	0,9503	0,9823	1,013
220	0,3310	0,3394	0,8419	0,8846	0,9269	0,9680	1,007
240	0,3551	0,3630	0,7993	0,8553	0,9115	0,9656	1,017
260	0,3795	0,3869	0,3998	0,8561	0,9439	1,0250	1,099
280	0,4041	0,4111	0,4224	0,8970	1,0580	1,1970	1,317
300	0,4290	0,4356	0,4457	0,6758	0,7429	0,7774	0,8028
320	0,4540	0,4603	0,4695	0,5268	0,7110	0,7609	0,7927
340	0,4792	0,4852	0,4937	0,5265	0,6668	0,7405	0,7808
360	0,5044	0,5102	0,5182	0,5442	0,6305	0,7194	0,7683
380	0,5298	0,5354	0,5428	0,5651	0,6218	0,7028	0,7575
400	0,5552	0,5606	0,5676	0,5873	0,6282	0,6933	0,7507
420	0,5807	0,5858	0,5925	0,6103	0,6419	0,6936	0,7481
440	0,6061	0,6111	0,6175	0,6338	0,6594	0,7017	0,7494
460	0,6316	0,6364	0,6425	0,6576	0,6788	0,7146	0,7552
480	0,6570	0,6617	0,6675	0,6817	0,7006	0,7305	0,7658
500	0,6824	0,6869	0,6925	0,7059	0,7230	0,7485	0,7797
600	0,8082	0,8121	0,8168	0,8273	0,8395	0,8534	0,8722

Таблица 5.94. **Теплопроводность $\lambda_{л.н}$, 10^{-1} Вт/(м · К), циклопентана C_5H_{10} и циклогексана C_6H_{12} на линии насыщения [5.58, 5.39]**

T, К	Циклопентан		T, К	Циклогексан	
	ж	г		ж	г
322,4	1,25	0,163	353,9	1,020	0,165
350	1,17	0,185	360	1,000	0,174
370	1,11	0,208	385	0,926	0,201
390	1,05	0,232	410	0,865	0,229
410	0,98	0,257	435	0,779	0,260
430	0,91	0,284	460	0,692	0,304
450	0,85	0,313	485	0,606	0,361
470	0,79	0,348	510	0,565	0,394
490	0,68	0,390	535	0,483	0,459
511,8	0,511	0,511	554,15	0,579	0,579

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 5.95. **Теплопроводность λ бензола C_6H_6 в зависимости от температуры *t* при давлении 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	λ, 10^{-1} Вт/(м · К)		*t*, °C	λ, 10^{-1} Вт/(м · К)	
	0,1 МПа	10 МПа		0,1 МПа	10 МПа
10	1,651	1,701	260	0,333	1,308
20	1,598	1,649	280	0,354	2,040
40	1,503	1,556	300	0,373	0,793
60	1,418	1,474	320	0,396	0,747
80	0,156	1,400	340	0,417	0,695
100	0,174	1,333	360	0,438	0,650
120	0,193	1,272	380	0,460	0,621
140	0,212	1,218	400	0,481	0,611
160	0,231	1,170	420	0,502	0,611
180	0,251	1,130	440	0,523	0,617
200	0,271	1,109	460	0,544	0,627
220	0,292	1,104	480	0,568	0,640
240	0,312	1,144	500	0,586	0,654

Таблица 5.96. **Теплопроводность λ толуола C_7H_8 в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	λ, 10^{-1} Вт/(м · К), при *p*, МПа						
	1	2	4	6	8	20	30
10	1,497	1,502	1,513	1,523	1,532	1,586	1,626
20	1,451	1,456	1,466	1,476	1,443	1,540	1,580
40	1,366	1,372	1,383	1,393	1,403	1,439	1,501
60	1,271	1,297	1,308	1,319	1,330	1,389	1,433
80	1,223	1,229	1,240	1,252	1,263	1,326	1,372
100	1,160	1,166	1,179	1,191	1,203	1,271	1,321
120	1,101	1,108	1,121	1,135	1,148	1,222	1,277
140	1,045	1,052	1,067	1,082	1,096	1,177	1,239
160	0,9920	1,000	1,017	1,033	1,049	1,152	1,212
180	0,9412	0,9506	0,9692	0,9878	1,006	1,1	1,194
200	0,8922	0,9027	0,9240	0,9455	0,9670	1,0	1,187
220	0,2918	0,8594	0,8868	0,9144	0,9420	1,0	1,210
240	0,3114	0,8181	0,8531	0,8889	0,9248	1,1	1,260

Окончание табл. 5.96

t, °C	λ, 10^{-1} Вт/(м · К), при *p*, МПа						
	1	2	4	6	8	20	30
260	0,3313	0,7801	0,8252	0,8738	0,9226	1,1	1,355
280	0,3515	0,3629	0,8285	0,9080	0,9867	1,3	1,590
300	0,3719	0,3823	0,8776	1,0350	1,1870	1,8	2,157
320	0,3924	0,4020	0,4482	0,7527	0,8011	1,564	1,806
340	0,4131	0,4220	0,4536	0,6755	0,7614	1,477	1,725
360	0,4339	0,4423	0,4682	0,5762	0,7122	0,9139	1,647
380	0,4548	0,4627	0,4853	0,5442	0,6623	0,9015	1,574
400	0,4557	0,4832	0,5034	0,5431	0,6268	0,8893	1,505
420	0,4967	0,5038	0,5222	0,5521	0,6136	0,8781	0,4722
440	0,5177	0,5244	0,5414	0,5664	0,6130	0,8685	0,9666
460	0,5386	0,5450	0,5609	0,5828	0,6194	0,8613	0,9620
480	0,5595	0,5657	0,5805	0,6002	0,6300	0,8565	0,9586
500	0,5803	0,5863	0,6003	0,6182	0,6430	0,8542	0,9567

Таблица 5.97. **Теплопроводность λ этилбензола C_8H_{10} в зависимости от температуры *t* при давлении 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	λ, 10^{-1} Вт/(м · К)		*t*, °C	λ, 10^{-1} Вт/(м · К)	
	0,1 МПа	10 МПа		0,1 МПа	10 МПа
10	1,426	1,475	260	0,300	0,877
20	1,382	1,431	280	0,320	0,881
40	1,303	1,352	300	0,340	0,944
60	1,231	1,283	320	0,360	1,120
80	1,157	1,221	340	0,380	2,228
100	1,107	1,164	360	0,399	0,735
120	1,051	1,112	380	0,418	0,716
140	0,196	1,064	400	0,437	0,695
160	0,213	1,019	420	0,456	0,677
180	0,231	0,978	440	0,475	0,663
200	0,249	0,941	460	0,494	0,654
220	0,260	0,907	480	0,514	0,650
240	0,280	0,888	500	0,532	0,650

Таблица 5.98. **Теплопроводность $\lambda_{л.н}$ ароматических углеводородов на линии насыщения [5.36]**

T, К	$\lambda_{л.н}$, 10^{-3} Вт/(м · К)		T, К	$\lambda_{л.н}$, 10^{-3} Вт/(м · К)		T, К	$\lambda_{л.н}$, 10^{-3} Вт/(м · К)	
	ж	г		ж	г		ж	г
Бензол C_6H_6 [5.35, 5.60]			Толуол C_7H_8 [5.37, 5.60]			*о*-Ксилол C_8H_{10} [5.60, 5.58]		
353,3	131	14,8	383,7	113	11,1	417,5	99	18,4
375	126	17,1	400	108	12,3	430	96	19,3
400	119	19,8	425	103	14,2	455	91	21,9
425	112	23,0	450	98	16,0	480	85	24,4
450	106	26,7	475	92	17,8	505	80	27,0
475	100	31,0	500	86	19,8	530	74	29,9
500	93,5	35,7	525	79	21,9	555	69	33,0
525	87,1	41,1	550	72	24,4	580	63	36,5
550	77,4	50,2	575	65	27,8	605	58	40,6
562,6	62,6	62,6	594	37,8	37,8	630,4	52	52,0
м-Ксилол C_8H_{10} [5.60, 5.58]			Этилбензол C_8H_{10} [5.60, 5.61]			*п*-Ксилол C_8H_{10} [5.60, 5.58]		
412	92	16,9	409,3	99	16,9	412	98	17,1
430	88	19,4	433	95	19,4	430	93	19,7
455	82	22,1	453	90	21,5	455	87	22,1
480	77	24,6	473	85	23,6	480	81	24,6
505	72	27,2	493	80	25,9	505	75	27,2
530	67	29,9	513	75	28,2	530	69	30,0
555	62	33,1	553	65	33,2	555	63	33,0
580	57	37,1	573	60	36,1	580	57	37,1
605	52	42,2	593	55	39,5	605	52	42,3
617	50	50,0	613	50	45,8	618	49	49,0

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 5.99. **Теплопроводность λ АСКТ-2* и АСКТ-4** в зависимости от температуры *t* при трех значениях давления *p* (по данным ЦИАМ—ВНИПИгазпереработки, 1983 г.)**

t, °C	λ, 10^{-1} Вт/(м · К), при *p*, МПа					
	0,1	0,5	6,0	0,1	0,5	6,0
	АСКТ-2			АСКТ-4		
–100	1,943	1,945	1,982	—	—	—
–90	1,803	1,806	1,841	1,908	1,911	1,948
–80	1,684	1,687	1,722	1,781	1,780	1,820
–70	1,582	1,585	1,619	1,672	1,675	1,711
–60	1,493	1,496	1,530	1,578	1,581	1,616
–50	1,415	4,418	1,453	1,495	1,498	1,533
–40	1,345	1,348	1,384	1,425	1,425	1,461
–30	1,282	1,285	1,322	1,356	1,359	1,396
–20	1,225	1,228	1,266	1,297	1,300	1,337
–10	—	1,176	1,216	1,243	1,246	1,284
0	—	1,728	1,170	1,192	1,196	1,236
20	0,191	1,042	1,089	—	1,107	1,151
40	0,212	—	1,021	0,203	1,029	1,077
60	0,236	—	0,963	0,225	0,958	1,015
80	0,260	0,264	0,923	0,248	—	0,961
100	0,284	0,288	0,904	0,272	0,276	0,923
120	0,309	0,313	0,944	0,296	0,300	0,903
140	0,335	0,338	1,189	0,321	0,325	0,928
160	0,361	0,364	—	0,347	0,350	1,095
180	0,388	0,391	—	0,373	0,376	—
200	0,414	0,471	—	0,399	0,402	—
250	0,482	0,485	0,546	0,465	0,468	0,559
300	0,552	0,556	0,599	0,533	0,536	0,591
350	0,622	0,624	0,661	0,601	0,603	0,647
400	0,691	0,693	0,726	0,669	0,671	0,708
450	0,761	0,763	0,791	0,737	0,739	0,771
500	0,829	0,831	0,857	0,804	0,806	0,835

* Состав АСКТ-2, % (мас.): C_3H_8 — 20, C_4H_{10} — 45, C_5H_{12} — 25, C_6H_{14} — 10.

** Состав АСКТ-4, % (мас.): C_4H_{10} — 45, C_5H_{12} — 40, C_6H_{14} — 15.

Таблица 5.100. **Теплопроводность λ широкой фракции легких углеводородов* в зависимости от температуры *T* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ВНИПИгазпереработки, 1983 г.)**

T, К	λ, 10^{-1} Вт/(м · К), при *p*, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
173,1	1,739	1,745	1,752	1,764	1,777	1,789	1,801
183,1	1,614	1,620	1,626	1,639	1,651	1,663	1,675
203,1	—	1,422	1,428	1,441	1,453	1,465	1,477
223,1	—	1,272	1,278	1,291	1,304	1,317	1,329
243,1	—	1,153	1,160	1,174	1,188	1,201	1,215
263,1	—	1,055	1,063	1,078	1,094	1,109	1,124
283,1	0,1872	0,9719	0,9808	0,9986	1,016	1,034	1,051
303,1	0,2093	—	0,9104	0,9317	0,9530	0,9743	0,9954
323,1	0,2323	—	0,8496	0,8764	0,9036	0,9308	0,9578
343,1	0,2562	0,2658	—	0,8385	0,8779	0,9170	0,9552
363,1	0,2808	0,2896	—	0,8232	0,8854	0,9464	1,004
383,1	0,3061	0,3142	0,3267	0,8870	1,017	1,141	1,250
403,1	0,3319	0,3395	0,3504	—	—	—	—
423,1	0,3582	0,3653	0,4231	0,4095	—	—	—
443,1	0,3849	0,3916	0,4005	0,4273	—	—	—
463,1	0,4119	0,4183	0,4265	0,4491	0,4939	0,5722	0,6444
503,1	0,4669	0,4726	0,4798	0,4975	0,5222	0,5637	0,6126
543,1	0,5226	0,5279	0,5343	0,5492	0,5679	0,5934	0,6267
583,1	0,5789	0,5837	0,5895	0,6025	0,6179	0,6357	0,6604
623,1	0,6354	0,6399	0,6451	0,6568	0,6700	0,6848	0,7027
663,1	0,6918	0,6960	0,7009	0,7115	0,7231	0,7359	0,7495
703,1	0,7481	0,7521	0,7566	0,7663	0,7768	0,7880	0,8000
743,1	0,8040	0,8077	0,8120	0,8210	0,8305	0,8407	0,8513
773,1	0,8456	0,8492	0,8533	0,8618	0,8708	0,8802	0,8901

* Состав ШФЛУ, %, (мас.): CH_4 — 1, C_2H_6 — 2, C_3H_8 — 20, C_4H_{10} — 30, *изо*-C_4H_{10} — 36, C_5H_{12} — 3, *изо*-C_5H_{12} — 8.

Таблица 5.101. **Теплопроводность λ природного газа* в зависимости от температуры *T* и давления *p* (по данным ВНИИгаза)**

T, K	λ, 10^{-3} Вт/(м · К), при *p*, МПа						
	0,1	0,6	1,0	1,6	2,0	3,0	4,0
100	246,08	244,05	244,48	245,12	245,56	246,63	247,68
110	11,77	227,10	227,56	228,32	228,81	230,02	231,20
120	12,85	210,59	211,14	212,00	212,56	213,96	215,31
130	13,75	194,02	194,70	196,59	196,39	198,03	199,63
140	14,76	14,13	193,50	194,81	195,66	197,74	199,72
150	15,85	15,04	16,23	175,36	176,56	179,43	182,10
160	16,93	16,02	17,03	18,94	58,83	157,26	161,24
170	18,05	17,13	17,98	19,55	20,89	116,58	134,07
180	19,18	18,27	19,05	20,38	21,44	25,27	105,27
190	20,30	19,48	20,17	21,36	22,26	25,17	30,28
200	21,43	20,71	21,36	22,43	23,23	25,63	29,03
210	22,57	21,97	22,57	23,56	24,28	26,36	29,02
220	23,71	23,25	23,82	24,74	25,40	27,25	29,48
230	24,85	24,56	25,09	25,95	26,56	28,24	30,19
240	25,99	25,89	26,39	27,20	27,77	29,31	31,05
250	27,14	27,23	27,72	28,48	29,01	30,44	32,02
260	28,23	28,60	29,07	29,79	30,29	31,62	33,08
280	30,78	31,40	31,82	32,48	32,92	34,11	35,37
300	33,69	34,26	34,65	35,26	35,67	36,74	37,86
320	36,66	37,20	37,56	38,12	38,50	39,47	40,48
340	39,68	40,19	40,53	41,05	41,40	42,30	43,23
360	42,77	43,24	43,57	44,05	44,38	45,21	46,07
380	45,90	46,35	46,65	47,11	47,42	48,20	49,00
400	49,09	49,51	49,80	50,23	50,52	51,26	52,01

* Состав, мольные доли: CH_4 — 0,968, C_2H_6 — 0,02, C_3H_8 — 0,001, *н*-C_4H_{10} — 0,001, N_2 — 0,01.

Таблица 5.102. **Значения вспомогательных функций $\Omega_{1,2}^{1,1*}$ и f_D [5,16]**

T^*	$\Omega_{1,2}^{1,1*}$	f_D	T^*	$\Omega_{1,2}^{1,1*}$	f_D	T^*	$\Omega_{1,2}^{1,1*}$	f_D
0,30	2,662	1,1001	1,70	1,140	1,0006	4,1	0,8788	1,0050
0,35	2,476		1,75	1,128		4,2	0,8740	
0,40	2,318		1,80	1,116		4,3	0,8694	
0,45	2,184		1,85	1,105		4,4	0,8652	
0,50	2,066	1,0000	1,90	1,094	1,0016	4,5	0,8610	
0,55	1,966		1,95	1,084		4,6	0,8568	
0,60	1,877		2,00	1,075		4,7	0,8530	
0,65	1,798		2,10	1,057		4,8	0,8492	
0,70	1,729		2,20	1,041		4,9	0,8456	
0,75	1,667		2,3	1,026	1,0026	5	0,8422	1,0059
0,80	1,612		2,4	1,012		6	0,8124	
0,85	1,562		2,5	0,9996		7	0,7896	
0,90	1,517		2,6	0,9878		8	0,7712	
0,95	1,476		2,7	0,9770		9	0,7556	
1,00	1,439		2,8	0,9672	1,0037	10	0,7424	1,0080
1,05	1,406		2,9	0,9576		20	0,6640	
1,10	1,375		3	0,9490		30	0,6232	
1,15	1,346		3,1	0,9406		40	0,5960	
1,20	1,320		3,2	0,9328		50	0,5756	
1,25	1,296	1,0002	3,3	0,9256		60	0,5596	
1,30	1,273		3,4	0,9186		70	0,5464	
1,35	1,253		3,5	0,9120		80	0,5352	
1,40	1,233		3,6	0,9058		90	0,5256	
1,45	1,215		3,7	0,8998		100	0,5170	
1,50	1,298	1,0006	3,8	0,8942	1,0050	200	0,4644	
1,55	1,182		3,9	0,8880		300	0,4360	
1,60	1,167		4	0,8836		400	0,4170	
1,65	1,153							

Таблица 5.103. **Значения кинематического коэффициента диффузии D_0, 10^{-6} м^2/с, при T_0 = 273 К и показателя m в уравнении (5.73) [5.5, 5.65]**

Газы (пары)		D_0	m	Газы (пары)		D_0	m
Диффундирующий	Среда			Диффундирующий	Среда		
Метан	Метан	19,72	1,69	Бензол	Водород	29,46	1,86
	Водород	62,5	1,71		Азот	8,23	1,65
	Водяной пар	19,6	2,08		Диоксид углерода	5,25	1,90
	Диоксид углерода	15,3	1,86		Воздух	7,83	1,89
	Кислород	19,6	1,82	Толуол	Водород	46,32	2,10
	Воздух	19,6	1,60		Аргон	7,18	2,00
н-Бутан	Водород	14,22	1,86		Воздух	7,09	1,90
	Воздух	8,50	1,60	Метанол	Водород	50,33	2,04
н-Гексан	Водород	25,97	1,15		Диоксид углерода	8,84	1,741
	Азот	6,84	2,00		Воздух	13,42	1,77
	Водяной пар	6,61	1,571	Этанол	Водород	37,60	2,08
	Воздух	6,46	1,60		Диоксид углерода	6,86	2,00
н-Гептан	Гелий	21,69	2,06		Воздух	10,50	1,77
	Азот	6,00	2,24	Пропанол	Воздух	8,03	2,03
	Воздух	5,94	1,60	Изопропанол	Воздух	8,01	1,93
Циклогексан	Водород	28,61	1,86				
	Воздух	6,46	1,96				
Авиабензин	Воздух	7,89	1,87	*втор*-Бутанол	Воздух	7,53	1,83

Таблица 5.104. **Кинематический коэффициент диффузии D углеводородов в различные среды при p = 0,101 МПа [5.15, 5.40, 5.44, 5.69]**

Диффундирующий углеводород	Среда, в которую диффундирует углеводород	t, °С	D, 10^{-6} м^2/с
Метан	CH_4	0	18,82
	O_2	27	22,6
	O_2	227	58,1
	O_2	500	111,0
Этан	H_2	0	45,9
	C_2H_6	0	9,0
Пропан	C_3H_8	0	5,75
н-Гексан	H_2	15	29,00
	N_2	15	7,57
	O_2	15	7,53
н-Октан	Ar	30	6,42
н-Декан	H_2	90	30,60
	N_2	90	8,41
Этилен	H_2	0	48,60
Циклогексан	H_2	15	31,19
	N_2	15	7,60
	O_2	15	7,44
Метилциклопентан	Ar	15	7,31
Бензол	H_2	0	От 29,4 до 31,7
	O_2	0	7,97
Толуол	H_2	0	46,90

Таблица 5.105. **Кинематический коэффициент диффузии метана CH_4 в бинарных смесях при p = 0,101 МПа**

T, К	D, 10^{-6} м^2/с	T, К	D, 10^{-6} м^2/с
$CH_4 — O_2$ [5.54, 5.55]		$CH_4 — H_2O$ [5.57, 5.70, 5.93]	
300	22,6	298	25,1
500	58,1	323	29,7
773	111,0	333	31,3
CH_4 — В* [5.57]		523	55,8
273	19,7	573	64,5
298	22,7	$CH_4 — CO_2$	
323	25,8	273	15,3
348	29,1	298	18,0
373	32,5		
423	39,7		

* В — воздух.

Таблица 5.106. **Кинематический коэффициент диффузии D спиртов в различные среды при p = 0,1 МПа [5.15, 5.40, 5.43, 5.69]**

Диффундирующий спирт	Среда, в которую диффундирует спирт	t, °C	D, 10^{-6} м^2/с
Метанол	Водород	0	55,01
	Воздух	0	13,25
Этанол	Водород	0	37,6
	Воздух	0	10,5
Пропанол	»	0	8,03
	»	83,3	13,79
Изопропанол	»	25,7	9,90
Бутанол	»	0	6,81
	»	25,7	8,70
втор-Бутанол	»	25,7	8,90

Таблица 5.107. **Коэффициент диффузии метана CH_4 в углеводородные жидкости при 30 °C [5.71]**

Жидкость	Мольная доля метана в жидкости	Увеличение объема жидкости, %	Коэффициент диффузии, 10^{-5} см^2/с
Изопентан	0,1068	6,15	13,3
н-Пентан	0,1016	5,43	13,2
н-Гексан	0,1098	4,45	10,2
Циклогексан	0,0638	3,14	4,70
н-Гептан	0,0960	3,74	8,36
Бензол	0,0403	2,26	5,47
Керосин	0,0956	2,15	3,33
Керосин (при 60 °C)	0,0760	1,91	5,38

Таблица 5.108. **Поверхностное натяжение σ, 10^{-3} Н/м, парафиновых углеводородов C_1—C_4 в зависимости от температуры [ГСССД 115—88]**

T, K	Метан CH_4	*T*, K	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	*T*, K	*н*-Бутан *н*-C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}
90	—	90	33,28	37,89	120	—	33,5
95	16,37	100	31,24	36	130	—	31,93
100	15,34	110	29,29	34,21	140	33,6	30,42
105	14,32	120	27,43	32,48	150	31,99	28,95
110	13,32	130	25,63	30,82	160	30,44	27,53
115	12,32	140	23,88	29,2	170	28,94	26,14
120	11,34	150	22,16	27,62	180	27,48	21,78
125	10,36	160	20,47	26,08	190	26,06	23,45
130	9,408	170	18,8	24,57	200	24,67	22,14
135	8,466	180	17,15	23,08	210	23,3	20,84
140	7,542	190	15,52	21,61	220	21,96	19,56
145	6,637	200	13,91	20,17	230	20,64	18,3
150	5,753	210	12,32	18,74	240	19,33	17,05
155	4,892	220	10,76	17,33	250	18,05	15,82
160	4,058	230	9,227	15,94	260	16,78	14,6
165	3,255	240	7,733	14,57	270	15,53	13,39
170	2,488	250	6,283	13,21	280	14,3	12,21
175	1,764	260	4,89	11,88	290	13,09	11,04
180	1,094	270	3,565	10,57	300	11,89	9,89
185	0,5	280	2,333	9,29	310	10,72	8,762
—	—	290	1,224	8,036	320	9,564	7,658
—	—	300	—	6,815	330	8,437	6,581
—	—	310	—	5,631	340	7,336	5,536
—	—	320	—	4,492	350	6,266	4,527
—	—	330	—	3,404	360	5,23	3,559
—	—	340	—	2,381	380	3,282	1,786
—	—	350	—	1,44	400	1,554	—
—	—	360	—	0,614	410	0,811	—

Таблица 5.109. **Поверхностное натяжение σ, 10^{-3} Н/м, парафиновых углеводородов C_5—C_{10} [5.30, 5.37, 5,39, 5.73, 5.74]**

T, К	Изопентан C_5H_{12}	*T*, К	*н*-Пентан C_5H_{12}	*T*, К	*н*-Гексан C_6H_{14}	*T*, К	*н*-Гептан C_7H_{16}	*T*, К	*н*-Октан C_8H_{18}	*T*, К	*н*-Нонан C_9H_{20}	*T*, К	*н*-Декан $C_{10}H_{22}$
301	14	309	14,3	341,9	13,33	371,6	12,6	397,8	11,9	424	11,3	447,3	10,64
325	11,5	335	11,3	370	10,57	380	11,8	415	10,5	435	10,4	460	9,68
340	9,9	350	9,7	385	9,13	400	10	435	8,9	455	8,86	480	8,2
355	8,4	365	8,1	400	7,71	420	8,3	455	7,3	475	7,33	500	6,77
370	7,0	380	6,7	415	6,35	440	6,6	475	5,8	495	5,86	520	5,39
385	5,6	395	5,2	430	5,02	460	5,1	495	4,4	515	4,46	540	4,07
400	4,3	410	3,8	445	3,78	480	3,6	515	2,9	535	3,13	560	2,83
415	3,0	425	2,8	460	2,66	500	2,2	535	1,8	555	1,90	580	1,68
430	1,9	440	1,6	475	1,63	520	0,8	555	0,55	575	1,81	600	0,67

Таблица 5.110. **Поверхностное натяжение σ, 10^{-3} Н/м, нафтеновых и ароматических углеводородов и воды в зависимости от температуры *T* [5.37, 5.39, 5.73, 5.74]**

T, К	Циклопентан C_5H_{10}	*T*, К	Циклогексан C_6H_{12}	*T*, К	Бензол C_6H_6	*T*, К	Толуол C_7H_8
322,4	18,6	353,9	18,0	353,3	21,2	383,78	18,0
350	15,1	360	17,2	375	18,5	400	16,3
370	13,0	385	13,0	400	15,5	425	13,8
390	11,1	410	11,0	425	12,7	450	11,4
410	8,7	435	8,1	450	9,89	475	8,99
430	6,6	460	5,2	475	7,26	500	6,74
450	4,7	485	2,0	500	4,80	525	4,62
470	2,9	510	1,5	525	2,55	550	2,66
490	1,3	535	0,5	550	0,66	575	0,95

Окончание табл. 5.110

T, К	Этилбензол C_8H_{10}	*T*, К	*м*-Ксилол C_8H_{10}	*п*-Ксилол C_8H_{10}	*о*-Ксилол C_8H_{10}	*T*, К	Вода H_2O
409,3	16,6	412	16,7	16,0	17,9	373,15	58,91
433	14,5	430	14,8	14,2	16,4	400	53,50
453	12,5	455	12,5	11,8	14,1	430	47,16
473	10,5	480	10,2	10,0	11,4	460	40,66
493	8,8	505	8,0	7,8	9,2	490	33,90
513	7,1	530	5,9	5,7	7,0	520	26,96
555	3,9	555	3,9	3,8	4,9	550	19,66

Таблица 5.111. **Поверхностное натяжение σ, 10^{-3} Н/м, двух композиций АСКТ* (расчет по уравнению (5.88))**

t, °С	АСКТ-1	АСКТ-3	*t*, °С	АСКТ-1	АСКТ-3
–90	30,16	30,09	–40	23,38	23,42
–80	29,02	28,73	–30	22,01	22,12
–70	27,59	27,38	–20	20,65	20,84
–60	26,17	26,05	–10	—	19,57
–50	24,77	24,73	0	—	18,31

* Состав АСКТ, % (мас.), приведен ниже:

Наименование	C_3H_8	*н*-C_4H_{10}	*i*-C_4H_{10}	*н*-C_5H_{12}	*i*-C_5H_{12}	C_6H_{14}
АСКТ-1	14	26	11	22	15	12
АСКТ-3	0	30	12	24	18	16

Таблица 5.112. **Значения атомных и структурных составляющих мольного парахора $\tilde{P}_{chi}$ [5.16, 5.30]**

Атом, группа или связь	Составляющая $\tilde{P}_{chi}$	Атом, группа или связь	Составляющая $\tilde{P}_{chi}$
CH_3	55,5	Алкильные группы**:	
CH_2 в $(CH_2)_n$:		1-метилэтил	133,3
при $n < 12$	40	1-метилпропил	171,9
при $n > 12$	40,3	1-метилбутил	211,7
C	9	2-метилпропил	173,3
H	15,5	1-этилпропил	209,5
H в (OH)	10		
O	19,8		
OH	29,8		
Двойная связь:		Положение заместителей	
конец цепи	19,1	в бензольном кольце:	
в положении 2, 3	17,7	*орто-мета*	1,8—3,4
в положении 3, 4	16,3	*мета-пара*	0,2—0,5
Одинарная связь	0	*орто-пара*	2,0—3,8
Разветвление цепи (на каждое разветвление)	–3,7*	Кольцо:	
Соседние атомы C:		3-членное	12,5
вторичный-вторичный	–1,6	4-членное	6
вторичный-третичный	–2	5-членное	3
третичный-третичный	–4,5	6-членное	0,8

* Среднее значение (от –2,1 до –6,5).

** Вся группа с учетом разветвлений.

Таблица 5.113. **Мольные парахоры $\tilde{P}_{ch}$ углеводородов и кислородосодержащих соединений [5.71]**

Углеводороды	$\tilde{P}_{ch}$	Углеводороды	$\tilde{P}_{ch}$
Метан	77	Этилен	100,1
Этан	108	Пропилен	139,9
Пропан	150,3	Ацетилен	88,6
Изобутан	181,5	Бензол	205,1*
н-Бутан	189,9	Метанол	85,3*
Изопентан	225	Этанол	125,3
н-Пентан	231,5	МТБЭ**	245,7*
н-Гексан	271	Водород	34
н-Гептан	312,5	Азот	41
н-Октан	351,5		

* Вычислено по уравнению (5.90) и данным табл. 5.112.

** Метил-*трет*-бутиловый эфир.

Таблица 5.114. **Постоянные A, B и z в уравнении (5.94)**

Углеводороды	A	B [5.43]	z
н-Парафиновые	1850	872	1
н-Олефиновые	1556	872	1
н-Диеновые	1342	872	1
Циклогексановые	5363	872	6
Ароматические:			
с одной алкильной цепью или с двумя в *орто*-положении	4534	872	6
с двумя алкильными цепями в *мета*-положении	4593	872	6
с двумя алкильными цепями в *пара*-положении	4651	872	6

Таблица 5.115. **Относительная скорость звука* $a_{t_{кр}}/a_{20}$ при критической температуре в зависимости от числа атомов углерода n в молекуле**

n	Парафиновые C_nH_{2n+2}	Олефиновые C_nH_{2n}	Циклопентановые C_nH_{2n}	Циклогексановые C_nH_{2n}	Ароматические C_nH_{2n-6}
5	0,1522	0,1745	0,1274	—	—
6	0,1284	0,1451	0,1451	0,0885	0,1005
7	0,1167	0,1297	0,1371	0,1308	0,1189
8	0,1078	0,121	0,1285	0,124	0,1166
9	0,102	0,114	0,1211	0,1166	0,117
10	0,0977	0,1075	0,1136	0,109	0,112

* a_{20} — скорость звука при 20 °С; $a_{t_{кр}}$ — скорость звука при критической температуре.

Таблица 5.116. **Скорость звука a в газообразном метане CH_4 в зависимости от температуры T и давления p [5.19]**

T, К	a_1, м/с, при p, МПа					
	0,1	0,5	1	2	4	5
120	283	—	—	—	—	—
130	295,7	—	—	—	—	—
140	307,8	292,9	—	—	—	—
150	319,1	307	288,9	—	—	—
160	330	319,9	305,7	—	—	—
170	340,6	332,1	320,4	292	—	—
180	350,7	343,3	333,8	311,8	—	612,7

Окончание табл. 5.116

T, К	a_1, м/с, при p, МПа					
	0,1	0,5	1	2	4	5
190	360,6	354,3	346,3	328,7	284,2	436,2
200	370	364,6	357,8	343,4	311,6	295,3
210	379	374,5	368,7	356,7	332,2	320,8
220	388,1	384	379	369	349,4	340,8
230	396,6	393,2	388,9	380,3	364,5	357,8
240	405,1	402	398,3	391	377,9	372,7
250	412,9	410,4	407,3	401	390,3	386,1
260	421	418,5	415,7	410,5	401,6	398,2
270	428,4	426,4	424	419,5	412,2	409,2
280	435,6	434	432	425,5	422,1	420,1
290	442,8	441,3	439,6	436,4	431,4	429,8
300	449,6	448,4	446,9	444,3	440,3	439

Примечание. При температурах 100 и 110 К и p = 0,1 МПа, скорости звука равны 262,7 и 275,1 м/с соответственно.

Таблица 5.117. **Скорость звука $a_г$ в газообразном метане CH_4 в зависимости от температуры T и давления p [5.19]**

T, К	a, м/с, при p, МПа						
	8	10	12	14	16	18	20
180	703	749,2	789,8	825,4	858,3	888,2	916,6
190	594	657,2	708,0	751,8	790,7	825,6	858,0
200	471,3	559	624,8	676,3	721,7	761,8	798,5
210	365,1	466,3	542,7	603,7	655,0	700,3	740,3
220	343,4	403,8	477,2	541,2	595,8	643,8	686,8
230	354	382,8	436,3	494	547,7	596,4	640,2
240	368,3	384	419	465,1	513,2	559,1	602,0
250	382,4	392,5	416,2	451,1	491,3	532,8	573,2
260	395,5	403	420,1	446,8	479,6	515,5	552,2
270	407,8	413,9	427,4	448,3	475,2	505,8	538,3
280	419,2	424,5	435,8	453	475,2	501,3	529,9
290	429,7	434,8	444,4	459	478	500,8	525,7
300	439,7	444,4	453	465,9	482,4	502	524,4

Таблица 5.118. **Скорость звука *a* в газообразном метане CH_4 в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	*a*, м/с, при *p*, МПа										
	0,1	1	2	4	6	8	10	20	30	40	50
10	437,4	434,6	431,8	427,0	424,3	425,0	430,3	518,3	695,1	829,5	939,5
20	444,4	442,2	439,9	436,6	434,6	435,7	440,5	510,5	676,6	809,5	917,9
40	457,9	456,6	445,4	453,8	453,6	455,5	460,0	519,7	645,0	777,1	882,6
60	470,8	470,3	469,9	469,7	470,8	473,5	478,0	530,2	619,1	751,0	855,3
80	483,2	483,3	483,5	484,6	486,6	489,9	494,6	541,4	604,1	728,3	833,1
100	495,1	495,7	496,5	498,5	501,4	505,2	510,1	553,1	609,0	707,9	814,0
120	506,6	507,6	508,8	511,7	515,2	519,4	524,6	565,0	618,7	691,0	796,4
140	517,7	519,1	520,6	524,2	528,2	532,9	538,2	576,8	627,9	680,8	780,2
160	528,4	530,1	532,0	536,1	540,6	545,6	551,2	588,4	637,0	682,4	765,5
180	538,9	540,8	543,0	547,5	552,4	557,7	563,5	599,9	646,1	691,7	753,7
200	549,0	551,2	553,6	558,5	562,8	569,3	575,2	611,0	655,3	700,4	746,9
220	558,9	561,3	563,9	569,2	574,7	580,5	586,5	621,8	664,4	708,6	747,3
240	568,6	571,1	573,9	579,5	585,3	591,2	597,4	632,4	673,6	716,7	755,2
260	578,1	580,7	583,6	589,5	595,5	601,6	607,9	642,7	682,6	724,7	763,6
280	587,3	590,1	593,1	599,3	605,4	611,7	618,1	652,7	691,6	732,6	771,5
300	596,4	599,3	602,4	608,8	615,1	621,5	628,0	662,5	700,6	740,6	779,1
320	605,4	608,3	611,6	618,1	624,6	631,1	637,7	672,1	709,4	748,5	786,6
340	614,1	617,2	620,5	627,2	633,8	640,4	647,1	681,4	718,1	756,4	794,0
360	622,8	625,9	629,3	636,1	642,8	649,6	656,3	690,6	726,7	764,2	801,3
380	631,3	634,5	638,0	644,9	651,7	658,5	665,3	699,6	735,3	772,1	808,6
400	639,7	642,9	646,5	653,5	660,4	667,3	674,1	708,4	743,7	779,8	815,9
420	648,0	651,3	654,9	662,0	669,0	675,9	682,8	717,1	752,0	787,6	823,1
440	656,2	659,5	663,1	670,3	677,4	684,4	691,3	725,6	760,2	795,3	830,3
460	664,2	667,6	671,3	678,6	685,7	692,8	699,7	734,0	768,3	803,0	837,5
480	672,2	675,6	679,4	686,7	693,9	701,0	708,0	742,3	776,4	810,6	844,7
500	680,2	683,6	687,3	696,7	702,0	709,1	716,2	750,5	784,3	818,2	851,9
520	688,0	691,4	695,2	702,7	710,0	717,1	724,2	758,5	792,2	825,7	859,0
540	695,7	699,2	703,0	710,5	717,9	725,1	732,2	766,5	800,0	833,2	866,2
560	703,4	706,9	710,8	718,3	725,7	732,9	740,0	774,4	807,7	840,7	873,3
580	711,1	714,6	718,4	726,0	733,4	740,7	747,8	782,2	815,4	848,1	880,3
600	718,6	722,2	726,0	733,6	741,1	748,3	755,5	789,9	823,0	855,4	887,4

Таблица 5.119. **Скорость звука $a_{л.н}$ в метане CH_4* на линии насыщения (по данным ВНИИгаза)**

T, К	$a_{л.н}$, м/с (ж)	T, К	$a_{л.н}$, м/с (г)
106,11	1367,2	109,67	270,8
115,70	1130,4	118,81	276,5
122,08	1035,7	124,78	279,6
126,92	976,4	129,56	281,7
130,96	931,6	133,46	283,0
134,51	894,9	136,82	283,9
137,65	863,6	139,79	284,5
140,47	836,5	142,47	284,8
143,04	812,2	144,91	285,0
145,16	791,8	147,15	285,0
149,24	755,9	151,20	284,8
153,27	719,8	154,79	284,4
156,57	690,8	158,02	283,8
159,59	664,5	160,97	283,2
162,38	640,2	163,70	282,5
168,57	586,0	169,72	280,9
173,91	538,5	174,91	280,1
178,73	493,5	179,48	280,9
183,19	436,4	183,52	285,0

* Состав, % (мольн.): CH_4 — 97,5; N_2 — 2,5.

Примечание. Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 5.120. **Скорость звука a в этане в зависимости от температуры t при давлении 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	a, м/с		t, °С	a, м/с		t, °С	a*, м/с
	0,1 МПа	10 МПа		0,1 МПа	10 МПа		0,1 МПа
10	303,7	623,1	320	425,3	424,9	–180	1801
20	308,5	547,3	340	431,9	434,0	–170	1752
40	317,9	490,5	360	438,4	442,8	–160	1702
60	326,9	357,1	380	444,8	451,3	–150	1646
80	335,6	290,3	400	451,2	459,6	–140	1592
100	344,1	291,6	420	457,4	467,5	–130	1536

Окончание табл. 5.120

t, °C	a, м/с		t, °C	a, м/с		t, °C	a*, м/с
	0,1 МПа	10 МПа		0,1 МПа	10 МПа		0,1 МПа
120	352,3	302,7	440	463,5	475,3	–120	1490
140	360,4	317,3	460	469,6	482,8	–110	1413
160	362,8	332,1	480	475,6	490,1	–100	1350
180	375,8	346,3	500	481,6	497,3	–90	1307
200	383,3	359,6	520	487,4	504,2	–50	273
220	390,6	372,0	540	493,2	511,1	–40	279
240	397,8	383,8	560	499,0	517,8	–30	285
260	404,9	394,8	580	504,7	524,4	–20	291
280	411,8	405,3	600	510,3	530,8	–10	296
300	418,6	415,3	—	—	—	0	302

* По данным [5.80].

Таблица 5.121. **Скорость звука a в пропане C_3H_8 в зависимости от температуры T и давления p [5.7]**

T, К	a, м/с, при p, МПа					
	0,1	1	2	6	10	20
110	1794	1810	1827	1887	1936	2019
120	1772	1783	1795	1837	1871	1926
140	1689	1697	1705	1736	1761	1806
160	1582	1590	1598	1628	1654	1705
180	1457	1465	1473	1505	1533	1592
200	1325	1333	1342	1377	1408	1474
220	1194	1203	1214	1252	1286	1359
240	223,0	1077	1089	1132	1171	1251
260	232,4	952,5	966,4	1017	1061	1151
280	241,1	825,2	842,2	902,5	953,5	1056
300	249,4	689,7	711,9	787,0	847,5	964,5
320	257,3	229,6	568,1	668,1	742,0	876,3
340	264,9	242,2	208,2	543,0	636,6	791,6
360	272,2	253,2	227,7	407,1	532,4	711,4

Окончание табл. 5.121

T, К	a, м/с, при p, МПа					
	0,1	1	2	6	10	20
380	279,3	263,2	243,0	248,3	431,9	637,6
400	286,2	272,3	255,8	184,6	340,4	572,0
420	292,9	280,9	267,2	211,5	273,9	515,9
440	299,4	289,0	277,4	233,8	250,3	469,8
460	305,8	296,8	286,9	251,8	252,7	433,5
480	312,1	304,2	295,7	267,0	263,2	406,7
500	318,3	311,3	304,1	280,3	275,5	388,8
560	336,0	331,5	326,8	312,9	310,1	373,0
600	347,4	344,1	340,7	331,0	329,9	378,6
660	363,8	361,9	359,9	354,8	355,6	394,0
700	374,2	373,1	371,9	368,9	370,8	405,4

Таблица 5.122. **Скорость звука $a_{л.н}$ в пропане C_3H_8 на линии насыщения [5.7]**

T, К	$a_{л\,н}$, м/с		T, К	$a_{л\,н}$, м/с	
	ж	г		ж	г
100	1722	153,6	270	880,5	221,6
120	1711	166,9	280	817,9	220,3
140	1688	178,9	290	754,4	218,0
160	1582	190,1	300	689,8	214,6
180	1456	200,2	310	623,6	209,9
200	1324	208,8	320	555,6	203,8
210	1258	212,5	330	485,1	196,3
220	1194	215,7	340	411,5	187,0
230	1130	218,3	350	333,2	175,5
240	1067	220,2	360	247,5	161,1
250	1005	221,5	365	199,8	152,5
260	942,7	222,0	369	157,6	145,2

Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 5.123. **Скорость звука *a*, м/с, в парафиновых углеводородах в зависимости от температуры *t* при *p* = 0,1 МПа [5.80]**

t, °C	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	Бутан C_4H_{10}	*Изо*-бутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	*Изо*-пентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}
–180	1801	1811	—	—	—	—	—	—	—
–170	1752	1774	—	—	—	—	—	—	—
–160	1702	1735	—	—	—	—	—	—	—
–150	1646	1694	—	—	—	1748	—	—	—
–140	1592	1655	—	1595	—	1725	—	—	
–130	1536	1614	1665	1561	—	1688	—	—	—
–120	1490	1572	1631	1523	1711	1663	—	—	—
–110	1413	1533	1581	1488	1677	1631	—	—	—
–100	1350	1489	1558	1450	1646	1599	—	—	—
–90	1307	1445	1521	1411	1611	1565	1615	—	—
–80	—	1421	1484	1375	1578	1531	1590	—	—
–70	—	1368	1451	1333	1542	1496	1585	1593	—
–60	—	1311	1410	1290	1505	1459	1527	—	—
–50	273	1250	1371	1248	1468	1423	1496	1510	1542
–40	279	—	1330	1203	1429	1384	1463	1468	1498
–30	285	—	1287	1158	1393	1347	1429	—	—
–20	291	—	1243	1108	1353	1306	1395	1385	1409
–10	296	—	1199	—	1310	1266	1360	—	—
0	302	242,0	—	915	1268	1224	1324	1302	1330
20	313	246,6	209,5	210,1	1182	1140	1250	1219	1250
40	324	254,6	216,8	217,3	—	191	1176	1136	1175
60	334	262,3	323,8	224,2	198	198	1101	1054	1112
80	344	269,7	230,5	230,8	204	204	186	970	1025
100	354	276,8	237,0	237,2	210	210	189	174	—

Таблица 5.124. **Скорость звука *a*, м/с, в парафиновых углеводородах в зависимости от температуры *t* при *p* = 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t °C	Этан C_2H_6	Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}
10	623,1	—	—	1105,4	—	1239,1	1275,7
20	547,3	—	—	1065,0	—	1199,8	1239,1
40	490,5	—	—	979,38	—	1120,3	1164,3
60	357,1	—	—	896,35	—	1040,9	1088,5
80	290,3	—	—	817,25	—	962,96	1013,3
100	291,6	—	—	742,95	—	887,64	939,41
120	302,7	—	—	673,98	—	815,82	868,68
140	317,3	—	430,7	610,56	—	748,09	860,94
160	332,1	403,6	360,6	552,68	—	684,82	736,99
180	346,3	338,0	307,8	500,18	—	626,17	677,12
200	359,6	283,8	265,8	392,5	—	572,16	621,47
220	372,0	248,7	243,7	342,8	—	522,66	570,03
240	383,8	228,0	236,5	296,8	395,3	477,49	522,71
260	394,8	228,5	243,7	260,5	348,6	436,38	479,35
280	405,3	236,9	251,1	235,7	306,8	375,6	439,71
300	415,3	245,5	259,2	218,4	274,3	337,6	368,5
320	424,9	254,7	267,7	209,8	252,4	303,8	352,3
340	434,0	264,2	276,4	218,0	237,5	276,8	320,4
360	442,8	273,7	284,9	226,4	226,4	257,5	292,9
380	451,3	282,8	293,2	234,4	220,6	249,1	271,2
400	459,6	291,7	301,3	242,5	225,3	233,8	255,7
420	467,5	300,2	309,1	250,6	231,8	225,4	244,7
440	475,3	308,3	316,6	258,7	237,8	220,0	236,3
460	482,8	316,0	323,8	266,6	243,8	221,6	229,0
480	490,1	323,5	330,8	274,2	249,8	228,4	222,8
500	497,3	330,6	337,5	281,6	255,9	234,2	219,2

Таблица 5.125. **Скорость звука a в $н$-бутане C_4H_{10} в зависимости от температуры t и давления p (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	a, м/с, при p, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
10	205,7	941,58	945,46	957,15	971,12	986,1	1001,6	1079,3
20	209,5	893,97	898,59	911,36	926,16	941,8	957,93	1037,8
40	216,8	803,08	808,85	823,23	839,21	855,83	872,69	955,52
60	223,8	718,92	725,43	740,75	757,33	774,39	791,59	875,58
80	230,5	197,6	649,0	664,71	681,42	698,5	715,65	799,23
100	237,0	209,3	579,78	595,44	611,92	628,67	645,48	727,36
120	243,3	219,6	182,0	532,93	548,89	565,09	581,32	660,49
140	249,4	228,9	199,4	476,9	492,18	507,64	523,14	598,89
160	255,3	237,5	213,4	127,5	270,3	348,7	403,6	573,8
180	261,0	245,5	225,3	169,6	174,6	270,8	338,0	531,0
200	266,7	253,0	235,8	193,7	167,5	216,4	283,8	489,1
220	272,2	260,1	245,3	211,6	183,7	196,8	248,7	453,3
240	277,5	266,8	254,1	226,3	202,3	205,1	228,0	424,2
260	282,8	273,3	262,2	238,9	218,8	215,4	228,6	402,2
280	288,0	279,5	269,8	250,0	233,1	227,5	236,9	385,9
300	293,0	285,6	277,1	260,1	245,8	239,6	245,5	373,5
320	298,0	291,4	283,9	269,3	257,2	251,3	254,7	363,1
340	302,9	297,0	290,5	277,9	267,6	262,2	264,2	353,5
360	307,7	302,5	296,8	285,9	277,1	272,4	273,7	344,6
380	312,5	307,9	302,8	293,5	286,0	282,0	282,8	337,3
400	317,1	313,1	308,7	300,6	294,3	291,0	291,7	333,7
420	321,7	318,2	314,4	307,4	302,2	299,5	300,2	336,8
440	326,2	323,2	319,9	314,0	309,6	307,5	308,3	344,2
460	330,7	328,0	325,2	320,3	316,7	315,1	316,0	350,7
480	335,1	332,8	330,4	326,3	323,4	322,4	323,5	356,9
500	339,5	337,5	335,5	332,1	329,9	329,3	330,6	362,8
520	343,8	342,1	340,5	337,8	336,2	336,0	337,5	368,6
540	348,0	346,7	345,4	343,3	342,2	342,4	344,1	374,2
560	352,2	351,1	350,1	348,6	348,0	348,6	350,5	379,8
580	356,3	355,5	354,8	353,8	353,7	354,6	356,7	385,3
600	360,4	359,9	359,4	358,9	359,1	360,4	362,7	390,7

Таблица 5.126. **Скорость звука $a_{л.н}$, м/с, в парафиновых углеводородах на линии насыщения в жидкости [5.80]**

t, °C	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_6H_{16}	Октан C_8H_{18}
–70	—	1563	1593	—
–60	—	1514	1551	1586
–50	—	1465	1510	1542
–40	—	1416	1468	1498
–30	—	1368	1426	1453
–20	—	1321	1385	1409
–10	—	1276	1343	1370
0	—	1231	1302	1330
20	1035	1145	1219	1250
40	975	1058	1136	1175
60	900	973	1054	1112
80	830	886	970	1025
100	737	799	880	837
120	644	713	805	862
140	531	626	721	775
160	412	539	638	700
180	—	453	555	620
200	—	366	471	537
220	—	275	388	458
240	—	177	305	390
260	—	—	221	—

Таблица 5.127. **Скорость звука a в газообразном этилене в зависимости от температуры T и давления p [5.79]**

T, K	a, м/с, при p, МПа					
	1	2	4	6	8	10
230	272,7	—	—	—	—	—
240	280,9	—	—	—	—	—
250	288,5	261,6	—	—	—	—
260	295,5	273,4	—	—	—	—
270	302,0	283,3	—	—	—	—
280	308,3	292,1	249,9	—	—	—
290	314,3	300,2	266,3	—	404,0	495,8
300	320,3	307,9	279,0	248,0	310,7	416,3
310	326,2	315,0	290,0	265,9	269,5	346,2

Окончание табл. 5.127

T, К	a, м/с, при p, МПа					
	1	2	4	6	8	10
320	331,7	321,8	300	279,9	273,7	309,3
330	337,1	328,4	309,1	291,7	285,0	303,5
340	342,4	334,5	317,7	302,2	295,6	305,8
350	347,4	340,4	325,6	312,0	305,6	310,2
360	352,2	346,0	333,0	321,1	314,8	315,9
370	357,1	351,4	339,9	329,6	323,8	323,6
380	361,7	356,6	346,5	337,7	332,4	331,9
390	366,2	361,8	352,8	345,3	340,6	339,9
400	370,6	366,7	359,0	352,4	348,2	347,4
410	375,0	371,5	364,9	359,2	355,5	354,6
420	379,2	376,2	370,5	365,6	362,3	361,3
430	383,6	380,9	375,9	371,7	368,6	367,8
440	387,6	385,5	381,1	377,5	374,7	373,9
450	392,0	389,9	386,2	383,0	380,6	380,0
460	396,1	394,2	391,0	388,3	386,3	385,9
470	400,2	398,7	395,8	393,4	391,9	391,8

Таблица 5.128. **Скорость звука a, м/с, в нормальных олефиновых углеводородах в зависимости от температуры t при давлениях 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	Бутен-1 C_4H_8	Гексен-1 C_6H_{12}	Гептен-1 C_7H_{14}	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	Бутен-1 C_4H_8
	0,1 МПа					10 МПа		
10	322,1	251,3	211,6	1151,7	1214,2	529,3	859,6	1030,8
20	327,0	255,4	215,3	1100,3	1164,9	461,0	814,1	981,5
40	336,6	263,5	222,6	1000	1067,8	331,2	727,8	886,4
60	345,8	271,3	229,6	904,9	974,07	298,2	648,5	797,3
80	354,7	278,9	236,3	187,1	885,2	306,6	576,6	715,0
100	363,3	286,2	242,8	192,8	176,3	321,8	417,6	640,0
120	371,7	293,3	249,1	198,3	181,6	337,7	324,8	572,3
140	379,9	300,2	255,3	203,6	186,6	352,9	359,9	511,7
160	387,9	306,9	261,2	208,7	191,5	367,0	243,3	385,8
180	359,7	313,5	267,1	213,7	196,3	380,1	251,5	316,7
200	403,4	320,0	272,8	218,5	200,8	392,4	269,1	266,0
220	410,9	326,3	278,3	223,2	205,3	403,9	276,2	236,5

Окончание табл. 5.128

t, °C	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	Бутен-1 C_4H_8	Гексен-1 C_6H_{12}	Гептен-1 C_7H_{14}	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	Бутен-1 C_4H_8
	0,1 МПа					10 МПа		
240	418,2	332,5	283,8	227,8	209,6	414,8	289,3	228,7
260	425,5	338,5	289,2	232,3	213,9	425,1	301,7	236,5
280	432,6	344,5	294,4	236,7	218,0	435,0	313,5	244,8
300	439,6	350,4	299,5	241,0	222,0	444,5	324,5	254,2
320	446,5	356,1	304,6	245,2	226,0	453,6	334,8	264,1
340	453,3	361,8	309,6	249,4	229,9	462,4	344,6	273,9
360	460,0	367,4	314,5	253,5	233,7	470,9	353,9	283,4
380	466,7	372,9	319,3	257,5	237,4	479,1	362,7	292,6
400	473,2	378,3	324,0	261,4	241,1	487,1	371,1	301,4
420	479,6	383,6	328,7	265,3	244,7	494,9	379,1	309,7
440	486,0	388,9	333,3	269,1	248,2	502,5	386,9	317,8
460	492,3	394,1	337,8	272,8	251,7	509,9	394,3	325,4
480	498,5	399,2	342,3	276,5	255,2	517,1	401,5	332,8
500	504,6	404,3	346,7	280,2	258,6	524,2	408,4	339,8

Таблица 5.129. **Скорость звука *a*, м/с, в метилциклогексане в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	*a*, м/с, при *p*, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
10	1298,0	1299,0	1301,0	1304,0	1307,0	1310,0	1313,0
20	1256,0	1257,0	1259,0	1262,0	1266,0	1269,0	1273,0
40	1173,0	1175,0	1177,0	1182,0	1186,0	1190,0	1194,0
60	1093,0	1096,0	1098,0	1103,0	1108,0	1113,0	1118,0
80	1014,0	1017,0	1020,0	1026,0	1032,0	1038,0	1044,0
100	936,3	939,6	943,2	950,3	957,4	964,4	971,3
120	181,9	862,4	866,7	875,2	883,6	891,9	900,1
140	186,9	785,0	790,2	800,5	810,6	820,5	830,2
160	191,4	707,0	713,4	725,9	738,1	749,9	761,5
180	196,4	627,6	635,5	651,0	665,9	680,2	694,1
200	200,9	545,7	556,0	575,6	594,1	611,6	628,3
220	205,3	174,1	473,4	499,1	522,7	544,4	564,7
240	209,6	182,2	385,1	420,9	451,8	479,2	540,1
260	213,8	189,5	148,3	339,5	381,8	416,9	447,4
280	217,9	196,3	162,8	250,9	312,9	358,4	395,5

Окончание табл. 5.129

t, °C	a, м/с, при p, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
300	221,9	202,2	174,4	159,4	264,8	323,8	368,3
320	225,9	208,4	184,2	96,39	200,9	275,5	327,3
340	229,7	213,9	192,9	130,8	148,6	230,5	288,4
360	233,5	219,2	200,7	152,0	134,4	196,3	255,1
380	237,2	224,2	207,8	167,8	142,7	175,0	230,4
400	240,9	229,0	214,4	180,6	154,6	165,5	213,3
420	244,5	233,7	220,6	191,5	167,6	172,7	200,7
440	248,0	238,1	226,4	201,0	179,8	180,1	193,3
460	251,5	242,5	231,9	209,6	190,8	187,9	197,6
480	255,0	246,7	237,1	217,4	200,8	196,3	204,6
500	258,4	250,8	242,1	224,6	209,9	204,7	211,1

Таблица 5.130. **Скорость звука a, м/с, в ароматических углеводородах в зависимости от температуры t при давлениях 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	Бензол	Этилбензол	t, °C	Бензол	Этилбензол	Бензол	Этилбензол
	0,1 МПа			0,1 МПа		10 МПа	
10	1636,1	1532,1	320	256,9	217,4	265,7	—
20	1587,0	1500,0	340	261,1	221,1	217,2	—
40	1486,7	1432,8	360	265,3	224,8	189,7	331,1
60	1385,3	1362,1	380	269,4	228,4	187,9	289,5
80	198,2	1289,2	400	273,5	231,9	194,8	253,8
100	203,8	1215,1	420	277,5	235,4	203,4	227,6
120	209,2	1141,0	440	281,4	238,9	213,3	210,3
140	214,5	179,5	460	285,3	242,2	223,3	198,5
160	219,5	184,2	480	289,1	245,5	233,1	193,0
180	224,7	188,7	500	292,9	248,8	242,4	198,0
200	229,6	193,2	520	296,6	252,0	251,3	203,7
220	234,4	197,4	540	300,3	255,2	259,6	209,3
240	239,1	201,6	560	303,9	258,4	267,4	215,1
260	243,7	205,7	580	307,5	261,6	274,8	221,1
280	248,1	209,7	600	311,0	264,5	281,9	227,1
300	252,6	213,6					

Таблица 5.131. **Скорость звука *a* в толуоле C_7H_8 в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	*a*, м/с, при *p*, МПа							
	0,1	1	2	4	6	8	10	20
10	1575	1567	1560	1552	1547	1544	1542	1548
20	1536	1529	1524	1517	1514	1479	1512	1523
40	1455	1450	1447	1444	1444	1446	1448	1470
60	1372	1369	1367	1368	1371	1376	1381	1414
80	1288	1286	1286	1290	1296	1303	1311	1354
100	1206	1203	1205	1211	1212	1230	1240	1291
120	189,8	1121	1124	1133	1144	1156	1168	1228
140	194,8	1042	1046	1057	1069	1083	1096	1163
160	199,8	965,3	970,5	982,9	996,8	1011	1026	1098
180	204,5	892,5	898,3	911,9	926,8	942,3	958	1035
200	209,2	823,8	830	844,4	860	876,2	892,5	972,1
220	213,7	184,8	765,9	780,7	796,8	813,3	829,9	911,4
240	218,1	192,7	706	721,1	737,3	753,9	770,7	853
260	222,4	199,8	650,5	665,5	681,6	698,2	714,9	797,2
280	226,6	206,4	176	614	629,8	646,2	662,7	744,1
300	230,7	212,8	186,7	566,3	581,8	597,8	613,9	693,9
320	234,8	218,4	196	110	243,3	308,1	354,4	500,8
340	238,8	223,9	204,3	145,2	161,9	251,4	307,8	470,5
360	242,6	229,1	211,9	165,3	129,6	199,5	263,5	441
380	246,5	234,2	218,8	180,3	139,3	166,7	227,3	413,2
400	250,2	239	225,3	192,5	157,2	160,7	202,7	388,1
420	253,9	243,7	231,3	203	173,3	168,1	187,3	366,6
440	257,6	248,2	237,1	212,3	187,1	177	186,5	349
460	261,2	252,6	242,5	220,7	199	187,4	194,2	335,2
480	264,7	256,9	247,7	228,4	209,5	197,9	201,1	324,5
500	268,2	261	252,7	235,5	219	208	208,5	315,8

Таблица 5.132. **Скорость звука *a*, м/с, в бензоле и толуоле на линии насыщения в жидкой среде [5.80]**

t, °C	Бензол	Толуол	*t*, °C	Бензол	Толуол
–70	—	1722	80	1055	1094
–60	—	1660	100	980	1015
–50	—	1620	120	913	936
–40	—	1592	140	830	857
–30	—	1549	160	750	779
–20	—	1506	180	675	699
–10	—	1463	200	595	—
0	1490	1420	220	520	—
20	1338	1335	240	440	—
40	1229	1251	260	356	—
60	1142	1172	—	—	—

Таблица 5.133. **Численные значения коэффициентов *a* и *b* в уравнении (5.105)**

Гомологический ряд	*a*	*b*	Δ*
Парафиновый	1,0295	0,52366	0,004
Олефиновый	1,0656	0,48076	0,340
Циклопентановый	0,9260	0,64462	0,016
Циклогексановый	0,9182	0,65396	0,025
Ароматический	0,5888	1,04410	0,110
Ацетиленовый	0,9932	0,56586	0,021

* Среднее квадратичное отклонение расчета.

Таблица 5.133а. **Постоянные *A*, *B*, *C* и *D* в уравнениях (5.106) и (5.107) (по Смиттенбергу) [5.81]**

Гомологический ряд	*A*	*B*	*C*	*D*
Парафиновый	0,6838	0,82	9,591	9,5
Олефиновый	0,5610	0,44	7,868	6,2
Циклопентановый	0,3920	0	5,498	0
Циклогексановый	0,3438	0	4,822	0
Ароматический	–0,1125	–2,30	–1,578	–26,2

Таблица 5.134. **Показатель преломления n_D^{20} жидких углеводородов нормального строения в зависимости от числа атомов углерода n в молекуле при температуре 20 °С (по уравнению (5.105))**

n	Гомологический ряд			
	парафиновый	олефиновый	нафтеновый	ароматический
5	1,35745	1,37148	1,39680	—
6	1,37486	1,38788	1,40969	1,50112
7	1,38746	1,39980	1,41981	1,49693
8	1,39743	1,40870	1,42626	1,49588
9	1,40542	1,41572	1,4317*	1,49202
10	1,41189	1,42146	1,4360*	1,48979

* Вычислено по уравнению (5.106).

Таблица 5.135. **Показатель преломления n_D^t метана и этана в зависимости от температуры**

t, °С	Метан CH_4	Этан C_2H_6	t, °С	Метан CH_4	Этан C_2H_6
–180	1,2921	1,3692	–100	1,1932	1,3197
–170	1,2833	1,3615	–90	—	1,3067
–160	1,2733	1,3541	–80	—	1,2992
–150	1,2530	1,3460	–70	—	1,2757
–140	1,2283	1,3325	–60	—	1,2563

Таблица 5.136. **Показатель преломления n_D^t жидких парафиновых углеводородов в зависимости от температуры**

t, °С	Пропан C_3H_8	Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}
–180	1,4314	—	—	—	—	—
–170	1,4248	—	—	—	—	—
–160	1,4182	—	1,4334	—	—	—
–150	1,4122	—	1,4263	—	1,4527	—
–140	1,4050	1,4267	1,4205	—	1,4527	—
–130	1,3984	1,4213	1,4139	—	1,4467	—
–120	1,3928	1,4153	1,4089	1,4319	1,4353	—
–110	1,3852	1,4077	1,4025	1,4275	1,4299	—
–100	1,3780	1,4033	1,3915	1,4211	1,4239	—
–90	1,3714	1,3979	1,3905	1,4163	1,4185	1,4336
–80	1,3642	1,3919	1,3839	1,4104	1,4125	1,4264

Окончание табл. 5.136

t, °C	Пропан C_3H_8	Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}
–70	1,3576	1,3853	1,3785	1,4055	1,4071	1,4216
–60	1,3516	1,3799	1,3725	1,4005	1,4017	1,4162
–50	1,3456	1,3739	1,3665	1,3951	1,3957	1,4108
–40	1,3384	1,3678	1,3605	1,3899	1,3903	1,4060
–30	—	1,3619	1,3545	1,3839	1,3849	1,4006
–20	—	1,3565	1,3485	1,3789	1,3789	1,3958
–10	—	1,3505	1,3425	1,3743	1,3729	1,3904
0	—	1,3451	—	1,3689	1,3669	1,3856
20	—	—	—	1,3575	1,3537	1,3748
40	—	—	—	1,3479	—	1,3627
60	—	—	—	—	—	1,3519

Таблица 5.137. **Показатель преломления n_D^t АСКТ, ШФЛУ и бутана технического (БТ) в зависимости от температуры**

t, °C	АСКТ	ШФЛУ	БТ
–90	1,3934	1,3980	1,4080
–80	1,3873	1,3918	1,4021
–70	1,3808	1,3856	1,3964
–60	1,3752	1,3805	1,3912
–50	1,3693	1,3754	1,3855
–40	1,3622	1,3689	1,3799
–30	—	—	1,3740
–20	—	—	1,3659
–10	—	—	1,3638
0	—	—	1,3582

Таблица 5.138. **Значения коэффициентов в уравнении (5.112)**

Гомологический ряд	a	a_1	b	c	Δ*
Парафиновый	1,4004	–8,3785	0,33087	1,4726	0,011
Олефиновый	1,5153	–7,3447	0,33138	1,4745	0,200
Циклопентановый	–0,0543	–5,2323	0,33079	1,4744	0,034
Циклогексановый	–0,0824	–4,6746	0,33086	1,4749	0,062
Ароматический	0,5102	1,9955	0,33141	1,4750	0,160
Ацетиленовый	0,5460	–6,3012	0,33081	1,4743	0,083

* Среднее квадратичное отклонение расчета.

Таблица 5.139. **Мольная и удельная рефракции углеводородов нормального строения в зависимости от числа атомов углерода *n* в молекуле [5.75]**

n	Гомологический ряд				
	парафиновый	олефиновый	циклопентановый	циклогексановый	ароматический
	Мольная рефракция $\tilde{R}_D^{20}$, см^3/(г · моль)				
5	25,27	24,85	23,12	—	—
6	29,92	29,49	27,84	27,63	26,19
7	34,55	34,14	32,39	32,55	31,09
8	39,19	38,78	37,04	37,00	35,76
9	43,84	43,42	47,71	41,69	40,45
10	48,49	48,06	46,23	46,31	45,10
	Удельная рефракция R_D^{20}, см^3/г				
5	0,3500	0,3540	0,3296	—	—
6	0,3469	0,3502	0,3308	0,3235	0,3348
7	0,3449	0,3476	0,3299	0,3311	0,3374
8	0,3432	0,3458	0,3299	0,3293	0,3368
9	0,3418	0,3442	0,3298	0,3300	0,3360
10	0,3408	0,3428	0,3296	0,3303	0,3352

Таблица 5.140. **Мольная рефракция $\tilde{R}_D$, см^3/(г · моль), парафиновых углеводородов в зависимости от температуры**

t, °C	Пропан C_3H_8	Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}
–180	15,57	—	—	—	—	—
–170	15,56	—	—	—	—	—
–160	15,59	—	20,22	—	—	—
–150	15,61	—	20,25	—	24,89	—
–140	15,63	20,15	20,28	—	24,92	—
–130	15,66	20,17	20,31	—	24,95	—
–120	15,68	20,20	20,34	24,87	24,98	—
–110	15,71	20,22	20,36	24,90	25,01	—
–100	15,73	20,24	20,38	24,93	25,04	—
–90	15,75	20,26	20,40	24,95	25,06	29,58
–80	15,78	20,29	20,42	24,98	25,10	29,62
–70	15,80	20,31	20,45	25,00	25,13	29,64

Окончание табл. 5.140

t, °C	Пропан C_3H_8	Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}
–60	15,82	20,33	20,47	25,02	25,15	29,68
–50	15,84	20,35	20,49	25,05	25,18	29,71
–40	15,86	20,37	20,52	25,07	25,21	29,73
–30	—	20,39	20,54	25,09	25,23	29,75
–20	—	20,41	20,56	25,14	25,25	29,78
–10	—	20,43	20,58	25,13	25,28	29,81
0	—	20,44	—	25,15	25,30	29,83
20	—	—	—	25,19	25,36	29,86
40	—	—	—	25,23	—	29,91
60	—	—	—	—	—	29,97

Таблица 5.141. **Мольная рефракция $\tilde{R}_D$, см^3/(г · моль), технического бутана (БТ), АСКТ и ШФЛУ в зависимости от температуры**

t, °C	АСКТ	ШФЛУ	БТ
–90	20,48	21,55	23,12
–80	20,51	21,58	23,15
–70	20,53	21,60	23,17
–60	20,54	21,62	23,18
–50	20,55	21,67	23,20
–40	20,56	21,69	23,22
–30	—	—	23,25
–20	—	—	23,27
–10	—	—	23,28

Таблица 5.142. **Диэлектрическая проницаемость ε при температуре 20 °С и температурный градиент $\Delta\varepsilon/\Delta\tau$ индивидуальных углеводородов в жидком состоянии [5.56, 5.83]**

Углеводороды	Формула	ε	$\frac{\Delta\varepsilon}{\Delta t}100$	Интервал температур, °С	
				от	до
Парафиновые C_nH_{2n+2}					
Метан	CH_4	1,70*	0,200	–181	–159
н-Гептан	C_7H_{16}	1,930	0,143	–90	90
н-Октан	C_8H_{18}	1,948	0,138	–50	110

* При температуре – 173 °С.

Окончание табл. 5.142

Углеводороды	Формула	ε	$\frac{\Delta\varepsilon}{\Delta t}100$	Интервал температур, °С	
				от	до
н-Нонан	C_9H_{20}	1,972	0,136	–50	150
н-Декан	$C_{10}H_{22}$	1,991	0,133	–30	170
Олефиновые C_nH2_n					
Пропилен	C_3H_6	1,875	0,66	20	92
Пентен-1	C_5H_{10}	2,017	—	—	—
Гексен-1	C_6H_{12}	2,051	0,16	20	30
Гептен-1	C_7H_{14}	2,071	0,14	20	30
Октен-1	C_8H_{16}	2,084	—	—	—
Нафтеновые C_nH_{2n}					
Циклопентан	C_5H_{10}	1,969	0,07	15	25
Циклогексан	C_6H_{12}	2,023	0,163	10	60
Метилцикло-гексан	C_7H_{14}	2,020	—	—	—
Ароматические C_nH_{2n-6}					
Бензол	C_6H_6	2,284	0,20	10	60
Толуол	C_7H_8	2,435*	—	—	—
Этилбензол	C_8H_{10}	2,203	0,22	20	30
н-Пропилбен-зол	C_9H_{12}	2,372	0,21	20	30
Изопропил-бензол	C_9H_{12}	2,384	0,21	20	30
н-Бутилбензол	$C_{10}H_{14}$	2,359	0,21	20	30

* При температуре 0 °С.

Таблица 5.143. **Диэлектрическая проницаемость ε жидких парафиновых углеводородов в зависимости от температуры**

t, °С	Пропан C_3H_8	Изобутан C_4H_{10}	Бутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}
–180	2,0489	—	—	—	—	—
–170	2,0300	—	—	—	—	—
–160	2,0113	2,0515	—	—	—	—
–150	1,9943	2,0343	—	—	2,1103	—
–140	1,9740	2,0178	2,0355	—	2,0856	—
–130	1,9556	1,9991	2,0201	—	2,0756	—
–120	1,9371	1,9850	2,0031	2,0503	2,0601	—

Окончание табл. 5.143

t, °C	Пропан C_3H_8	Изобутан C_4H_{10}	Бутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}
–110	1,9188	1,9670	1,9810	2,0365	2,0446	—
–100	1,8989	1,9502	1,9693	2,0195	2,0275	—
–90	1,8807	1,9329	1,9541	2,0060	2,0121	2,0552
–80	1,8610	1,9146	1,9374	1,9892	1,9952	2,0346
–70	1,8431	1,9003	1,9191	1,9754	1,9799	2,0209
–60	1,8268	1,8838	1,9041	1,9614	1,9648	2,0056
–50	1,8106	1,8673	1,8876	1,9463	1,9480	1,9904
–40	1,7913	1,8510	1,8709	1,9318	1,9329	1,9768
–30	—	1,8347	1,8548	1,9152	1,9163	1,9617
–20	—	1,8185	1,8401	1,9014	1,9014	1,9482
–10	—	1,8023	1,8239	1,8887	1,8848	1,9332
0	—	—	1,8093	1,8739	1,8684	1,9199
20	—	—	—	1,8428	1,8325	1,8902
40	—	—	—	1,8168	—	1,8570
60	—	—	—	—	—	1,8276

Таблица 5.144. **Диэлектрическая проницаемость ε газообразных углеводородов и спиртов при p = 0,101 МПа [5.84, 5.21]**

Углеводороды, спирты	Формула	t, °C	ε
Метан	CH_4	0	1,000953
		25	1,000804
Этан	C_2H_6	–73,1	1,00206
		25	1,00138
Пентан	C_5H_{12}	100	1,00254
Изопентан	C_5H_{12}	100	1,00260
Этилен	C_2H_4	–35,8	1,001680
		25	1,001328
Бензол	C_6H_6	100	1,000274
		100	1,00327*
Толуол	C_7H_8	126	1,0043*
Метанол	CH_3OH	100	1,0057
Этанол	C_2H_5OH	100	1,0061

* По данным [5.88].

Таблица 5.145. **Диэлектрическая проницаемость ε и поляризуемость молекулы α бутанов в зависимости от температуры *t* (рассчитаны по уравнениям (5.115) и (5.123))**

t, °C	*н*-C_4H_{10}		*изо*-C_4H_{10}	
	ε	α, 10^{-23} см^3	ε	α, 10^{-23} см^3
–140	2,04	0,804	2,037	0,810
–120	2,01	0,807	2,00	0,810
–100	1,98	0,811	1,96	0,809
–80	1,94	0,808	1,93	0,810
–60	1,91	0,810	1,89	0,810
–50	1,89	0,809	1,87	0,815
–40	1,88	0,813	1,86	0,818
–20	1,84	0,812	1,82	0,819
0	1,81	0,816	—	—

Таблица 5.146. **Диэлектрическая проницаемость ε жидкостей в зависимости от температуры при *p* = 0,101 МПа [5.21, 5.82]**

t, °C	Бензол	Метанол	Этанол	Вода
0	—	37,9	27,4	87,83
10	2,30	34,0	26,4	83,86
20	2,29	32,9	25,6	80,08
30	2,27	31,8	24,9	78,25
40	2,26	30,9	24,4	76,47
50	2,25	30,0	24,0	73,02
60	2,22	29,3	23,7	69,73
70	—	28,8	23,4	—
80	—	28,4	23,1	—

Таблица 5.147. **Диэлектрическая проницаемость ε АСКТ, ШФЛУ и БТ в зависимости от температуры *t***

t, °C	АСКТ	ШФЛУ	БТ
–90	1,9416	1,9544	1,9825
–80	1,9246	1,9371	1,9659
–70	1,9066	1,9199	1,9499
–60	1,8912	1,9058	1,9354
–50	1,8750	1,8917	1,9196
–40	1,8556	1,8739	1,9041
–30	—	—	1,8879
–20	—	—	1,8657
–10	—	—	1,8600
0	—	—	1,8447

Таблица 5.148. **Поляризуемость молекулы α, мольная $\tilde{P}$ и удельная $P_{уд}$ поляризуемости, момент диполя μ углеводородов различных гомологических групп и спиртов**

Углеводороды	Формула	α, 10^{-23} см^3	$\tilde{P}$, см^3/(г · моль)	$P_{уд}$, см^3/г	μ, *D* [5.87, 5.89]	*t*, °С	Фаза
Парафиновые C_nH_{2n+2}							
Метан	CH_4	—	—	—	0	–80—25	г
Этан	C_2H_6	—	—	—	0	27—187	г
Пропан	C_3H_8	—	—	—	0	–80—25	г
н-Бутан	C_4H_{10}	—	—	—	0	25—95	г
н-Пентан	C_5H_{12}	1,001	25,25	0,350	0	90—30	ж
н-Гексан	C_6H_{14}	1,185	29,89	0,347	0	64—211	г
н-Гептан	C_7H_{16}	1,370	34,56	0,345	0	64—211	г
н-Октан	C_8H_{18}	1,554	39,20	0,343	0	–50—110	ж
н-Нонан	C_9H_{20}	1,738	43,84	0,341	0	–50—150	ж
н-Декан	$C_{10}H_{22}$	1,922	48,49	0,340	0	–30—170	ж
Олефиновые C_nH_{2n}							
Этилен	C_2H_4	—	—	—	0	–80—25	г
Пропилен	C_3H_6	—	—	—	0,35	–27—203	г
Бутен-1	C_4H_8	—	—	—	0,37	1—193	г
Пентен-1	C_5H_{10}	0,984	24,82	0,354	0,44	20	ж
Гексен-1	C_6H_{12}	1,168	29,47	0,350	0,46	20	ж
Гептен-1	C_7H_{14}	1,353	34,13	0,348	—	—	—
Октен-1	C_8H_{16}	1,538	38,80	0,346	—	—	—
Нонен-1	C_9H_{18}	1,722	43,44	0,344	—	—	—
Децен-1	$C_{10}H_{20}$	1,906	48,08	0,343	—	—	—
Нафтеновые C_nH_{2n}							
Циклопропан	C_3H_8	—	—	—	0	14—96	г
Циклопентан	C_5H_{10}	0,917	23,13	0,330	0	20	ж
Циклогексан	C_6H_{12}	1,079	27,22	0,323	0—0,2	250	—
Метилциклопентан-1	C_6H_{12}	1,104	27,85	0,331	—	—	—
Метилциклогексан	C_7H_{14}	1,029	32,52	0,331	0	97—183	г

Окончание табл. 5.148

Углеводороды	Формула	α, 10^{-23} см^3	$\tilde{P}$, см^3/(г · моль)	$P_{уд}$, см^3/г	μ, D [5.87, 5.89]	t, °С	Фаза
Этилциклопентан-1	C_7H_{14}	1,284	32,39	0,330	—	—	—
Этилциклогексан	C_8H_{16}	1,465	36,96	0,329	0	97—182	г
н-Пропилциклопентан-1	C_8H_{16}	1,468	37,03	0,330	—	—	—
н-Бутилциклопентан-1	C_9H_{18}	1,653	41,70	0,330	—	—	—
н-Пропилциклогексан-1	C_9H_{18}	1,651	41,65	0,330	—	—	—
Изопропилциклогексан	C_9H_{18}	—	—	—	0	117—183	г
н-Пентилциклопентан-1	$C_{10}H_{20}$	1,833	46,24	0,330	—	—	—
н-Бутилциклогексан-1	$C_{10}H_{20}$	1,836	46,32	0,330	—	—	—
Ароматические C_nH_{2n-6}							
Бензол	C_6H_6	1,038	26,19	0,335	0	73—249	г
Толуол	C_7H_8	1,232	31,08	0,337	0,37	84—209	г
Этилбензол-1	C_8H_{10}	1,417	35,75	0,337	0,39	25	ж
н-Пропилбензол-1	C_9H_{12}	1,603	40,44	0,336	0,40	20—30	ж
Изопропилбензол-1	C_9H_{12}	—	—	—	0,65	93—183	г
н-Бутилбензол-1	$C_{10}H_{14}$	1,787	45,08	0,335	0,42	20—30	ж
Изобутилбензол	$C_{10}H_{14}$	—	—	—	0,37	20—30	ж

Примечание. Температура t, °С, и фаза (ж — жидкая, г — газообразная) относятся к моменту диполя.

Таблица 5.149. **Удельная электрическая проводимость χ и удельное сопротивление R углеводородов и бензина при температуре 20 °С [5.81, 5.90]**

Углеводороды, спирты	Формула	R, 10^{12} Ом · м	χ, 10^{-12} См/м
Гептан*	C_7H_{16}	0,49—1,20	2,04—0,834
		0,94—450	1,06—0,00222
Октан*	C_8H_{18}	0,19—0,50	5,26—2,00
		0,28—150	3,57—0,0067
Изооктан	C_8H_{18}	1,0	1,0 (25 °С)
Циклогексан	C_6H_{12}	6,66	0,15
Бензол	C_6H_6	0,909	1,10
Толуол	C_7H_8	0,056—0,27	17,8—3,7
Бензин	—	0,10—3,33	10—0,3
Углеводороды высокой степени очистки	—	Более 10^5	Менее 10^{-5}

* Образцы разной чистоты.

Таблица 5.150. **Удельная электрическая проводимость χ предельно чистой воды, перегнанной в вакууме (по Кольраушу)**

t, °С	χ, 10^{-6} См/м	t, °С	χ, 10^{-6} См/м	t, °С	χ, 10^{-6} См/м
–2	1,47	18	4,41	30	8,15
0	1,58	20	4,85	34	9,62
2	1,80	25	6,33	35	10,02
4	2,12	26	6,70	50	18,90
10	2,85				

Примечание. Удельная электрическая проводимость воды, перегнанной в присутствии воздуха, при 20—25 °С равна $\chi = (1 \div 4)\ 10^{-4}$ См/м и возрастает с увеличением температуры на 1 °С (вблизи комнатной температуры) на 2,0—2,5 % [5.82].

Таблица 5.151. **Мольная $\tilde{\chi}$ и удельная χ магнитные восприимчивости* углеводородов различных гомологических групп при температуре 20 °С**

Углеводороды	Формула	$\tilde{\chi}$, м^3/кмоль	χ, 10^{-2} м^3/кг
Парафиновые C_nH_{2n+2}			
Метан	CH_4	0,1533	0,9550
Этан	C_2H_6	0,3431	1,1410
Пропан	C_3H_8	0,5089	1,1536
н-Бутан	C_4H_{10}	0,6534	1,1247
2-Метилпропан	C_4H_{10}	0,7075	1,2176
н-Пентан	C_5H_{12}	0,7916	1,0970
2-Метилбутан	C_5H_{12}	0,8093	1,1221
н-Гексан	C_6H_{14}	0,9305	1,0794
2-Метилпентан	C_6H_{14}	0,9457	1,0970
н-Гептан	C_7H_{16}	1,0711	1,0694
2-Метилгептан	C_7H_{16}	1,0837	1,0819
н-Октан	C_8H_{18}	1,2122	1,0606
2,2,4-Триметилпентан	C_8H_{18}	1,2357	1,0819
н-Нонан	C_9H_{20}	1,3580	1,0593
н-Декан	$C_{10}H_{22}$	1,5047	1,0568
Олефиновые C_nH_{2n}			
Этилен	C_2H_4	0,1508	0,5378
Пропилен	C_3H_6	0,3958	0,9412
2-Метилпропилен	C_4H_8	0,5579	0,9940
Октен-1	C_8H_{16}	1,1712	1,0430
Нафтеновые C_nH_{2n}			
Циклопропан	C_3H_8	0,5014	1,1913
Циклопентан	C_5H_{10}	0,7437	1,0606
Метилциклопентан	C_6H_{12}	0,8818	1,0480
Циклогексан	C_6H_{12}	0,8305	0,9864
Метилциклогексан	C_7H_{14}	0,9916	1,0103
Этилциклогексан	C_8H_{16}	1,1446	1,0204
Изопропилциклогексан	C_9H_{18}	1,2899	1,0216
Ароматические C_nH_{2n-6}			
Бензол	C_6H_6	0,6892	0,8821
Толуол	C_7H_8	0,8226	0,8922
Этилбензол-1	C_8H_{10}	0,9722	0,9161
1,2-Диметилбензол	C_8H_{10}	0,9774	0,9198
н-Пропилбензол-1	C_9H_{12}	1,1214	0,9324
н-Бутилбензол-1	$C_{10}H_{14}$	1,2665	0,9437

* Получены путем пересчета данных работы [5.6]; знак минус перед χ и $\tilde{\chi}$ опущен.

Таблицы к разделу 6

Таблица 6.1. **Коэффициенты пересчета измеренных значений объемной теплоты сгорания* сухого природного газа в зависимости от нормирования $t_{с.г}$ и $t_с$ (ГОСТ Р 8.577—2000)**

Условия нормирования: температура сгорания $t_{с.г}$; температура измерения $t_с$, °С		Коэффициенты пересчета $K_п$ для объемной теплоты сгорания в идеальном и реальном состоянии газов			
исходное	конечное	$Q^{ид}_{V_в}$	$Q^{ид}_{V_н}$	$Q^{р}_{V_в}$	$Q^{р}_{V_н}$
25; 20	25; 0	1,0732	1,0732	1,0738	1,0738
25; 20	15; 15	1,0184	1,0175	1,0185	1,0738
25; 20	15; 0	1,0743	1,0733	1,0749	1,0739
25; 20	0; 0	1,0760	1,0735	1,0766	1,0741
25; 0	15; 15	0,9489	0,9481	0,9486	0,9477
25;0	15; 0	1,0010	1,0001	1,0010	1,0001
25;0	0; 0	1,00126	1,003	1,0026	1,0003
15; 15	15; 0	1,0549	1,0549	1,0553	1,0553
15; 15	0; 0	1,0566	1,0551	1,0570	1,0555

* $Q^{ид}_{V_в}$, $Q^{ид}_{V_н}$ — высшая и низшая теплота сгорания в идеальном состоянии газа; $Q^{р}_{V_в}$, $Q^{р}_{V_н}$ — то же в реальном состоянии газа.

Таблица 6.1а. **Тепловой эффект химических реакций при 0 °С, отнесенный к окисляемому веществу [6.1]**

Реакция	$\tilde{Q}$	Q
	кДж/кмоль	кДж/кг
$H_2 + 0{,}5O_2 = H_2O$ (ж)	286 210	143 105
$H_2 + 0{,}5O_2 = H_2O$ (г)	242 039	121 019
$C_{ам} + O_2 = CO_2$	408 841	34 068
$C_{граф} + O_2 = CO_2$	393 559	32 783
$C_{ам} + 0{,}5O_2 = CO$	123 217	10 266
$C_{ам} + H_2O = CO + H_2$	–118 821	–9902
$CO + 0{,}5O_2 = CO_2$	285 623	10 195
$CO + H_2O = CO_2 + H_2$	43 585	15 558
$CO_2 + C = 2CO$	–162 406	–13 534
$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O$ (ж)	893 882	55 718

Окончание табл. 6.1а

Реакция	$\tilde{Q}$	Q
	кДж/кмоль	кДж/кг
$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O$ (г)	805 540	50212
$C_2H_4 + 3O_2 = 2CO_2 + 2H_2O$ (ж)	1 429 792	50 966
$C_2H_4 + 3O_2 = 2CO_2 + 2H_2O$ (г)	1 341 451	47 817
$S + O_2 = SO_2$	292 239	9131
$H_2S + 1{,}5O_2 = SO_2 + H_2O$ (ж)	563 334	16 529
$H_2S + 1{,}5O_2 = SO_2 + H_2O$ (г)	519 163	15 232

Примечание. Обозначения: (ж) — жидкая фаза; (г) — газообразная фаза.

Таблица 6.2. **Теплота сгорания высшая $Q_{в\ 298,16}$ и низшая $Q_{н\ 298,16}$ углеводородов [6.2, 6.6]**

Углеводороды	$Q_{в\ 298,16}$		$Q_{н\ 298,16}$		$\frac{Q_н}{Q_в}$
	кДж/кг	кДж/дм^3	кДж/кг	кДж/дм^3	
Парафиновые C_nH_{2n+2}					
Метан	55 635	—	50 045	—	0,901
Этан	51 909	—	47 515	—	0,915
Пропан	50 378	—	46 383	—	0,921
н-Бутан	49 533	—	45 744	—	0,923
н-Пентан	49 043	30 472	45 380	28 196	0,925
н-Гексан	48 708	31 894	45 130	29 552	0,926
н-Гептан	48 467	32 964	44 952	30 545	0,927
н-Октан	48 286	33 728	44 817	31 304	0,928
н-Нонан	48 145	34 366	44 712	31 915	0,929
н-Декан	48 032	34 833	44 627	32 410	0,929
Олефиновые C_nH_{2n}					
Этилен	50 328	—	47 188	—	0,938
Пропилен	48 950	—	45 810	—	0,936
Бутен-1	48 462	—	45 322	—	0,935
Пентен-1	48 165	30 601	45 026	28 606	0,935
Гексен-1	47 969	32 066	44 829	29 967	0,934
Гептен-1	47 829	33 130	44 689	30 955	0,934
Октен-1	47 724	33 925	44 585	31 693	0,934

Окончание табл. 6.2

Углеводороды	$Q_{в\ 298,16}$		$Q_{н\ 298,16}$		$\frac{Q_н}{Q_в}$
	кДж/кг	кДж/дм^3	кДж/кг	кДж/дм^3	
Нонен-1	47 643	34 556	44 504	32 279	0,934
Децен-1	45 578	35 065	44 438	32 751	0,934
Нафтеновые C_nH_{2n}					
Циклопентан	47 362	35 068	44 222	32 744	0,934
Метилциклопентан	47 196	35 110	44 056	32 775	0,933
Этилциклопентан	47 169	35 951	44 029	33 558	0,933
Пропилциклопентан-1	47 143	36 408	44 004	33 984	0,933
Бутилциклопентан-1	47 130	36 761	43 990	34 312	0,933
Пентилциклопентан-1	47 116	37 032	43 975	34 565	0,933
Циклогексан	47 000	36 370	43 860	33 943	0,933
Метилциклогексан	46 886	35 869	43 747	33 467	0,933
Этилциклогексан	46 932	36 790	43 792	34 293	0,933
н-Пропилциклогексан-1	46 932	37 065	43 790	34 584	0,933
н-Бутилциклогексан-1	46 943	37 367	43 803	34 867	0,933
Ароматические C_nH_{2n-6}					
Бензол	42 293	36 952	40 602	35 474	0,960
Толуол	42 875	36 971	40 963	35 322	0,955
Этилбензол	42 335	36 520	41 300	35 627	0,976
н-Пропилбензол	43 736	37 517	41 538	35 631	0,950
н-Бутилбензол	44 152	37 797	41 856	35 831	0,948

Таблица 6.3. **Теплота сгорания изомерных углеводородов [6.2, 6.3]**

Углеводороды	Формула	$Q_{в\ 298,16}$, кДж/кг	$Q_{н\ 298,16}$	
			кДж/кмоль	кДж/кг
Парафиновые C_nH_{2n+2}				
2-Метилпропан	C_4H_{10}	49 438	2 653 372	45 649
2-Метилбутан	C_5H_{12}	48 931	3 266 231	45 268
2,2-Диметилпропан	C_5H_{12}	48 772	3 254 718	45 109
2-Метилпентан	C_6H_{14}	48 625	3 882 156	45 046
3-Метилпентан	C_6H_{14}	48 655	3 884 835	45 079

Окончание табл. 6.3

Углеводороды	Формула	$Q_{в\ 298,16}$, кДж/кг	$Q_{н\ 298,16}$	
			кДж/кмоль	кДж/кг
2,2-Диметилбутан	C_6H_{14}	48 496	3 870 893	44 916
2,3-Диметилбутан	C_6H_{14}	48 584	3 878 681	45 008
2-Метилгексан	C_7H_{16}	48 395	4 497 243	44 878
3-Метилгексан	C_7H_{16}	48 424	4 499 922	44 908
3-Этилпентан	C_7H_{16}	48 450	4 802 518	44 933
2,2-Диметилпентан	C_7H_{16}	48 282	4 485 980	44 769
2,3-Диметилпентан	C_7H_{16}	48 353	4 492 972	44 836
2,4-Диметилпентан	C_7H_{16}	48 324	4 490 125	44 807
3,3-Диметилпентан	C_7H_{16}	48 332	4 490 670	44 816
Олефиновые C_nH_{2n}				
цис-2-Бутен	C_4H_8	48 362	2 537 364	45 222
транс-2-Бутен	C_4H_8	48 282	2 532 997	45 146
2-Метилпропен	C_4H_8	48 215	2 529 070	45 075
цис-2-Пентен	C_5H_{10}	48 077	3 151 593	44 937
транс-2-Пентен	C_5H_{10}	48 010	3 147 071	44 870
цис-2-Гексен	C_6H_{12}	47 889	3 766 219	44 749
транс-2-Гексен	C_6H_{12}	47 838	3 762 032	44 698
цис-3-Гексен	C_6H_{12}	47 889	3 766 219	44 748
транс-3-Гексен	C_6H_{12}	47 889	3 762 032	44 698
Ароматические C_nH_{2n-6}				
1,2-Диметилбензол (*м*-ксилол)	C_8H_{10}	43 019	4 346 983	40 943
1,3-Диметилбензол (*о*-ксилол)	C_8H_{10}	43 304	4 377 004	41 232
1,4-Диметилбензол (*п*-ксилол)	C_8H_{10}	43 312	4 378 116	41 236
Этилбензол	C_8H_{10}	43 459	4 391 953	41 370
Изопропилбензол (кумол)	C_9H_{12}	43 794	4 999 860	41 596
Изобутилбензол	$C_{10}H_{14}$	44 095	5 610 132	41 797
1,2-Диэтилбензол	$C_{10}H_{14}$	44 112	5 612 728	41 818
1,3-Диэтилбензол	$C_{10}H_{14}$	44 091	5 609 839	41 793
1,4-Диэтилбензол	$C_{10}H_{14}$	44 087	5 609 420	41 793

Таблица 6.4. **Объемная теплота сгорания компонентов сухого природного газа, МДж/м^3, [6.24]**

Компоненты	При 20 °С и давлении 0,10132 МПа*				При 25 °С и давлении 0,10132 МПа** [6.2]		При 0 °С и давлении 0,098066 МПа	
	А		Б					
	Высшая	Низшая	Высшая	Низшая	Высшая	Низшая	Высшая	Низшая
Метан	37,04	33,37	37,10	33,41	36,43	32,81	38,74	34,89
Этан	64,91	59,39	65,38	59,85	64,20	58,77	68,28	62,50
Пропан	92,29	84,94	93,98	86,53	92,29	84,97	98,15	90,36
н-Бутан	119,70	110,50	123,72	114,27	122,49	113,14	128,34	118,53
Изобутан	119,30	110,10	123,25	113,81	122,05	112,68	127,85	118,06
Пентаны	146,90	135,85	155,65	144,02	154,72	143,16	160,63	148,63
Гексаны	174,50	161,60	174,62	161,36	173,03	159,89	179,13	165,53
Гептаны	201,80	187,10	202,10	186,87	201,21	186,05	207,43	191,80
Октаны	229,20	212,70	229,38	212,22	227,74	210,70	235,28	217,68
Нонаны	—	—	257,48	238,76	255,33	236,77	260,15	243,10
Бензол	137,30	131,80	151,09	145,05	149,90	143,90	154,36	148,19
Толуол	164,20	156,80	164,24	156,71	162,94	155,47	167,80	160,10
Водород	11,89	10,05	11,87	10,05	11,66	9,87	12,40	10,49
Оксид углерода	11,76	11,76	11,78	11,78	11,57	11,57	12,30	12,30
Сероводород	23,37	21,53	23,60	21,75	23,17	21,36	24,65	22,71

* А — по ГОСТ 30319.1—96 (идеальный газ); Б — по ГОСТ 22667—82.

** Стандартные условия сгорания по ГОСТ Р 8.577—2000.

Таблица 6.5. **Теплота сгорания высшая $Q_в$ и низшая $Q_н$ бензинов, сжиженных газов и спиртов**

Топливо	$Q_в$	$Q_н$
	кДж/кг	
Бензины автомобильные	46 235—48 390	43 000—45 000
Бензины авиационные:		
Б-115/145	47 030—47 840	43 750—44 505
Б-100/130	46 450—46 990	43 210—43 710
Б-95/130	45 940—46 885	42 735—43 625
Б-91/115	45 945—46 870	42 740—43 600
Б-70	45 920—46 770	42 715—43 510

Окончание табл. 6.5

Топливо	$Q_в$	$Q_н$
	кДж/кг	
Авиационное сконденсированное топливо (АСКТ)	48 540—48 815	45 144—45 400
Сжиженный нефтяной газ (СНГ)	49 460*	46 000*
Сжиженный природный газ (СПГ)	50 820*	47 265*
Диметиловый эфир (ДМЭ)	32 860**	28 900
Спирты:		
метанол	22 275	19 590
этанол	29 725	26 965
н-бутиловый	36 005	33 125
изобутиловый	35 545	32 700
н-амиловый	37 470	34 470
изоамиловый	37 515	34 515

* Среднее значение.

** Вычислено по значению $Q_н$ из [6.32].

Таблица 6.6. **Значения коэффициентов в уравнениях (6.2) и (6.3)**

Углеводороды	Формула	*N*	*Z*	*B*	*C*
н-Парафиновые	C_nH_{2n+2}	$3n+1$	$n+1$	248 600	0
Олефиновые	C_nH_{2n}	$3n$	n	0	87 900
Нафтеновые:					
циклопентановые	C_nH_{2n}	$3n$	n	0	25 100
циклогексановые	C_nH_{2n}	$3n$	n	0	0
Ароматические	C_nH_{2n-6}	$3n-3$	$n-3$	–679 200	100 400

Таблица 6.7. **Низшая теплопроизводительность $H_н$ углеводородно-воздушных и углеводородно-кислородных смесей в зависимости от коэффициента избытка окислителя α при температуре 25 °С и удельный стехиометрический коэффициент $L_к$**

Углеводороды	Углеводородно-воздушные смеси				Углеводородно-кислородные смеси	
	$H_н$, кДж/кг, при α				$L_к$, кг кислорода/кг топлива	$H_н$ при α = 1, кДж/кг
	1	2	3	4		
Парафиновые C_nH_{2n+2}						
Метан	2751	1414	952	717	3,99	10 041
Этан	2786	1435	967	729	3,72	10 057
Пропан	2786	1436	967	729	3,63	10 029

Окончание табл. 6.7

Углеводороды	Углеводородно-воздушные смеси				Углеводородно-кислородные смеси	
	$H_н$, кДж/кг, при α				$L_к$, кг кислорода/кг топлива	$H_н$ при α = 1, кДж/кг
	1	2	3	4		
н-Бутан	2785	1436	968	730	3,58	9998
н-Пентан	2785	1437	968	730	3,55	9973
н-Гексан	2785	1437	968	730	3,55	9967
н-Гептан	2785	1437	968	730	3,51	9962
н-Октан	2785	1437	968	730	3,50	9956
н-Нонан	2785	1437	969	730	3,49	9954
н-Декан	2785	1437	969	730	3,49	9951
Олефиновые C_nH_{2n}						
Этилен	2996	1547	1043	787	3,422	10 666
Пропилен	2908	1502	1012	764	3,422	10 352
Бутен-1	2878	1486	1002	755	3,422	10 246
Пентен-1	2859	1476	995	750	3,422	10 178
Гексен-1	2846	1470	991	747	3,422	10 132
Гептен-1	2837	1465	988	745	3,422	10 099
Нафтеновые C_nH_{2n}						
Циклопентан	2808	1450	977	737	3,422	10 002
Метилциклопентан	2797	1445	974	734	3,422	9963
Этилциклопентан	2796	1444	973	734	3,422	9959
Пропилциклопентан-1	2794	1443	973	733	3,422	9952
Бутилциклопентан-1	2793	1442	972	733	3,422	9949
Пентилциклопентан-1	2793	1442	972	729	3,422	9925
Циклогексан	2785	1434	967	729	3,422	9920
Метилциклогексан	2778	1434	967	729	3,422	9895
Этилциклогексан	2777	1434	967	729	3,422	9892
Пропилциклогексан-1	2780	1436	968	730	3,422	9902
Бутилциклогексан-1	2781	1436	968	730	3,422	9906
Ароматические C_nH_{2n-6}						
Бензол	2851	1478	997	752	3,072	9970
Толуол	2831	1467	990	747	3,124	9931
Этилбензол	2820	1460	985	743	3,166	9922
Пропилбензол-1	2818	1458	982	741	3,194	9922
Бутилбензол-1	2815	1456	982	741	3,128	9922

Таблица 6.8. **Теплота плавления углеводородов при p = 0,101 МПа [6.5]**

Углеводороды	$\Delta H_{пл}$, кДж/кг	$\Delta H_{пл}$, кДж/кмоль	Углеводороды	$\Delta H_{пл}$, кДж/кг	$\Delta H_{пл}$, кДж/кмоль
Парафиновые C_nH_{2n+2}			*Олефиновые* C_nH_{2n}		
Метан	58,74	942,07	Этилен	119,47	3351 (–169,2 °С)
Этан	95,17	2859,72	Пропилен	113,4	4772 (–186,2 °С)
Пропан	79,97	3525,45	Бутилен-1	68,59	3847,9 (–185,3 °С)
н-Бутан	80,26	4664,32	Изобутилен	105,75	5932,6 (–140,35 °С)
2-Метилпропан	78,17	4542,89	Пентен-1	82,80	5806,7 (–165,2 °С)
н-Пентан	116,44	8399,12	Гексен-1	111,06	9346,8 (–139,8 °С)
2-Метилбутан	71,43	5154,20	Гептен-1	126,29	12 400,3 (–119,0 °С)
2,2-Диметилпропан	45,18	3261,67			
			Нафтеновые C_nH_{2n}		
н-Гексан	151,32	13 038,32	Циклопропан	104,30	4389
2-Метилпентан	72,89	6280,50	Циклогексан	31,69	2667,1
2,2-Диметилбутан	6,74	581,99	Метилциклогексан	68,67	6741,1
2,3-Диметилбутан	9,21	812,28	Этилциклогексан	74,23	8080,1
н-Гептан	14,53	14 026,45	*Ароматические* C_nH_{2n-6}		
2-Метилгексан	91,74	9190,46	Бензол	125,99	9839,4
2-Этилпентан	95,38	9558,92	Толуол	71,60	6594,5
2,2-Диметилпентан	58,16	5828,3	Этилбензол	86,38	9161,1
2,4-Диметилпентан	68,33	6845,7	1,2-Диэтилбензол	128,16	13 607,7
3,3-Диметилпентан	70,59	7071,8	*н*-Пропилбензол	71,05	8541,5
н-Октан	181,71	20 750,8	Изопропилбензол	59,25	7117,9
н-Нонан	120,71	15 475,1			
н-Декан	201,98	28 743,7			

Таблица 6.9. **Теплота испарения $\Delta H_{исп}$ углеводородов при нормальной температуре кипения и при 25 °С**

Углеводороды	$\Delta H_{исп}$, кДж/кмоль	$\Delta H_{исп}$, кДж/кг	$\Delta H_{исп}$ при 25 °С, кДж/кг
Парафиновые C_nH_{2n+2}			
Метан	8201,98	511,25	—
Этан	14 604,10	485,67	175,70
Пропан	18 739,57	424,96	342,31
н-Бутан	22 410,56	385,56	362,65
2-Метилпропан	21 308,13	366,60	329,16
н-Пентан	25 791,90	357,47	366,46
2-Метилбутан	24 459,70	339,01	341,05
2,2-Диметилпропан	22 768,03	315,56	302,03
н-Гексан	29 045,38	337,04	366,35
2-Метилпентан	27 742,83	321,92	346,74
2,2-Диметилбутан	26 609,88	308,78	321,46
н-Гептан	32 073,90	320,08	364,95
2-Метилгексан	30 794,29	307,31	347,54
2,2-Диметилпентан	29 241,99	291,82	323,84
н-Октан	35 004,54	306,43	363,41
2-Метилгептан	33 622,35	294,33	347,54
2,2-Диметилгексан	32 378,83	283,45	326,61
н-Нонан	37 890,54	295,42	359,73
н-Декан	39 774,60	279,53	358,98
Олефиновые C_nH_{2n}			
Этилен	13 507,58	481,48	—
Пропилен	18 446,66	438,36	330,07
Бутилен-1	21 931,63	390,88	363,36
Изобутилен	22 133,64	394,42	367,13
Гексен-1	28 961,44	344,11	—
Октен-1	34 297,51	305,64	—
Нафтеновые C_nH_{2n}			
Циклопропан	20 085,17	477,30	—
Циклобутан	23 961,27	426,99	—
Циклопентан	27 338,17	389,74	406,48
Метилциклопентан	29 317,31	348,29	376,05
Циклогексан	30 303,97	360,06	392,71
Метилциклогексан	31 613,61	321,92	360,31

Окончание табл. 6.9

Углеводороды	$\Delta H_{исп}$, кДж/кмоль	$\Delta H_{исп}$, кДж/кг	$\Delta H_{исп}$ при 25 °С, кДж/кг
Этилциклопентан	32 189,17	327,78	370,90
Этилциклогексан	34 673,36	308,99	360,89
Ароматические C_nH_{2n-6}			
Бензол	30 742,75	393,56	433,56
Толуол	33 562,75	364,25	412,55
Этилбензол	36 138,49	340,39	398,15
1,2-Диметилбензол	36 849,70	347,04	409,37
1,3-Диметилбензол	36 449,65	343,27	402,00
1,4-Диметилбензол	36 094,03	339,92	399,36
н-Пропилбензол-1	38 245,99	318,15	384,84
Изопропилбензол	37 541,44	312,29	375,80

Таблица 6.10. **Удельная теплота испарения $\Delta H_{исп}$, кДж/кг, парафиновых углеводородов C_1—C_4 в зависимости от температуры *t* [6.2]**

t, °С	Метан CH_4	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	*н*-Бутан C_4H_{10}	Изобутан *изо*-C_4H_{10}
–180	540,22	—	540,22	—	—
–160	508,91	566,68	527,41	—	—
–140	474,95	545,79	512,72	—	452,41
–120	425,38	523,52	497,52	468,21	440,88
–100	339,26	499,86	482,32	456,70	429,36
–80	—	474,78	464,27	444,43	417,11
–60	—	442,75	445,31	430,74	403,42
–40	—	405,16	423,45	416,34	389,02
–20	—	361,99	400,68	401,22	372,45
0	—	303,54	375,01	385,35	355,16
20	—	206,07	345,58	367,35	335,71
40	—	—	308,57	346,46	313,37
60	—	—	258,24	321,25	286,00
80	—	—	187,02	291,74	252,14
100	—	—	—	256,44	206,75
120	—	—	—	208,88	141,92
140	—	—	—	141,18	—

Таблица 6.11. **Удельная теплота испарения $\Delta H_{исп}$, кДж/кг, парафиновых углеводородов C_5—C_{10} в зависимости от температуры t [6.2]**

t, °C	*н*-Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	*н*-Гексан C_6H_{14}	*н*-Гептан C_7H_{16}	*н*-Октан C_8H_{18}	*н*-Нонан C_9H_{20}	*н*-Декан $C_{10}H_{22}$
–140	—	435,80	—	—	—	—	—
–120	448,57	428,26	—	—	—	—	—
–100	439,87	420,14	—	—	—	—	—
–80	429,98	410,27	416,34	405,28	—	—	—
–60	420,10	399,83	407,63	399,42	—	—	—
–40	409,68	388,22	398,88	393,60	387,40	383,55	—
–20	397,49	376,03	389,16	383,13	380,79	377,02	375,77
0	384,73	362,69	378,95	375,64	373,46	369,86	367,52
20	370,24	348,18	368,31	366,01	365,42	362,03	358,68
40	355,12	331,93	356,13	355,04	353,25	353,70	349,26
60	338,29	312,78	342,98	342,61	342,62	345,03	339,84
80	317,99	393,63	328,92	330,09	333,52	335,57	329,84
100	295,92	272,16	311,41	316,69	320,33	325,44	319,83
120	369,84	246,63	290,52	302,91	306,77	314,68	309,24
140	237,89	214,71	267,70	287,47	292,11	301,62	298,64
160	199,04	171,19	242,92	269,55	277,08	290,19	287,47
180	146,24	102,71	214,24	248,61	260,96	276,83	275,99
200	—	—	177,81	224,37	242,63	262,14	263,94
220	—	—	126,32	194,27	221,36	245,14	250,41
240	—	—	—	159,18	196,07	225,25	234,50
260	—	—	—	90,27	164,58	201,43	216,29
280	—	—	—	—	120,96	172,37	195,40
300	—	—	—	—	—	133,18	169,77
320	—	—	—	—	—	43,75	134,77
340	—	—	—	—	—	—	72,68

Таблица 6.12. **Удельная теплота испарения $\Delta H_{исп}$, кДж/кг, олефиновых углеводородов в зависимости от температуры t [6.2]**

t, °C	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	Бутен-1 C_4H_8	Пентен-1 C_5H_{10}	Гексен-1 C_6H_{12}	Гептен-1 C_7H_{14}	Октен-1 C_8H_{16}
–160	541,73	542,23	506,69	473,86	—	—	—
–140	523,85	526,32	489,52	466,49	—	—	—
–120	501,45	509,41	479,06	458,49	433,79	—	—
–100	476,08	491,49	457,12	449,91	425,34	403,36	399,97
–80	444,72	472,61	454,44	440,70	416,88	404,24	393,60
–60	407,42	452,68	439,53	430,24	407,92	396,53	386,90
–40	358,18	431,78	423,83	419,18	398,46	388,45	379,83
–20	289,62	400,92	406,66	406,29	388,54	379,91	372,37
0	163,08	378,07	387,28	392,76	377,57	371,41	364,50
20	—	345,24	367,14	377,98	366,14	361,58	356,20
40	—	301,45	343,98	362,62	353,20	351,36	347,34
60	—	246,73	317,15	346,04	339,76	339,84	338,04
80	—	165,17	284,28	327,58	324,85	327,91	328,93
100	—	—	245,51	306,72	307,94	315,09	316,69
120	—	—	196,23	280,81	289,01	301,03	305,47
140	—	—	104,46	250,07	267,16	285,25	293,16
160	—	—	—	213,84	241,79	266,91	278,97
180	—	—	—	162,24	210,43	246,06	261,84
200	—	—	—	49,07	170,15	220,89	243,92
220	—	—	—	—	106,97	189,38	222,65
240	—	—	—	—	—	150,09	195,77
260	—	—	—	—	—	78,00	164,08
280	—	—	—	—	—	—	117,82

Таблица 6.13. **Удельная теплота испарения $\Delta H_{исп}$, кДж/кг, нафтеновых углеводородов в зависимости от температуры t [6.2]**

t, °C	Циклопропан C_3H_6	Циклобутан C_4H_8	Циклопентан C_5H_{10}	Циклогексан C_6H_{12}	Этилциклопентан C_7H_{14}	Этилциклогексан C_8H_{16}
–120	548,22	—	—	—	423,41	—
–100	536,29	—	—	—	417,01	400,34
–80	519,37	—	465,61	—	410,18	395,11
–60	503,42	—	456,61	—	402,94	389,87
–40	485,54	467,12	445,94	—	396,11	383,93

Окончание табл. 6.13

t, °C	Циклопропан C_3H_6	Циклобутан C_4H_8	Циклопентан C_5H_{10}	Циклогексан C_6H_{12}	Этилциклопентан C_7H_{14}	Этилциклогексан C_8H_{16}
–20	464,65	452,93	435,18	—	388,87	377,57
0	440,74	438,02	423,83	—	380,79	370,49
20	411,90	420,86	411,90	393,98	372,25	363,04
40	379,07	402,18	397,58	383,05	362,87	354,45
60	340,26	380,58	383,85	372,12	353,07	345,87
80	292,49	355,92	367,73	360,15	342,82	336,53
100	231,82	328,33	350,44	346,75	331,72	326,82
120	124,35	296,97	330,72	331,30	319,37	316,40
140	—	257,45	308,61	313,88	306,14	304,84
160	—	205,20	282,36	293,49	291,23	292,87
180	—	118,65	250,71	271,14	274,19	279,80
200	—	—	211,94	246,73	255,39	265,23
220	—	—	157,59	220,39	232,83	248,49
240	—	—	—	189,03	206,37	228,72
260	—	—	—	149,26	172,71	205,57
280	—	—	—	42,29	124,52	177,23
300	—	—	—	—	—	139,92
320	—	—	—	—	—	72,77

Таблица 6.14. **Удельная теплота испарения $\Delta H_{исп}$, кДж/кг, ароматических углеводородов в зависимости от температуры t [6.2]**

t, °C	Бензол C_6H_6	Толуол C_7H_8	Этилбензол C_8H_{10}	*н*-Пропилбензол C_9H_{12}	*н*-Бутилбензол $C_{10}H_{14}$
–80	—	449,84	434,58	417,99	408,63
–60	—	444,39	429,06	408,94	403,01
–40	—	438,48	422,75	402,67	396,77
–20	—	431,21	416,04	396,40	390,22
0	—	423,03	408,16	389,43	383,36
20	435,75	414,40	399,87	382,47	375,87
40	422,35	403,95	386,86	374,80	368,08
60	408,42	393,50	377,79	366,79	359,97
80	394,48	382,14	367,93	358,43	351,16

Окончание табл. 6.14

t, °C	Бензол C_6H_6	Толуол C_7H_8	Этилбензол C_8H_{10}	*н*-Пропилбензол C_9H_{12}	*н*-Бутилбензол $C_{10}H_{14}$
100	378,94	370,78	358,07	349,38	342,19
120	363,40	358,51	347,42	339,97	332,83
140	346,24	345,33	336,78	321,51	322,85
160	328,56	331,70	324,95	311,41	312,55
180	308,73	315,80	312,72	300,61	301,95
200	286,75	298,08	298,92	289,11	290,71
220	260,49	278,54	283,54	276,23	278,86
240	227,79	255,37	266,19	260,90	266,39
260	183,84	227,65	245,68	243,83	252,97
280	115,24	193,57	221,23	224,33	237,38
300	—	147,22	191,66	200,64	219,29
320	—	30,44	150,25	171,73	197,76
340	—	—	80,05	133,06	160,31
360	—	—	—	55,73	133,82
380	—	—	—	—	67,06

Таблица 6.15. **Удельная теплота испарения $\Delta H_{исп}$ метанола CH_3OH и этанола C_2H_5OH в зависимости от температуры t [6.7, 6.8]**

t, °C	Метанол	Этанол	t, °C	Метанол	Этанол
	$\Delta H_{исп}$, кДж/кг			$\Delta H_{исп}$, кДж/кг	
0	1210,0	1048,4	130	939,9	860,4
10	1201,6	1039,2	140	904,3	834,0
20	1191,6	1030,0	150	866,7	804,3
30	1178,6	1021,2	160	829,0	772,9
40	1163,9	1011,9	170	787,1	738,1
50	1147,2	1000,6	180	741,1	698,8
60	1130,4	988,9	190	690,8	650,6
70	1109,5	975,1	200	636,4	598,3
80	1084,4	960,0	210	565,2	536,7
90	1059,3	944,5	220	473,1	468,5
100	1030,0	927,0	230	351,7	387,3
110	1000,6	906,9	240	0	280,5
120	971,3	885,5	248,2	—	0

Таблица 6.16. **Удельная теплота испарения $\Delta H_{исп}$ и давление насыщенных паров $P_{н.п}$ воды в зависимости от температуры t [6.10]**

t, °С	$P_{н.п}$, 10^5 Па	$\Delta H_{исп}$, кДж/кг	t, °С	$P_{н.п}$, 10^5 Па	$\Delta H_{исп}$, кДж/кг
0,00	0,006108	2501,0	230	27,979	1811,4
0,01	0,006112	2501,0	240	33,480	1764,0
1,0	0,006566	2498,6	250	39,776	1713,7
10	0,012271	2477,4	260	46,940	1660,2
20	0,023368	2453,8	270	55,051	1602,9
30	0,042417	2430,2	280	64,191	1541,6
40	0,073749	2406,5	290	74,448	1475,1
50	0,12335	2382,5	300	85,917	1403,0
60	0,19910	2358,4	310	98,697	1323,9
70	0,31161	2333,8	320	112,90	1236,2
80	0,47359	2308,9	330	128,65	1138,0
90	0,70086	2283,2	340	146,08	1025,5
100	1,01325	2257,2	350	165,37	893,2
110	1,4326	2230,5	360	186,74	722,6
120	1,9854	2202,9	362	191,29	679,2
130	2,7012	2174,4	364	195,94	630,9
140	3,6136	2144,9	366	200,69	576,7
150	4,7597	2114,1	368	205,55	514,5
160	6,1804	2082,2	370	210,53	439,5
170	7,9187	2049,0	371	213,06	394,2
180	10,026	2015,6	372	215,62	338,1
190	12,552	1977,4	373	218,21	263,8
200	15,551	1939,0	374	220,84	111,5
210	19,079	1898,6	374,12	221,15	0
220	23,201	1856,2			

Таблица 6.17. **Значения коэффициентов полинома (6.22) для некоторых групп, составляющих углеводороды [6.11]**

Группа	Символ группы	Коэффициенты полинома				Температурный диапазон, К
		A	*B*	*C*	*D*	
$C(C)H_3$	*a*	8,459	$2{,}113 \cdot 10^{-3}$	$-5{,}605 \cdot 10^{-5}$	$1{,}723 \cdot 10^{-7}$	90—400
$C(C)_2(H_2)$	*b*	−1,383	$7{,}049 \cdot 10^{-2}$	$-2{,}063 \cdot 10^{-4}$	$2{,}269 \cdot 10^{-7}$	90—380
$C(C)_3(H)$	*c*	2,489	$-4{,}617 \cdot 10^{-2}$	$3{,}181 \cdot 10^{-4}$	$-4{,}565 \cdot 10^{-7}$	120—380
$C(C)_4$	*d*	9,116	$-2{,}354 \cdot 10^{-3}$	$-1{,}287 \cdot 10^{-3}$	$-1{,}906 \cdot 10^{-6}$	150—320
$C_d(C_d)(C)_2$*	*e*	8,005	$-9{,}456 \cdot 10^{-2}$	$4{,}620 \cdot 10^{-4}$	$-6{,}547 \cdot 10^{-7}$	140—320
$C_d(C_d)(H)_2$	*f*	8,754	$1{,}776 \cdot 10^{-2}$	$-1{,}526 \cdot 10^{-4}$	$2{,}542 \cdot 10^{-7}$	110—320
$C_d(C_d)(C)(H)$	*g*	5,792	$-1{,}228 \cdot 10^{-2}$	$6{,}036 \cdot 10^{-5}$	$-1{,}926 \cdot 10^{-8}$	110—320

* C_d — углерод, связанный двойной связью с другим атомом углерода.

Таблица 6.18. **Групповой состав углеводородов — компонентов природного и нефтяного газов**

Углеводороды	Групповой состав	Углеводороды	Групповой состав
Этан	$2a$	*н*-Гексан	$2a + 4b$
Пропан	$2a + b$	*н*-Гептан	$2a + 5b$
Изобутан	$3a + b$	*н*-Октан	$2a + 6b$
н-Бутан	$2a + 2b$	*н*-Нонан	$2a + 7b$
Изопентан	$3a + b + c$	*н*-Декан	$2a + 8b$
н-Пентан	$2a + 3b$		

Таблица 6.19. **Значения коэффициентов в уравнениях (6.24) и (6.25)**

Углеводороды	Температура *T*, К			Температура *t*, °С			Точность расчета, кДж/(кмоль · К)
	a	$10^2 b$	$10^4 c$	a_1	$10^2 b_1$	$10^4 c_1$	
Пропан	230,0475	−144,2499	25,4940	26,2415	−4,9700	25,4940	—
Гексан	55,2589	17,8166	5,0001	43,8999	9,4999	5,0001	—
Октан	70,3871	−14,2050	3,6470	58,4915	8,2208	2,7364	±0,12
Тридекан	132,1370	−33,4742	7,2770	94,9972	6,2600	7,2770	—
Пропен	14,2896	−0,5158	0,9990	23,1526	4,9519	0,9990	—
Гексен	41,1711	−6,7160	2,5519	41,8789	7,2299	2,5519	—
Октен	56,4777	−9,3360	3,2652	55,3392	8,5024	3,2652	±0,24
Тридецен	94,2292	−13,7896	4,5710	90,6688	11,1827	4,5710	—

Окончание табл. 6.19

Углеводороды	Температура T, К			Температура t, °С			Точность расчета, кДж/(кмоль · К)
	a	$10^2 b$	$10^4 c$	a_1	$10^2 b_1$	$10^4 c_1$	
Циклопропан	25,7886	–9,3717	2,8016	21,0934	5,9340	2,8016	—
Циклогексан	25,5563	–1,5989	1,6724	33,6678	7,5378	1,6724	±0,16
Этилциклогексан	34,7268	–0,01084	2,1519	47,8230	10,6726	2,1519	—
Гептилциклогексан	59,0268	1,5901	2,5998	82,7689	15,7933	2,5698	±0,12
Бензол	29,9624	–0,1565	0,9019	36,2646	4,7708	0,9019	±0,08
Толуол	33,7337	–4,0333	1,7764	35,9711	5,6715	1,7764	±0,4
Этилбензол	37,9110	–4,1369	2,1240	42,4591	7,4669	2,1240	±0,12
Гептилбензол	63,7231	0,5642	1,7400	78,2475	10,0701	1,7400	—

Таблица 6.20. **Значения коэффициентов в уравнении (6.31)**

Углеводороды	a	$10^3 b$	$10^6 c$	Температурный интервал, К	Вероятная погрешность, %	$\tilde{c}_p$ при 298 К, $\frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}$
Метан	3,422	17,845	–4,165	291—1500	0,71	35,739
Этан	1,375	41,852	–13,827	291—1000	0,76	52,718
Пропан	0,410	64,710	–22,582	298—1500	0,73	73,562
н-Бутан	4,357	72,552	–22,145	298—1500	1,74	98,850
н-Пентан	3,140	100,532	–35,560	298—1500	0,32	121,417
н-Гексан	7,313	104,906	–32,397	298—1500	1,85	146,789
н-Гептан	5,401	136,290	–48,771	298—1500	0,23	170,905
н-Октан	0,231	155,942	–55,857	298—1500	0,24	195,021
Этилен	2,706	29,160	–9,059	291—1500	1,46	43,585
Пропилен	2,974	45,024	–11,376	270—510	0,16	63,932
Циклогексан	–7,701	125,675	41,584	298—1500	2,66	106,344
Ацетилен	12,130	3,840	—	298—2000	1,00	43,981
Бензол	–5,040	95,630	–40,6	—	—	81,810
Толуол	4,740	113,460	–46,7	—	—	103,830

Таблица 6.21. **Поправки Δc_p и Δc_v в зависимости от приведенных температуры $T_{пр} = T/T_{кр}$ и давления $P_{пр} = p/P_{кр}$ [6.13, 6.31]**

$T_{пр}$	Приведенное давление $P_{пр}$					
	0,2	0,4	1,0	2,0	3,0	4,0
	Δc_p в уравнении (6.32)					
0,80	–0,1744	—	—	—	—	—
0,90	–0,0983	–0,3230	—	—	—	—
1,05	–0,0535	–0,1352	–0,9087	–1,7723	–1,0951	–0,9311
1,50	–0,0142	–0,0352	–0,1058	–0,2438	–0,3701	–0,4536
2,00	–0,0034	–0,0124	–0,0395	–0,0840	–0,1252	–0,1602
3,00	0,0025	–0,0006	–0,0097	–0,0239	–0,0370	–0,0490
4,00	0,0041	0,0026	–0,0019	–0,0090	–0,0157	–0,0219
	Δc_v в уравнении (6.35)					
0,80	–0,2427	—	—	—	—	—
0,90	–0,1576	–0,3604	—	—	—	—
1,05	–0,0942	–0,1971	–0,6061	–1,5479	–1,3956	–1,4486
1,50	–0,0310	–0,0615	–0,1518	–0,2950	–0,4230	–0,5296
2,00	–0,0129	–0,0256	–0,0617	–0,1167	–0,1659	–0,2098
3,00	–0,0039	–0,0076	–0,0182	–0,0345	–0,0496	–0,0629
4,00	–0,0016	–0,0032	–0,0078	–0,0148	–0,0213	–0,0273

Таблица 6.22. **Постоянные в уравнении (6.33)**

Углеводороды	Формула	A	$10^3\ B$	$10^3\ C$	$10^3\ D$
Парафиновые					
Метан	CH_4	1,2032	3,2580	0,7484	–7,073
Этан	C_2H_6	0,1803	5,9372	2,313	2,904
Пропан	C_3H_8	–0,0960	6,9609	–3,605	7,306
н-Бутан	C_4H_{10}	0,1636	5,7124	–1,9108	–0,4865
Изобутан	C_4H_{10}	–0,0240	6,6335	–3,183	4,992
н-Пентан	C_5H_{12}	–0,0504	6,7690	–3,584	7,368
Изопентан	C_5H_{12}	–0,1323	7,0365	–3,791	7,949
н-Гексан	C_6H_{14}	–0,0513	6,7673	–3,627	7,551
н-Гептан	C_7H_{16}	–0,0514	6,7620	–3,651	7,658
н-Октан	C_8H_{18}	–0,0535	6,7653	–3,680	7,768

Окончание табл. 6.22

Углеводороды	Формула	A	$10^3\,B$	$10^3\,C$	$10^3\,D$
Парафиновые					
н-Нонан	C_9H_{20}	0,0246	5,2926	–1,507	–23,290
н-Декан	$C_{10}H_{22}$	–0,0557	6,7670	–3,724	7,964
Олефиновые					
Этилен	C_2H_4	0,1359	5,5926	2,982	6,268
Пропилен	C_3H_6	0,0883	5,5846	2,762	5,250
Бутен-1	C_4H_8	–0,0535	6,3074	–3,554	7,970
Нафтеновые					
Циклопентан	C_5H_{10}	–0,7661	7,7519	–4,330	9,265
Циклогексан	C_6H_{12}	–0,6493	7,2774	–3,004	1,573
Метилциклопентан	C_6H_{12}	–0,5965	7,5964	–4,336	9,540
Метилциклогексан	C_7H_{14}	–0,7774	8,0279	–4,289	7,716
Ароматические					
Бензол	C_6H_6	–0,4338	6,0672	–3,8588	9,1196
Толуол	C_7H_8	–0,2641	5,5570	–2,9987	5,3254
Этилбензол	C_8H_{10}	–0,4057	6,6563	–4,5282	12,2447
Пропилбензол	C_9H_{12}	–0,2602	6,2225	–3,8261	8,9890
Изопропилбензол	C_9H_{12}	–0,3273	6,5207	–4,2299	10,7366

Таблица 6.23. **Постоянные в уравнении (6.33) для парафиновых углеводородов [6.14]**

Постоянные	Метан CH_4	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	*н*-Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}
A	2,0133	1,75423	–0,108864	0,0080	–0,1180
$10^2\,B$	0,1389	0,035556	0,697372	0,6631	0,7048
$10^6\,C$	–10,872	4,6523	–3,632430	–3,4220	–3,7950
$10^9\,D$	28,970	1,7010	0,742770	0,6880	0,7870
Интервал температур, К	90—300	300—1000	100—1600	298—1500	298—1500

Таблица 6.24. **Изобарная c_p и изохорная c_v теплоемкость углеводородов в идеально газовом состоянии при температуре 15,55 °С**

Углеводороды	c_p, кДж/(кг · °С)	c_v, кДж/(кг · °С)	Углеводороды	c_p, кДж/(кг · °С)	c_v, кДж/(кг · °С)
Парафиновые C_nH_{2n+2}			*Олефиновые* C_nH_{2n}		
Метан	2,2079	1,683	Этилен	1,5165	1,220
Этан	1,7153	1,436	Пропилен	1,4825	1,285
Пропан	1,6266	1,432	Бутен-1	1,5504	1,402
н-Бутан	1,6622	1,520	Бутен-2	1,3687	1,220
Изобутан	1,6211	1,474	Изобутилен	1,5495	1,400
н-Пентан	1,6630	1,549	*Нафтеновые* C_nH_{2n}		
Изопентан	1,6245	1,511	Циклопентан	1,1355	1,017
2,2-Диметилпропан	1,6387	1,524	Метилциклопентан	1,2602	1,161
н-Гексан	1,6680	1,570	Циклогексан	1,2142	1,115
2-Метилпентан	1,6287	1,532	Метилциклогексан	1,3272	1,243
3-Метилпентан	1,6622	1,566			
			Ароматические C_nH_{2n-6}		
н-Гептан	1,6737	1,587	Бензол	1,0065	0,900
2-Метилгексан	1,6328	1,549	Толуол	1,0881	0,998
3-Метилгексан	1,5826	1,500	Этилбензол	1,1702	1,092
2,3-Диметилпентан	1,5366	1,453	*о*-Ксилол	1,2200	1,142
н-Октан	1,6739	1,599	*м*-Ксилол	1,1648	1,086
н-Нонан	1,6747	1,612	*п*-Ксилол	1,1591	1,081
н-Декан	1,6789	1,620	Изопропилбензол	1,2213	1,152

Таблица 6.25. **Изобарная теплоемкость c_p метана CH_4 в зависимости от температуры T и давления p [6.16]**

T, К	c_p, кДж/(кг · К), при p, МПа						
	0,1	2	10	20	30	40	50
100	3,258	3,251	3,226	3,197	3,167	—	—
110	3,390	3,368	3,289	3,212	3,149	3,093	3,040
120	2,192	3,533	3,431	3,343	3,280	3,231	3,190
130	2,163	3,660	3,523	3,419	3,352	3,307	3,274
140	2,141	3,784	3,580	3,443	3,363	3,313	3,279
150	2,125	3,976	3,644	3,453	3,350	3,287	3,246
160	2,115	4,353	3,749	3,476	3,339	3,259	3,207
170	2,109	3,551	3,923	3,523	3,345	3,243	3,178
180	2,105	3,024	4,198	3,596	3,368	3,243	3,164
190	2,105	2,761	4,630	3,694	3,406	3,257	3,164
200	2,106	2,607	5,321	3,807	3,452	3,280	3,175
250	2,145	2,352	4,177	4,134	3,619	3,384	3,252
300	2,236	2,354	3,018	3,558	3,491	3,351	3,251
350	2,370	2,447	2,808	3,171	3,286	3,269	3,224
400	2,534	2,587	2,819	3,060	3,189	3,229	3,226
450	2,714	2,753	2,916	3,086	3,195	3,250	3,270
500	2,901	2,931	3,052	3,178	3,267	3,321	3,350
600	3,273	3,292	3,367	3,445	3,505	3,549	3,578
700	3,628	3,641	3,692	3,746	3,789	3,822	3,847
800	3,959	3,969	4,006	4,046	4,078	4,105	4,125
900	4,263	4,270	4,299	4,330	4,356	4,377	4,395
1000	4,539	4,545	4,568	4,593	4,614	4,632	4,646

Таблица 6.26. **Изобарная теплоемкость c_p пропана C_3H_8 в зависимости от температуры T и давления p [6.15]**

T, К	c_p, кДж/(кг · К), при p, МПа					
	0,1	1	2	6	10	20
130	2,018	2,017	2,017	—	—	—
140	2,031	2,030	2,029	2,026	2,023	2,016
160	2,039	2,038	2,036	2,031	2,027	2,017
180	2,067	2,065	2,063	2,055	2,049	2,035
200	2,118	2,116	2,112	2,101	2,091	2,071
220	2,191	2,187	2,182	2,167	2,153	2,125
240	1,465	2,279	2,272	2,250	2,231	2,194
260	1,542	2,394	2,384	2,351	2,325	2,277
280	1,621	2,541	2,525	2,472	2,433	2,369
300	1,703	2,748	2,715	2,621	2,560	2,468
320	1,788	2,046	3,016	2,814	2,709	2,775
340	1,875	2,056	2,541	3,092	2,890	2,688
360	1,964	2,096	2,371	3,585	3,117	2,806
360	2,052	2,151	2,332	5,341	3,409	2,925
400	2,139	2,216	2,344	5,567	3,790	3,039
420	2,225	2,286	2,382	3,577	4,128	3,141
440	2,310	2,359	2,433	3,104	3,972	3,226
460	2,394	2,434	2,493	2,938	3,605	3,291
480	2,476	2,510	2,558	2,881	3,353	3,334
500	2,556	2,586	2,626	2,873	3,216	3,356
560	2,784	2,805	2,831	2,966	3,130	3,360
600	2,920	2,938	2,959	3,059	3,173	3,371
660	3,106	3,120	3,136	3,207	3,281	3,428
700	3,237	3,249	3,263	3,322	3,381	3,501

Таблица 6.27. **Изобарная теплоемкость c_p *н*-бутана C_4H_{10} в зависимости от температуры *t* и давления *p* (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	c_p, кДж/(кг · К), при *p*, МПа							
	1	2	4	6	8	10	20	40
10	2,346	2,345	2,344	2,344	2,345	2,346	2,357	2,396
20	2,394	2,393	2,392	2,392	2,393	2,395	2,411	2,460
40	2,503	2,502	2,502	2,503	2,505	2,509	2,538	2,616
60	2,637	2,635	2,635	2,638	2,643	2,651	2,703	2,825
80	2,080	2,804	2,804	2,811	2,824	2,839	2,933	3,117
100	2,135	3,046	3,040	3,057	3,085	3,117	3,286	3,561
120	2,199	2,448	3,435	3,479	3,547	3,619	3,928	4,334
140	2,268	2,433	4,465	4,646	4,880	5,079	5,729	6,400
160	2,339	2,460	5,850	3,766	3,205	2,998	2,674	2,510
180	2,411	2,505	3,170	4,967	3,624	3,261	2,814	2,624
200	2,484	2,560	2,921	4,152	3,851	3,450	2,943	2,733
220	2,556	2,619	2,861	3,479	3,855	3,513	3,052	2,835
240	2,628	2,681	2,860	3,219	3,555	3,574	3,132	2,929
260	2,698	2,745	2,884	3,123	3,387	3,505	3,187	3,016
280	2,768	2,808	2,922	3,093	3,295	3,413	3,226	3,093
300	2,836	2,871	2,966	3,099	3,252	3,364	3,263	3,161
320	2,902	2,934	3,015	3,121	3,242	3,341	3,305	3,221
340	2,967	2,996	3,065	3,153	3,251	3,337	3,356	3,275
360	3,030	3,056	3,117	3,192	3,273	3,347	3,414	3,324
380	3,092	3,115	3,170	3,234	3,302	3,367	3,475	3,370
400	3,152	3,173	3,222	3,278	3,337	3,393	3,528	3,414
420	3,210	3,230	3,274	3,323	3,374	3,424	3,562	3,457
440	3,267	3,285	3,325	3,369	3,414	3,458	3,584	3,500
460	3,321	3,338	3,375	3,414	3,455	3,494	3,611	3,543
480	3,375	3,390	3,424	3,460	3,496	3,531	3,641	3,586
500	3,426	3,441	3,472	3,504	3,537	3,569	3,672	3,630

Таблица 6.28. **Изобарная теплоемкость c_p, кДж/(кг · К), парафиновых углеводородов в жидком состоянии в зависимости от температуры T при p = 0,101 МПа [6.17—6.20]**

T, К	*н*-Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}	*н*-Гептан C_7H_{16}	*н*-Октан C_8H_{18}	*н*-Нонан C_9H_{20}	*н*-Декан $C_{10}H_{22}$
120	—	1,727	—	—	—	—
130	—	1,749	—	—	—	—
140	1,956	1,774	—	—	—	—
150	1,981	1,805	—	—	—	—
160	1,998	1,838	—	—	—	—
170	2,007	1,875	—	—	—	—
180	2,019	1,909	—	—	—	—
190	2,037	1,941	—	—	—	—
200	2,059	1,969	2,011	—	—	—
210	2,082	2,003	2,015	—	—	—
220	2,106	2,044	2,026	2,034	—	—
230	2,134	2,088	2,042	2,042	2,062	—
240	2,162	2,140	2,063	2,056	2,067	2,080
250	2,200	2,189	2,087	2,080	2,080	2,091
260	2,240	2,233	2,116	2,108	2,098	2,108
270	2,280	2,277	2,146	2,135	2,128	2,130
280	2,325	2,325	2,180	2,161	2,157	2,153
290	2,375	2,375	2,215	2,197	2,189	2,185
300	2,435	2,435	2,252	2,224	2,221	2,216
310	2,495	2,495	2,291	—	2,282	—
320	2,586	2,586	2,330	—	—	—
330	2,670	2,670	2,371	—	—	—
340	2,755	2,755	2,414	—	—	—

Таблица 6.29. **Изобарная теплоемкость c_p, кДж/(кг · К), нормальных парафиновых углеводородов в зависимости от температуры t при p = 0,1 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	Этан C_2H_6	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}	Нонан C_9H_{20}	Декан $C_{10}H_{22}$
10	1,721	1,612	2,257	2,912	2,193	2,171	2,162	2,152
20	1,759	1,658	2,299	2,250	2,228	2,207	2,200	2,192
40	1,837	1,751	1,753	2,331	2,302	2,283	2,277	2,273
60	1,916	1,844	1,843	2,419	2,380	2,363	2,358	2,355
80	1,995	1,937	1,932	1,930	2,463	2,445	2,440	2,439
100	2,075	2,028	2,019	2,017	1,990	2,531	2,524	2,525
120	2,156	2,119	2,104	2,101	2,070	2,621	2,612	2,612
140	2,236	2,207	2,188	2,183	2,147	2,176	2,702	2,701
160	2,316	2,294	2,270	2,263	2,222	2,255	2,252	2,794
180	2,396	2,379	2,350	2,342	2,295	2,332	2,329	2,327
200	2,475	2,461	2,429	2,418	2,365	2,408	2,404	2,402
220	2,554	2,541	2,505	2,493	2,433	2,481	2,477	2,475
240	2,632	2,619	2,579	2,566	2,498	2,553	2,548	2,547
260	2,710	2,694	2,652	2,637	2,561	2,623	2,618	2,616
280	2,786	2,767	2,723	2,706	2,622	2,961	2,686	2,684
300	2,861	2,838	2,791	2,773	2,680	2,757	2,751	2,750
320	2,936	2,906	2,858	2,839	2,736	2,882	2,816	2,815
340	3,009	2,972	2,923	2,902	2,789	2,884	2,878	2,877
360	3,080	3,036	2,986	2,964	2,840	2,945	2,939	2,938
380	3,151	3,098	3,047	3,024	2,889	3,005	2,998	2,997
400	3,220	3,158	3,107	3,083	2,935	3,062	3,055	3,054
420	3,287	3,216	3,165	3,140	2,979	3,118	3,111	3,110
440	3,353	3,272	3,221	3,195	3,021	3,172	3,165	3,164
460	3,417	3,326	3,275	3,249	3,060	3,225	3,217	3,216
480	3,479	3,378	3,328	3,302	3,097	3,277	3,268	3,267
500	3,539	3,429	3,379	3,352	3,132	3,326	3,318	3,316

Таблица 6.30. **Изобарная теплоемкость c_p, кДж/(кг · К), парафиновых углеводородов в зависимости от температуры при p = 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	Этан C_2H_6	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}
10	3,547	2,352	2,256	2,209	2,190	2,169
20	4,132	2,414	2,299	2,248	2,225	2,205
40	3,544	2,559	2,392	2,330	2,300	2,261
60	4,353	2,747	2,497	2,419	2,378	2,360
80	4,484	3,021	2,616	2,515	2,462	2,444
100	3,693	3,506	2,759	2,621	2,551	2,531
120	3,257	4,837	2,939	2,741	2,648	2,622
140	3,037	2,977	3,192	2,885	2,775	2,720
160	2,933	3,230	3,611	3,071	2,880	2,828
180	2,892	3,391	4,604	3,345	3,036	2,951
200	2,887	3,411	2,882	3,840	3,251	3,099
220	2,903	3,429	3,070	5,229	3,599	3,294
240	2,934	3,422	3,250	3,072	4,322	3,588
260	2,973	3,338	3,377	3,219	7,463	4,123
280	3,020	3,299	3,444	3,346	3,037	5,586
300	3,071	3,284	3,512	3,424	3,147	3,097
320	3,124	3,285	3,573	3,453	3,242	3,202
340	3,180	3,299	3,519	3,473	3,307	3,301
360	3,237	3,321	3,488	3,508	3,338	3,385
380	3,294	3,350	3,477	3,543	3,354	3,446
400	3,352	3,382	3,478	3,535	3,373	3,484
420	3,410	3,417	3,488	3,530	3,401	3,512
440	3,467	3,453	3,506	3,537	3,430	3,541
460	3,523	3,491	3,528	3,552	3,437	3,576
480	3,578	3,529	3,554	3,571	3,426	3,618
500	3,632	3,568	3,583	3,594	3,424	3,657

Таблица 6.31. **Изобарная теплоемкость c_p парафиновых углеводородов на линии насыщения [6.21, 6.23]**

T, К	c_p, кДж/(кг · К)		T, К	c_p, кДж/(кг · К)		T, К	c_p, кДж/(кг · К)	
	ж	г		ж	г		ж	г
Метан CH_4			*н*-Бутан C_4H_{10}			*н*-Гептан C_7H_{16}		
111,42	3,43	2,07	273,15	2,34	1,67	371,6	2,57	1,98
120	3,53	2,11	289	2,47	1,76	380	2,61	2,01
130	3,63	2,19	305	2,59	1,88	400	2,72	2,15
140	3,77	2,33	321	2,68	2,00	420	2,82	2,26
150	3,94	2,53	337	2,80	2,15	440	2,93	2,41
160	4,12	2,90	353	2,95	2,33	460	3,03	2,51
170	5,16	3,62	369	3,11	2,62	480	3,19	2,72
180	7,45	5,95	385	3,36	3,03	500	3,39	3,05
185	11,3	6,33	405	3,80	4,76	520	3,85	3,60
Этан C_2H_6			Изопентан C_5H_{12}			*н*-Октан C_8H_{18}		
184,52	2,42	1,40	301	2,29	1,72	398,8	2,50	2,11
200	2,48	1,48	325	2,43	1,86	415	2,61	2,19
210	2,54	1,54	340	2,53	1,96	435	2,74	2,30
230	2,66	1,70	355	2,62	2,08	455	2,89	2,42
240	2,70	1,79	370	2,71	2,20	475	3,03	2,56
260	3,00	2,13	385	2,80	2,34	495	3,18	2,73
270	3,18	2,42	400	2,91	2,54	515	3,36	2,96
280	3,42	2,94	415	3,05	2,81	535	3,60	3,30
290	3,80	3,31	430	3,24	3,28	555	4,23	4,80
Пропан C_3H_8			*н*-Пентан C_5H_{12}			*н*-Нонан C_9H_{12}		
140	2,03	1,07	309,2	2,34	1,79	423,97	2,72	2,24
200	2,12	1,13	335	2,52	1,96	435	2,77	2,30
240	2,28	1,49	350	2,62	2,05	455	2,87	2,40
280	2,55	1,84	365	2,72	2,16	475	2,97	2,51
320	3,05	2,45	380	2,82	2,28	495	3,10	2,63
360	6,07	6,44	395	2,94	2,48	515	3,23	2,18
364	8,58	9,74	410	3,06	2,66	535	3,38	2,95
368	23,15	27,55	425	3,20	2,96	555	3,59	3,25
369	49,30	57,08	440	3,44	3,37	575	4,00	4,05

Окончание табл. 6.31

T, К	c_p, кДж/(кг · К)		T, К	c_p, кДж/(кг · К)		T, К	c_p, кДж/(кг · К)	
	ж	г		ж	г		ж	г
Изобутан C_4H_{10}			*н*-Гексан C_6H_{14}			*н*-Декан $C_{10}H_{22}$		
261,4	2,12	1.53	341,88	2,39	1,91	447,31	2,79	2,33
285	2,34	1,69	370	2,58	2,07	460	2,85	2,39
300	2,45	1,81	385	2,68	2,18	480	2,94	2,49
315	2,56	1,94	400	2,78	2,28	500	3,06	2,59
330	2,68	2,09	415	2,89	2,39	520	3,16	2,71
345	2,79	2,28	430	3,00	2,51	540	3,29	2,85
360	2,95	2,55	445	3,12	2,66	560	3,44	3,03
375	3,16	3,00	460	3,26	2,92	580	3,65	3,33
390	3,59	4,18	475	3,46	3,32	600	4,06	4,20

Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 6.32. **Изобарная теплоемкость c_p метилциклогексана C_7H_{14} в зависимости от температуры t и давления p (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °С	c_p, кДж/(кг · К), при p, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
10	1,809	1,809	1,808	1,808	1,808	1,807	1,807
20	1,857	1,856	1,856	1,856	1,855	1,855	1,855
40	1,953	1,953	1,953	1,952	1,952	1,952	1,952
60	2,050	2,050	2,050	2,049	2,049	2,049	2,049
80	2,149	2,148	2,148	2,147	2,147	2,147	2,148
100	2,248	2,248	2,247	2,247	2,247	2,247	2,248
120	1,894	2,340	2,348	2,348	2,348	2,349	2,350
140	1,987	2,452	2,452	2,452	2,453	2,454	2,456
160	2,078	2,560	2,560	2,560	2,561	2,564	2,568
180	2,167	2,675	2,674	2,675	2,678	2,683	2,689
200	2,253	2,802	2,800	2,801	2,806	2,815	2,825
220	2,336	2,419	2,945	2,946	2,957	2,972	2,989
240	2,417	2,486	3,133	3,129	3,149	3,177	3,208
260	2,495	2,555	2,746	3,393	3,437	3,493	3,548
280	2,571	2,623	2,755	3,915	4,042	4,172	4,283
300	2,645	2,691	2,790	4,282	3,267	3,090	3,528
320	2,717	2,757	2,837	4,985	3,638	3,276	3,147
340	2,787	2,873	2,888	3,454	4,049	3,465	3,285

Окончание табл. 6.32

t, °C	c_p, кДж/(кг · К), при p, МПа						
	0,1	1	2	4	6	8	10
360	2,855	2,887	2,942	3,257	4,047	3,599	3,402
380	2,920	2,950	2,997	3,210	3,751	3,675	3,478
400	2,984	3,011	3,052	3,211	3,571	3,724	3,528
420	3,046	3,070	3,107	3,232	3,479	3,641	3,583
440	3,106	3,129	3,161	3,263	3,443	3,595	3,636
460	3,164	3,185	3,214	3,300	3,438	3,571	3,631
480	3,221	3,240	3,266	3,340	3,450	3,563	3,621
500	3,276	3,293	3,317	3,381	3,471	3,567	3,625

Таблица 6.33. **Изобарная теплоемкость c_p, кДж/(кг · К), ароматических углеводородов в зависимости от температуры t при давлении 0,1 и 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	Бензол C_6H_6	Толуол C_7H_8	Этилбензол C_8H_{10}	Бензол C_6H_6	Толуол C_7H_8	Этилбензол C_8H_{10}
	0,1 МПа			10 МПа		
10	1,698	1,665	1,711	1,696	1,664	1,709
20	1,728	1,693	1,739	1,726	1,692	1,737
40	1,790	1,752	1,798	1,788	1,750	1,796
60	1,856	1,814	1,860	1,854	1,812	1,858
80	1,283	1,879	1,924	1,924	1,877	1,922
100	1,353	1,946	1,990	1,998	1,945	1,988
120	1,425	1,506	2,058	2,077	2,015	2,056
140	1,492	1,574	1,670	2,163	2,089	2,127
160	1,557	1,639	1,737	2,259	2,169	2,200
180	1,619	1,703	1,802	2,371	2,255	2,227
200	1,680	1,764	1,865	2,509	2,552	2,360
220	1,738	1,824	1,926	2,695	2,467	2,453
240	1,794	1,882	1,985	2,982	2,614	2,561
260	1,849	1,937	2,042	3,550	2,824	2,696
280	1,901	1,991	2,098	5,706	3,179	2,883
300	1,952	2,044	2,151	2,674	4,035	3,188
320	2,001	2,094	2,203	2,943	2,544	3,850
340	2,048	2,144	2,254	3,154	2,699	7,631
360	2,093	2,191	2,302	3,243	2,860	2,811
380	2,137	2,237	2,349	3,109	2,981	2,932
400	2,180	2,281	2,395	2,935	3,043	3,027
420	2,221	2,324	2,438	2,817	3,096	3,070

Окончание табл. 6.33

t, °C	Бензол C_6H_6	Толуол C_7H_8	Этилбензол C_8H_{10}	Бензол C_6H_6	Толуол C_7H_8	Этилбензол C_8H_{10}
	0,1 МПа			10 МПа		
440	2,260	2,366	2,481	2,739	3,063	3,082
460	2,298	2,406	2,522	2,692	2,976	3,098
480	2,335	2,445	2,562	2,666	2,925	3,109
500	2,370	2,483	2,600	2,654	2,890	3,067

Таблица 6.34. **Изобарная теплоемкость c_p толуола C_7H_8 в зависимости от температуры t и давления p (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	c_p, кДж/(кг · К), при p, МПа						
	1	2	4	6	8	20	40
10	1,665	1,665	1,664	1,664	1,664	1,665	1,664
20	1,693	1,693	1,692	1,692	1,692	1,691	1,693
40	1,752	1,752	1,751	1,751	1,751	1,750	1,754
60	1,814	1,814	1,813	1,813	1,813	1,813	1,819
80	1,879	1,878	1,878	1,878	1,877	1,879	1,888
100	1,946	1,946	1,945	1,945	1,945	1,948	1,962
120	2,016	2,016	2,015	2,015	2,015	2,021	2,042
140	2,089	2,089	2,088	2,089	2,089	2,098	2,129
160	2,167	2,166	2,166	2,166	2,167	2,183	2,228
180	2,250	2,249	2,249	2,250	2,252	2,278	2,343
200	2,343	2,341	2,341	2,343	2,347	2,390	2,483
220	1,904	2,448	2,447	2,451	2,458	2,528	2,659
240	1,949	2,579	2,577	2,585	2,598	2,713	2,895
260	1,995	2,763	2,751	2,766	2,792	2,984	3,236
280	2,042	2,160	3,025	3,058	3,116	3,446	3,972
300	2,088	2,180	3,636	3,729	3,891	4,520	5,028
320	2,134	2,208	3,810	2,971	2,666	2,344	2,239
340	2,179	2,240	2,715	3,879	2,916	2,425	2,306
360	2,223	2,275	2,555	4,130	3,200	2,505	2,369
380	2,266	2,311	2,507	3,331	3,368	2,579	2,430
400	2,308	2,347	2,496	2,929	3,296	2,645	2,488
420	2,349	2,384	2,502	2,773	3,093	2,700	2,543
440	2,388	2,419	2,517	2,706	2,959	2,742	2,594
460	2,427	2,455	2,537	2,679	2,872	2,772	2,641
480	2,466	2,490	2,561	2,672	2,820	2,796	2,684
500	2,500	2,523	2,586	2,677	2,794	2,817	2,723

Таблица 6.35. **Изобарная теплоемкость c_p нафтеновых, ароматических и ацетиленовых углеводородов на линии насыщения [6.21, 6.23]**

T, К	c_p, кДж/(кг · К)		T, К	c_p, кДж/(кг · К)		T, К	c_p, кДж/(кг · К)	
	ж	г		ж	г		ж	г
Циклопентан C_5H_{10}			Толуол C_7H_8			*о*-Ксилол C_8H_{10}		
322,4	1,92	1,34	383,78	1,81	1,13	417,56	2,16	1,71
350	2,05	1,47	400	1,88	1,18	430	2,20	1,76
370	2,12	1,61	425	1,96	1,25	455	2,30	1,86
390	2,22	1,79	450	2,07	1,33	480	2,40	1,97
410	2,37	1,93	475	2,21	1,42	505	2,52	2,08
430	2,53	2,11	500	2,38	1,54	530	2,65	2,22
450	2,73	2,40	525	2,59	1,71	555	2,81	2,40
470	3,04	2,81	550	2,86	2,04	580	3,02	2,70
490	3,78	3,91	575	3,34	3,33	605	3,44	3,49
Циклогексан C_6H_{12}			Этилбензол C_8H_{10}			*п*-Ксилол C_8H_{10}		
353,87	1,84	1,60	409,3	1,98	1,60	412	2,11	1,64
360	1,86	1,64	433	2,04	1,77	430	2,18	1,72
385	1,93	1,79	453	2,11	1,86	455	2,27	1,83
410	1,99	1,95	473	2,19	1,95	480	2,39	1,94
435	2,07	2,15	493	2,28	2,05	505	2,52	2,07
460	2,13	2,36	513	2,38	2,16	530	2,67	2,23
485	2,23	2,57	553	2,63	2,48	555	2,86	2,46
510	2,49	3,11	573	2,85	2,78	580	3,15	2,92
535	2,82	7,05	593	3,22	3,52	605	3,88	5,51
Бензол C_6H_6			*м*-Ксилол C_8H_{10}			Ацетилен C_2H_2		
353,3	1,88	1,29	412	2,13	1,66	192,2	3,09	1,47
375	1,98	1,40	430	2,19	1,73	200	3,12	1,51
400	2,08	1,53	455	2,29	1,84	210	3,15	1,59
425	2,20	1,67	480	2,40	1,95	230	3,27	1,80
450	2,32	1,81	505	2,54	2,08	240	3,35	1,93
475	2,45	2,01	530	2,69	2,24	250	3,46	2,14
500	2,60	2,32	555	2,87	2,47	270	3,87	2,64
525	2,83	2,73	580	3,16	2,91	280	4,25	2,93
—	—	—	605	3,86	5,27	290	5,14	3,39

Обозначения: ж — жидкая фаза; г — газообразная фаза.

Таблица 6.36. **Изобарная теплоемкость c_p природного газа* в зависимости от температуры T и давления p (по данным ВНИИгаз, 1988 г.)**

T, К	c_p, кДж/(кг · К), при p, МПа							
	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	2,0	4,0
100	3,46	3,53	3,52	3,52	3,52	3,52	3,51	3,49
110	2,05	3,43	3,46	3,45	3,45	3,45	3,44	3,41
120	2,08	2,12	3,47	3,46	3,45	3,45	3,43	3,40
130	2,05	2,10	2,17	3,54	3,54	3,53	3,50	3,44
140	2,04	2,08	2,17	2,27	3,71	3,69	3,64	3,55
150	2,04	2,07	2,13	2,22	2,32	2,44	3,90	3,75
160	2,03	2,06	2,12	2,18	2,26	2,35	4,38	4,09
170	2,04	2,06	2,10	2,16	2,22	2,29	2,51	4,71
180	2,04	2,06	2,10	2,14	2,19	2,25	2,68	6,20
190	2,05	2,06	2,10	2,13	2,18	2,22	2,54	5,61
200	2,05	2,07	2,10	2,13	2,17	2,20	2,45	3,80
220	2,07	2,09	2,11	2,13	2,16	2,19	2,36	2,93
240	2,10	2,11	2,13	2,15	2,17	2,19	2,32	2,66
260	2,13	2,14	2,15	2,17	2,19	2,21	2,30	2,54
280	2,17	2,17	2,19	2,20	2,22	2,23	2,31	2,49
300	2,21	2,21	2,23	2,24	2,25	2,26	2,33	2,47
320	2,25	2,26	2,27	2,28	2,29	2,30	2,36	2,47
340	2,31	2,31	2,32	2,33	2,34	2,35	2,39	2,49
360	2,36	2,37	2,38	2,38	2,39	2,40	2,44	2,52
380	2,43	2,43	2,44	2,44	2,45	2,46	2,49	2,56
400	2,49	2,50	2,50	2,51	2,51	2,52	2,55	2,62

* Состав, мольные доли: CH_4 — 0,968, C_2H_6 — 0,02, C_3H_8 — 0,001, $н$-C_4H_{10} — 0,001, N_2 — 0,01.

Таблица 6.37. **Изобарная теплоемкость c_p широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) в зависимости от температуры T и давления p (по данным ЦИАМ—ВНИПИгазпереработки, 1983 г.)**

T, К	c_p, кДж/(кг · К), при p, МПа							
	0,1	0,5	1	2	4	6	8	10
173,1	2,057	2,056	2,056	2,056	2,055	2,055	2,055	2,054
183,1	2,057	2,057	2,056	2,056	2,055	2,055	2,055	2,054
203,1	—	2,081	2,080	2,080	2,079	2,079	2,079	2,079
223,1	—	2,130	2,130	2,129	2,129	2,128	2,128	2,128
243,1	—	2,200	2,199	2,199	2,198	2,198	2,198	2,199
263,1	—	—	2,287	2,287	2,286	2,286	2,287	2,288
283,1	1,633	—	2,394	2,393	2,393	2,394	2,396	2,399
303,1	1,721	—	—	2,523	2,523	2,526	2,530	2,536
323,1	1,809	—	—	2,688	2,687	2,692	2,701	2,713
343,1	1,898	—	2,017	—	2,909	2,921	2,940	2,962
383,1	2,074	2,103	2,152	2,334	4,030	4,084	4,201	4,311
423,1	2,245	2,267	2,301	2,400	3,129	—	—	—
463,1	2,410	2,428	2,453	2,518	2,767	3,395	3,805	3,494
503,1	2,568	2,582	2,602	2,649	2,790	3,026	3,293	3,418
543,1	2,719	2,730	2,746	2,782	2,877	3,008	3,158	3,272
583,1	2,861	2,871	2,884	2,913	2,982	3,069	3,164	3,249
623,1	2,996	3,005	3,015	3,039	3,093	3,156	3,222	3,285
663,1	3,123	3,131	3,140	3,160	3,203	3,251	3,301	3,349
703,1	3,243	3,249	3,257	3,274	3,310	3,349	3,388	3,426
743,1	3,355	3,361	3,368	3,382	3,413	3,445	3,477	3,508
773,1	3,435	3,344	3,447	3,460	3,487	3,515	3,543	3,570

Таблица 6.38. **Изобарная теплоемкость c_p АСКТ-2 и АСКТ-4 в зависимости от температуры t при трех значениях давления p (по данным ЦИАМ—ВНИПИгазпереработки, 1983 г.)**

t, °С	c_p, кДж/(кг · К), при p, МПа					
	0,1	0,5	6,0	0,1	0,5	6,0
	АСКТ-2			АСКТ-4		
–100	2,056	2,056	2,055	2,065	2,064	2,063
–90	2,054	2,053	2,052	2,056	2,056	2,054
–80	2,059	2,059	2,058	2,057	2,056	2,055
–70	2,072	2,072	2,070	2,065	2,065	2,063
–60	2,091	2,091	2,089	2,080	2,080	2,078
–50	2,115	2,115	2,113	2,100	2,100	2,098
–40	2,114	2,143	2,142	2,125	2,125	2,123
–30	2,117	2,176	2,174	2,154	2,154	2,152
–20	2,213	2,213	2,211	2,187	2,187	2,185
–10	—	2,253	2,251	2,223	2,223	2,221
0	—	2,297	2,296	2,262	2,262	2,260
20	1,669	2,397	2,395	—	2,349	2,348
40	1,758	—	2,512	1,755	2,449	2,448
60	1,846	—	2,654	1,844	2,563	2,562
80	1,935	1,980	2,835	1,933	—	2,698
100	2,022	2,060	3,091	2,020	2,065	2,866
120	2,108	2,140	3,534	2,106	2,144	3,097
140	2,193	2,221	4,799	2,191	2,223	3,471
160	2,276	2,300	—	2,274	2,301	4,367
180	2,358	2,379	—	2,355	2,379	—
200	2,438	2,457	—	2,434	2,455	—
250	2,629	2,644	3,162	2,624	2,640	3,572
300	2,810	2,821	3,100	2,801	2,814	3,209
350	2,978	2,987	3,172	2,967	2,977	3,213
400	3,134	3,142	3,277	3,121	3,129	3,292
450	3,280	3,286	3,391	3,263	3,270	3,393
500	3,414	3,419	3,504	3,395	3,401	3,498

Таблица 6.39. **Показатель адиабаты k нормальных парафиновых углеводородов в зависимости от температуры t при p = 0,1 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	Метан CH_4	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	Бутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}
10	1,307	1,188	1,120	1,075	7711	11 780	13 800	15 060
20	1,302	1,184	1,117	1,074	6913	10 760	12 700	13 920
40	1,294	1,175	1,112	1,072	1,045	8895	10 690	11 830
60	1,286	1,167	1,107	1,070	1,045	7230	8891	7964
80	1,277	1,159	1,102	1,068	1,045	1,026	7288	8308
100	1,269	1,152	1,098	1,066	1,045	1,028	1,012	6836
120	1,260	1,146	1,094	1,064	1,044	1,029	1,015	5534
140	1,252	1,140	1,090	1,062	1,044	1,029	1,017	1,004
160	1,245	1,135	1,087	1,061	1,043	1,030	1,018	1,006
180	1,237	1,130	1,084	1,059	1,043	1,030	1,020	1,008
200	1,230	1,125	1,081	1,058	1,042	1,030	1,021	1,010
220	1,223	1,121	1,079	1,056	1,041	1,030	1,021	1,012
240	1,216	1,117	1,076	1,055	1,041	1,030	1,022	1,013
260	1,210	1,114	1,074	1,054	1,040	1,030	1,023	1,014
280	1,203	1,110	1,072	1,052	1,040	1,030	1,023	1,015
300	1,198	1,107	1,070	1,051	1,039	1,030	1,023	1,016
320	1,192	1,104	1,069	1,050	1,038	1,030	1,024	1,016
340	1,187	1,101	1,067	1,049	1,038	1,029	1,024	1,017
360	1,182	1,099	1,066	1,048	1,037	1,029	1,024	1,017
380	1,177	1,096	1,064	1,047	1,037	1,029	1,024	1,017
400	1,173	1,094	1,063	1,047	1,036	1,029	1,024	1,018
420	1,169	1,092	1,062	1,046	1,036	1,029	1,024	1,018
440	1,165	1,090	1,060	1,045	1,035	1,028	1,024	1,018
460	1,161	1,088	1,059	1,044	1,035	1,028	1,024	1,018
480	1,158	1,087	1,058	1,044	1,035	1,028	1,024	1,018
500	1,154	1,085	1,058	1,043	1,034	1,028	1,024	1,018
520	1,151	1,084	1,057	1,043	1,034	1,027	1,024	1,018
540	1,148	1,082	1,056	1,042	1,034	1,027	1,024	1,018
560	1,146	1,081	1,055	1,042	1,033	1,027	1,024	1,018
580	1,143	1,080	1,054	1,041	1,033	1,027	1,024	1,019
600	1,141	1,079	1,054	1,041	1,032	1,027	1,024	1,019

Таблица 6.40. **Показатель адиабаты *k* нормальных парафиновых углеводородов в зависимости от температуры *t* при давлении 10 МПа (по данным ЦИАМ—ТЦ В/О «Нефтехим», 1988 г.)**

t, °C	Метан CH_4	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Изопентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Октан C_8H_{18}	Нонан C_9H_{20}	Декан $C_{10}H_{22}$
10	1,562	15,95	59,59	78,20	78,85	81,85	78,25	121,6	141,1	153,3	157,1	155,5
20	1,529	11,77	49,63	69,44	69,05	74,10	70,81	111,7	130,3	142,1	145,8	144,2
40	1,483	8,377	32,77	53,65	51,50	60,11	57,32	93,36	110,6	121,5	125,3	123,8
60	1,450	3,624	20,04	40,18	36,78	48,01	45,61	77,06	92,92	103,2	107,1	106,1
80	1,426	1,795	11,21	29,02	24,98	37,68	35,58	62,66	77,23	87,00	91,10	90,46
100	1,405	1,399	8,294	20,13	16,05	28,99	27,15	50,06	63,36	72,61	76,91	76,76
120	1,388	1,252	4,715	13,39	9,760	21,84	20,23	39,18	51,19	59,91	64,37	64,72
140	1,372	1,196	2,573	8,531	7,662	16,12	14,73	29,96	40,64	48,78	53,34	54,15
160	1,358	1,171	1,590	6,841	4,898	11,69	10,52	22,34	31,63	39,12	43,70	44,92
180	1,345	1,160	1,268	4,376	3,074	8,405	7,379	16,24	24,08	30,84	35,34	36,90
200	1,333	1,154	1,154	2,737	2,075	7,058	6,184	11,57	17,95	23,88	28,18	29,90
220	1,322	1,150	1,099	1,830	1,520	5,038	4,275	8,207	13,15	18,17	22,15	24,12
240	1,312	1,148	1,075	1,326	1,247	3,475	2,927	7,062	9,599	13,65	17,19	19,20
260	1,302	1,147	1,066	1,149	1,173	2,423	2,092	5,154	7,158	10,23	13,23	15,16
280	1,293	1,146	1,064	1,089	1,122	1,774	1,580	3,700	6,395	7,826	10,20	11,96
300	1,285	1,145	1,066	1,052	1,092	1,353	1,245	2,713	4,886	7,062	8,042	9,532
320	1,277	1,144	1,069	1,033	1,076	1,102	1,110	2,093	3,708	5,601	6,670	7,802
340	1,270	1,144	1,072	1,026	1,069	1,059	1,079	1,686	2,862	4,391	6,033	6,715

360	1,253	1,143	1,075	1,025	1,066	1,033	1,052	1,394	2,292	3,454	4,856	6,168
380	1,256	1,142	1,079	1,028	1,065	1,015	1,035	1,204	1,904	2,775	3,899	5,084
400	1,250	1,141	1,082	1,032	1,067	1,005	1,027	1,147	1,615	2,303	3,165	4,170
420	1,244	1,140	1,085	1,036	1,069	1,002	1,023	1,121	1,387	1,969	2,632	3,437
440	1,239	1,140	1,088	1,041	1,071	1,003	1,024	1,098	1,221	1,714	2,252	2,880
460	1,234	1,139	1,090	1,046	1,074	1,006	1,026	1,082	1,148	1,504	1,193	2,471
480	1,229	1,138	1,092	1,051	1,076	1,011	1,029	1,070	1,137	1,330	1,752	2,173
500	1,224	1,137	1,094	1,055	1,079	1,016	1,033	1,063	1,121	1,203	1,565	1,945
520	1,220	1,136	1,095	1,059	1,081	1,021	1,038	1,059	1,107	1,146	1,402	1,758
540	1,216	1,136	1,097	1,063	1,084	1,027	1,042	1,058	1,096	1,141	1,268	1,594
560	1,212	1,135	1,098	1,066	1,086	1,032	1,046	1,058	1,087	1,131	1,176	1,445
580	1,209	1,134	1,099	1,069	1,088	1,037	1,050	1,058	1,082	1,121	1,142	1,313
600	1,205	1,133	1,100	1,072	1,089	1,041	1,053	1,060	1,078	1,111	1,142	1,204

Таблица 6.41. **Теплота испарения $\Delta H_{исп}$ и хладоресурс* углеводородов, кДж/кг**

Углеводороды	$\Delta H_{исп}$	$\Delta H_{ж}$	$\Delta H_{пл}^{кип}$	$\Delta H_{пл}^{400}$
Парафиновые C_nH_{2n+2}				
Метан	511	67	578	2043
Пропан	425	230	655	1708
н-Бутан	413	267	680	1668
н-Гексан	337	341	678	1511
н-Октан	306	430	770	1444
н-Тридекан	262	631	893	1339
Олефиновые C_nH_{2n}				
Пропилен	438	220	658	1578
н-Гексен-1	344	409	753	1564
н-Октен-1	306	479	785	1486
н-Тридецен-1	259	646	905	1352
Нафтеновые C_nH_{2n}				
Циклопропан	477	174	651	1465
Циклогексан	360	138	498	1369
Этилциклогексан	309	453	762	1432
н-Гептациклогексан	259	659	918	1356
Ароматические C_nH_{2n-6}				
Бензол	394	153	547	1114
Толуол	364	346	710	1269
Этилбензол	340	410	750	1340
н-Гептилбензол	271	625	896	1268

* Обозначения $\Delta H_{ж}$, $\Delta H_{пл}^{кип}$ и $\Delta H_{пл}^{400}$ даны на рис. 6.11.

Таблица 6.42. **Хладоресурс $\Delta H_{пл}^{t}$ пропана C_3H_8, отсчитанный от температуры плавления**

Температура нагрева, °С	Условное обозначение	$\Delta H_{пл}^{t}$, кДж/кг
$t_{кип} = -42{,}07$	$\Delta H_{ж}$	230
−42,07	$\Delta H_{ж} + \Delta H_{исп}$	655
0	$\Delta H_{пл}^{0}$	724
20	$\Delta H_{пл}^{20}$	762
25	$\Delta H_{пл}^{25}$	770
$t_{кр} = 96{,}67$	$\Delta H_{пл}^{96,67}$	900
100	$\Delta H_{пл}^{100}$	908
300	$\Delta H_{пл}^{300}$	1394
400	$\Delta H_{пл}^{400}$	1708
$t_{т.с}^{*} = 600$	$\Delta H_{пл}^{t_{т.с}}$	2437

* $t_{т.с}$ — максимальная температура нагрева пропана по условиям термохимической стабильности.

Таблицы к разделу 7

Таблица 7.1. **Стехиометрический коэффициент L_0, кг воздуха/кг топлива, углеводородных топлив и спиртов**

Топливо	L_0
Бензины	14,7
МТБЭ	11,7
МТАЭ	11,9
ДМЭ	8,9
АСКТ	15,44
ШФЛУ	15,36—15,51*
Пропан-бутановая фракция	15,59—15,68**
Бутан технический	~15,48
КМТ	17,28
Природный газ	15,5—16,9
Нефтяной газ	11,7—16,2***
Водород	34,5
Спирты:	
метиловый	6,5
этиловый	9,0
пропиловый	10,3
бутиловый	11,1

* Меньшее значение — марка Б, большее — марка А.

** Меньшее значение — автотопливо ПБА, большее — автотопливо ПА.

*** Ориентировочные пределы для неподготовленного («сырого») газа: большее значение — газ Сургутского, меньшее — Ромашкинского месторождения; после переработки на ГПЗ нефтяной газ примерно соответствует природному.

Таблица 7.2. **Жаропроизводительность углеводородно-воздушных смесей**

Углеводороды	$t_ж$, °C	Углеводороды	$t_ж$, °C
Парафиновые C_nH_{2n+2}		Амилциклопентан	2144
Метан	2043	Циклогексан	2140
Этан	2097	Метилциклогексан	2133
Пропан	2110	Этилциклогексан	2139
н-Бутан	2118	Пропилциклогексан	2135
н-Пентан	2119	Бутилциклогексан	2135
н-Гексан	2124	*Ароматические* C_nH_{2n-6}	
н-Гептан	2116	Бензол	2258
н-Октан	2128	Толуол	2211
н-Нонан	2128	Этилбензол	2211
н-Декан	2129	1,2-Диметилбензол	2206
Олефиновые C_nH_{2n}		*н*-Пропилбензол	2197
Этилен	2284	*н*-Бутилбензол	2186
Пропилен	2224	*Ацетиленовые* C_nH_{2n-2}	
Бутен-1	2203	Ацетилен	2620
Пентен-1	2189	Пропин	2420
Децен-1	2164	Бутин	2340
Нафтеновые C_nH_{2n}		Пентин	2300
Циклопентан	2153	Гексин	2275
Метилциклопентан	2149	Гептин	2250
Этилциклопентан	2145	Октин	2235
Пропилциклопентан	2144	Децин	2213

Таблица 7.3. **Жаропроизводительность топливовоздушных смесей легких моторных топлив***

Топливо	$t_ж$, °C
Бензины:	
автомобильные	2100—2170
авиационные	2070—2160
Спирты:	
метиловый	1967
этиловый	1810
изо-пропиловый	1853
трет-бутиловый	1918
Эфиры:	
МТБЭ	2002

Окончание табл. 7.3

Топливо	$t_ж$, °С
Газовые топлива:	
водород	2235
метан	2043
пропан	2110
бутан технический	2118
пропан-бутановая фракция	2114
Авиационное метановое (КМТ)	~ 2050
Авиационное сконденсированное (АСКТ)	~ 2125
Широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ)	2115—2120
Природный газ	2030—2045
Нефтяной газ	1970—2080

* Жаропроизводительность рассчитана по уравнению (7.9).

Таблица 7.4. **Характеристики углеводородно-воздушных смесей с максимальной скоростью распространения пламени при t = 20 °С и p = 1,01 · 10^5 Па [7.15, 7.16].**

Углеводороды	$L_м$, $\frac{\text{кмоль воздуха}}{\text{кмоль топлива}}$	$u_н^*$, см/с	$C_т$,% (об.)	T_z, К
Парафиновые C_nH_{2n+2}				
Метан	9,56	33,8	9,96	2235
Этан	16,7	40,1	6,28	2246
Пропан	23,9	39,0	4,54	2251
н-Бутан	31,2	37,9	3,52	2256
2-Метилпропан	31,2	34,9	3,48	2259
н-Пентан	38,4	38,5	2,92	2249
2-Метилбутан	38,4	36,6	2,89	2253
2,2-Диметилпропан	38,4	33,3	2,85	2254
н-Гексан	45,4	38,5	2,52	2241
2-Метилпентан	45,4	36,8	2,46	2251
3-Метилпентан	45,4	36,7	2,48	2245
2,2-Диметилбутан	45,4	35,7	2,43	2254
2,3-Диметилбутан	45,4	36,3	2,45	2254

Продолжение табл. 7.4

Углеводороды	$L_м$, кмоль воздуха / кмоль топлива	$u_н^*$, см/с	$C_т$,% (об.)	T_z, К
н-Гептан	52,5	38,6	2,26	2208
2,2-Диметилпентан	52,5	34,8	2,12	2245
2,3-Диметилпентан	52,5	36,5	2,22	2220
3,3-Диметилпентан	52,5	35,3	2,12	2253
2,4-Диметилпентан	52,5	35,7	2,17	2236
2,2,3-Триметилбутан	52,5	35,9	2,15	2242
н-Октан	59,8	38,7	—	—
2,2,4-Триметилпентан	59,8	34,6	1,92	2236
Олефиновые C_nH_{2n}				
Этилен	14,36	68,3	7,40	2387
Пропилен	21,5	43,8	5,04	2341
1-Бутен	28,6	43,2	3,87	2320
2-Метилпропен	28,6	37,5	3,83	—
1-Пентен	35,75	42,6	3,07	2316
2-Метил-1-бутен	35,75	39,0	3,12	2229
3-Метил-1-бутен	35,75	41,5	3,11	2305
1-Гексен	43,0	42,1	2,65	2287
2-Этил-1-бутен	43,0	39,3	2,65	2305
2-Метил-1-пентен	43,0	39,6	2,80	2237
4-Метил-1-пентен	43,0	40,5	2,62	2295
Нафтеновые C_nH_{2n}				
Циклопропан	21,5	47,5	4,97	—
Циклопентан	35,75	37,3	3,16	—
Метилциклобутан	35,75	44,6	3,18	—
Метилциклопентен	43,0	36,0	2,75	2228
Циклогексан	43,0	38,7	2,65	—
2-Циклопропилпропан	43,0	42,7	2,66	—
Метилциклогексан	50,2	37,5	2,43	2186
Ацетиленовые C_nH_{2n-2}				
Пропин	10,10	69,9	5,86	2472

Окончание табл. 7.4

Углеводороды	$L_м$, $\frac{\text{кмоль воздуха}}{\text{кмоль топлива}}$	$u_н^*$, см/с	$C_т$, % (об.)	T_z, К
2-Бутин	26,32	51,5	4,36	2401
1-Бутин	26,32	58,1	4,30	2413
1-Пентин	33,52	52,9	3,51	2370
4-Метил-1-пентин	40,7	45,0	2,88	2346
3-Гексин	40,7	45,4	3,05	2304
4-Метил-2-пентин	40,7	45,8	3,00	2311
3,3-Диметил-1-бутин	40,7	47,7	2,88	2339
1-Гексин	40,7	48,5	2,95	2333
Ароматические (C_nH_{2n-6})				
Бензол	38,85	40,7	3,34	2307

Примечания: 1. Пламя распространялось в открытой стеклянной трубке длиной 57 м, диаметром 2,5 см; площадь фронта пламени определялась по киноснимкам.

2. В таблице приняты обозначения: $L_м$ — мольный стехиометрический коэффициент; $u_н^*$ — максимальная нормальная скорость распространения пламени; $C_т$ — концентрация топлива в смеси с максимальной нормальной скоростью распространения пламени; T_z — равновесная температура продуктов сгорания во фронте пламени.

Таблица 7.5. **Концентрационные пределы распространения пламени в углеводородновоздушных смесях при t = 20 °С и p = 0,101 МПа (распространение пламени снизу вверх в трубе или бомбе диаметром 5 см и более) [7.23]**

Углеводороды	$C_н$, % (об.)	$C_в$, % (об.)	$\alpha_н$	$\alpha_в$	T_z при $C_н$, К	$C_{стех}$, % (об.)
Парафиновые C_nH_{2n+2}						
Метан	5,3	15,0	1,288	0,59	1573	9,50
Этан	3,0	12,5	1,94	0,59	1448	5,65
Пропан	2,2	9,5	1,87	0,42	1563	4,03
н-Бутан	1,8	8,5	1,76	0,40	1628	3,13
2-Метилпропан	1,8	8,4	1,76	0,35	1628	3,13
н-Пентан	1,5	7,6	1,72	0,35	1653	2,56
2-Метилбутан	1,4	7,6	1,85	0,32	1563	2,56
2,2-Диметилпропан	1,4	7,5	1,85	0,32	1563	2,56
н-Гексан	1,25	7,0	1,75	0,32	1636	2,16

Окончание табл. 7.5

Углеводороды	$C_н$, % (об.)	$C_в$, % (об.)	$\alpha_н$	$\alpha_в$	T_z при $C_н$, К	$C_{стех}$, % (об.)
2-Метилпентан	1,2	7,0	1,82	0,29	1583	2,16
н-Гептан	1,1	6,6	1,72	0,27	—	1,91
2,2-Диметилпентан	1,1	6,7	1,72	0,27	1629	1,91
н-Октан	1,0	6,1	1,66	0,27	1674	1,68
2.2.4-Триметилпентан	1,0	6,0	1,65	0,26	1683	1,65
н-Нонан	0,83	—	1,78	—	1568	1,47
3,3-Диэтилпентан	0,7	5,7	2,12	0,25	1433	1,47
н-Декан	0,8	5,4	1,67	0,24	1613	1,33
Олефиновые C_nH_{2n}						
Этилен	3,1	32,0	2,17	0,15	1508	6,56
Пропилен	2,4	11,0	1,89	0,38	1613	4,47
Бутен-1	2,0	9,6	1,71	0,33	1703	3,38
Нафтеновые C_nH_{2n}						
Циклопропан	2,4	10,4	1,89	0,40	1453	4,45
Циклогексан	1,3	7,75	1,77	0,28	1503	2,28
Метилциклогексан	1,2	—	1,64	—	—	1,96
Ароматические (C_nH_{2n-6})						
Бензол	1,4	7,1	1,96	0,37	1533	2,73
Толуол	1,3	6,7	1,77	0,32	1643	2,28
Этилбензол	1,0	7,0	1,97	0,26	1478	1,96
1,2-Диметилбензол	1,0	6,0	1,97	0,31	1483	1,96
н-Бутилбензол	0,8	5,8	1,92	0,75	1553	1,53
Ацетиленовые (C_nH_{2n-2})						
Ацетилен	2,5	8,1	3,28	0,019	—	—

Примечания: 1. $C_н$ и $C_в$ — концентрация топлива на нижнем и верхнем концентрационных пределах распространения пламени; $\alpha_н$ и $\alpha_в$ — коэффициенты избытка воздуха, соответствующие $C_н$ и $C_в$.

2. T_z — температура продуктов сгорания без учета диссоциации при $C_н$.

3. $C_{стех}$ — концентрация топлива в смеси стехиометрического состава ($\alpha = 1$).

Таблица 7.6. **Концентрационные пределы распространения пламени $C_н$, $C_в$ в топливокислородных смесях и максимальные взрывобезопасные концентрации кислорода ψ_v в окислителе при t = 20 °С и p = 0,101 МПа [7.1, 7.34]**

Углеводороды и топливо	$C_н$	$C_в$	ψ_v, % (об.)		$\frac{O_2+N_2}{O_2+CO_2}$
	% (об.)		$\frac{O_2}{O_2+N_2}$	$\frac{O_2}{O_2+CO_2}$	
Метан	5,1	61	12,1	14,6	0,83
Этан	3,0	66	11,0	13,4	0,82
Пропан	2,3	55	11,4	14,3	0,80
н-Бутан	1,8	49	12,1	14,5	0,83
2-Метилпропан	1,8	48	12,0	14,8	0,81
н-Пентан	—	—	12,0	14,4	0,84
н-Гексан	—	—	11,9	14,5	0,82
Этилен	3,0	80	10,0	11,7	0,85
Пропилен	2,1	53	11,5	14,1	0,82
Бутен-1	1,8	58	11,6	14,0	0,83
Бутадиен	—	—	10,4	13,9	0,75
Бензол	2,6	30	11,2	13,8	0,81
Циклопропан	2,5	60	11,7	13,9	0,84
Ацетилен	3,4	89	—	—	—
Каменноугольный газ	7,0	70	11,5	14,4	0,80
Бензин	—	—	11,6	14,4	0,81

Таблица 7.7. **Концентрация углеводорода $C_{опт}$ и коэффициенты избытка воздуха $\alpha_{опт}$, соответствующие смеси оптимального по воспламенению состава [7.1]**

Углеводороды	D_{25},см^2/с	$C_{опт}/C_{стех}$	$C_{стех}$, % (об.)	$\alpha_{опт}$	$C_{о.э}$, % (об.)	$C_{о.у}$, % (об.)
Метан	0,227	0,90	9,50	1,12	8,55	8,958
Этан	0,150	1,16	5,68	0,86	6,55	6,393
Пропан	0,117	1,31	4,04	0,75	5,29	5,220
н-Бутан	0,098	1,47	3,14	0,67	4,62	4,518
н-Гексан	0,074	1,69	2,17	0,58	3,67	3,594
н-Гептан	0,068	1,79	1,87	0,55	3,35	3,354

Примечание. В таблице приняты обозначения: D_{25} — коэффициент диффузии углеводорода в воздух при температуре 25 °С; $C_{стех}$ — концентрация углеводорода в смеси стехиометрического состава; $C_{о.э}$ — оптимальная экспериментальная концентрация; $C_{о.у}$ — оптимальная по уравнению (7.38) концентрация.

Таблица 7.8. **Минимальная температура самовоспламенения $t_{св}$ и период задержки самовоспламенения $\tau_{св}$ парафиновых углеводородов при p = 0,101 МПа [7.1, 7.52, 7.53]**

Углеводороды	$t_{св}$, °С	$\tau_{св}$, мс	Углеводороды	$t_{св}$, °С	$\tau_{св}$, мс
Метан	542	—	3-Метилпентан	304	12
Этан	518	—	2,2-Диметилбутан	440	12
Пропан	470	—	2,3-Диметилбутан	421	12
н-Бутан	405	6	*н*-Гептан	223	101
2-Метилпропан	447	18	2,3-Диметилпентан	338	6
н-Пентан	284	24	2,2,3-Триметилбутан	454	18
2-Метилбутан	427	6	*н*-Октан	216	—
2,2-Диметилпропан	456	3	2,2,3-Триметилпентан	435	24
н-Гексан	234	57	2,2,4-Триметилпентан	418	27
2-Метилпентан	307	6	2,3,3-Триметилпентан	430	12

Таблица 7.9. **Минимальная температура самовоспламенения $t_{св}$ и период задержки самовоспламенения $\tau_{св}$ чистых углеводородов, вводимых в нагретый газ в жидком состоянии [7.53]**

Углеводороды	$t_{св}$, °С	$\tau_{св}$, мс	Углеводороды	$t_{св}$, °С	$\tau_{св}$, мс
Парафиновые C_nH_{2n+2}			*Нафтеновые* C_nH_{2n}		
Пропан	504	6	Циклопентан	385	6
Бутан	431	6	Метилциклопентан	329	6
Пентан	284	24	Циклогексан	270	102
Гексан	261	30	Метилциклогексан	265	103
Гептан	247	30	Этилциклогексан	264	114
Октан	240	54	*Ароматические* C_nH_{2n-6}		
Нонан	234	66	Бензол	591	42
Декан	232	54	Толуол	568	48
Гексадекан	230	66	1,3-Диметилбензол μ-ксилол	563	54
Олефиновые C_nH_{2n}			Этилбензол	460	18
Пентен-1	298	18	Пропилбензол	456	12
Гексен-1	272	72	*н*-Бутилбензол	438	6
Гептен-1	263	66			
Октен-1	256	72			
Децен-1	244	78			

Таблица 7.10. **Минимальная температура самовоспламенения $t_{св}$ бензинов, углеводородов и спиртов, вводимых в нагретый газ в жидком состоянии**

Топливо	$t_{св}$, °С при p, МПа,		Топливо	$t_{св}$, °С при p, МПа,	
	0,05	0,10		0,05	0,10
Авиационный бензин (октановое число 115—145)	573	473	*н*-Октан	465	220
			н-Декан	458	203
Авиационный бензин (октановое число 100—130)	553	440	Метанол	—	464
МТБЭ	—	460	Этанол	—	426
н-Гексан	497	234	Изопропанол	—	456

Таблицы к разделу 8

Таблица 8.1. **Дозировка метанола в сжиженный пропан для предупреждения гидратообразования в зависимости от глубины осушки пропана [8.11]**

$g_{воды}$, % (мас.)	t, °C	$g_м$, % (мас.)	$g_{воды}$, % (мас.)	t, °C	$g_м$, % (мас.)
0,017	25	0,15	0,00123	–20	0,011
0,011	15	0,10	0,00050	–30	0,004
0,0065	0	0,06	0,00027	–40	0,001
0,00303	–10	0,03	0,00015	–50	0

Обозначения: $g_{воды}$ — содержание воды в сжиженном газе; $g_м$ — количество метанола, обеспечивающее отсутствие второй фазы при охлаждении до –50 °C; t — температура насыщения, соответствующая данному влагосодержанию (точка росы).

Таблица 8.2. **Разложение метана CH_4 в кварцевом реакторе в контакте с различными материалами при времени пребывания 4,6 с**

t, °C	Материал	Содержание H_2, % (об.)	Внешний вид реактора
709	Кварц	Следы	Реактор чистый
650	Латунь	0,050	То же
707	»	0,298	Сажистый налет на кварцевом реакторе
706	Медь	0,066	Реактор чистый
630	Сталь Х18Н10Т	0,086	То же
712	»	0,281	Кварцевый реактор чистый, на стали — серо-черный налет
812	Сталь 1НС6-1	0,136	Сажистый налет
806	Кварц	0,103	Реактор чистый

Таблица 8.3. **Температура начала разложения $t_{н.р}$ индивидуальных углеводородов**

Углеводороды	$t_{н.р}$, °C	Углеводороды	$t_{н.р}$, °C
Метан	820	Бутен-1	83
Этан	485	*н*-Гексен	141
Пропан	398	Циклопентан	239
н-Бутан	361	Циклогексан	263
н-Гексан	318	Метилциклопентан	255
н-Октан	297	Метилциклогексан	275
Этилен	520	Бензол	329
Пропилен	147		

Таблица 8.4. **Концентрационные пределы $C_н$, $C_в$ и скорость детонационного распространения пламени $u_д$ [8.11]**

Горючая смесь	Содержание горючего в смеси, % (об.)		$u_д$, м/с	
	$C_н$	$C_в$	на нижнем пределе	на верхнем пределе
$H_2 — O_2$	20,0	90,0	1457	3550
$H_2 — В$*	18,2	58,9	1500	2100
$CO — O_2$ (вл.)**	38,0	90,0	—	1473
$(CO + H_2) — O_2$	17,2	90,0	1500	2150
$(CO + H_2) — В$	19,0	58,7	1488	1690
$C_2H_4 — В$	5,5	11,5	1675	1801
$C_2H_4 — O_2$	3,5—3,6	92,0—93,0	1607	2423
$C_2H_2 — В$	4,2	50,0	1509	1871
$C_3H_8 — O_2$	3,2	37,0	1587	2210
изо-$C_4H_{10} — O_2$	2,9	31,3	1595	2188

* В — воздух.

** Вл. — влажный.

Таблица 8.5. **Октановое число и сортность углеводородов различных гомологических рядов [8.11, 8.12]**

Углеводороды	Октановое число*		Сортность, 1,6 г/дм^3 ТЭС
	ММ	ИМ	
Парафиновые			
Метан	110	107,5	—
Этан	104	107,1	—
Пропан	100	105,7	—
н-Бутан	90,1	93,6	150
2-Метилпропан (изобутан)	97,6	101,1	160
н-Пентан	61,9	61,7	—
2-Метилбутан (изопентан)	90,3	92,3	142
н-Гексан	26,0	24,8	–100
2,2-Диметилбутан	93,4	91,8	152
2,3-Диметилбутан	94,3	101,7	205
2-Метилпентан	73,5	73,4	66
3-Метилпентан	74,3	74,5	66
н-Гептан	0	0	–200
2,2-Диметилпентан	95,6	92,8	143
2,3-Диметилпентан	88,5	91,1	143
2,4-Диметилпентан	83,8	83,1	83

Окончание табл. 8.5

Углеводороды	Октановое число*		Сортность, 1,6 г/дм^3 ТЭС
	ММ	ИМ	
2,2,3-Триметилбутан	101,3	—	238
2,2,4-Триметилпентан	100,0	100,0	154
2,3,4-Триметилпентан	98,0	101,3	193
Нафтеновые			
Циклопентан	85,0	—	315
Метилциклопентан	80,0	91,3	200
Этилциклопентан	61,2	67,2	115
Циклогексан	77,2	83,0	188
Метилциклогексан	71,1	74,8	120
Этилциклогексан	40,8	46,5	–15
Ароматические			
Бензол	106,0—108,0	113,0	220
Толуол	101,0	112,5	250
Этилбензол	97,9	103,6	250
о-Ксилол	100,0	100,0	–15
м-Ксилол	103,0	—	265
п-Ксилол	103,0	—	265
Изопропилбензол	99,3	105,9	280
н-Пропилбензол	98,7	105,1	330
1,3,5-Триметилбензол	—	—	369
трет-Бутилбензол	—	—	365
втор-Бутилбензол	95,3	—	270

* ММ — моторный метод; ИМ — исследовательский метод.

Таблица 8.6. **Октановое число (ОЧ) химически чистого изооктана с различным содержанием ТЭС [8.13]**

ТЭС, см^3/кг	ОЧ	ТЭС, см^3/кг	ОЧ	ТЭС, см^3/кг	ОЧ
0,05	101,6	0,60	111,2	1,30	116,4
0,10	103,1	0,65	111,7	1,40	116,9
0,15	104,3	0,70	112,2	1,50	117,4
0,20	105,4	0,75	112,7	1,60	117,8
0,25	106,4	0,80	113,0	1,70	118,2
0,30	107,3	0,85	113,5	1,80	118,6
0,35	108,1	0,90	113,9	1,90	119,0
0,40	108,8	0,95	114,2	2,00	119,4
0,45	109,5	1,00	114,6	2,10	119,7
0,50	110,0	1,10	115,2	2,20	120,0
0,55	110,7	1,20	115,8	2,30	120,3

Таблица 8.7. **Октановое число (ОЧ) различных бензинов и их компонентов [8.13]**

Наименование	Октановое число*, не менее		Сортность, не менее	Содержание примеси, не более
	МОЧ	ИОЧ		
Автомобильные бензины				
По ГОСТ 2084—77:				Свинца, г/дм^3:
А-72 (неэтилированный)	72	Не нормируется	—	0,013
А-76 (неэтилированный)	76	То же	—	0,013
А-76 (этилированный)	76	»	—	0,17
АИ-91	82,5	91	—	0,013
АИ-93	85	93	—	0,013
АИ-95	85	95	—	0,013
По ГОСТ Р 51105—97:				
Нормаль-80	76	80	—	
Регуляр-91	82,5	91	—	0,010
Премиум-95	85	95	—	
Супер-98	88	98	—	
С улучшенными экологическими показателями:				
АИ-80 ЭК	76	80	—	
АИ-92 ЭК и ЯрМарка 92-Е	83	91	—	0,010
АИ-95 ЭК и ЯрМарка 95-Е	85	95	—	
АИ-98 ЭК	85	98	—	
Авиационные бензины				
				ТЭС, г/кг:
Б-70	70	—	—	—
Б-91/115	91	—	—	2,0
Б-92	91,5	—	115	2,5
Б-95/130	95	—	130	3,1
Б-100/130	100	—	130	2,2
Компоненты бензинов				
Бензин:				
прямой гонки	50—70	51—71	—	—
каталитического крекинга Г-43-107	80—82	91—93	—	—
каталитического риформинга (жесткий режим)	82—90	91—99	—	—
коксования	69,8	84	—	—

Окончание табл. 8.7

Наименование	Октановое число*, не менее		Сортность, не менее	Содержание примеси, не более
	МОЧ	ИОЧ		
Алкилбензин	90—93	91—94	140**	—
Толуол нефтяной	Не нормируется			
Ксилольная фракция	90—99	100—108	—	—
Автомобильные газовые топлива				
Газ природный сжатый	105***	—	—	—
Газы сжиженные****:				
ПА	101,7—104,4	—	—	—
ПБА	95,4—99,0	—	—	—

* МОЧ — октановое число, определенное моторным методом; ИОЧ — то же исследовательским методом.

** С примесью 2,7 г ТЭС на 1 кг бензина.

*** Норма (не менее) по ГОСТ 27577—2000.

**** Расчет по п. 6.4 ГОСТ 27577—2000 на предельные концентрации пропана в ПА и ПБА по ГОСТ Р 52087—2003.

Таблица 8.8. **Цетановое число (ЦЧ) углеводородов, спиртов и топлив [8.15—8.17, 8.40]**

Углеводороды	Формула	ЦЧ	Углеводороды	Формула	ЦЧ
Парафиновые C_nH_{2n+2}			*Нафтеновые бициклические* C_nH_{2n-2}		
н-Декан	$C_{10}H_{22}$	77	Декалин	$C_{10}H_{18}$	55
н-Додекан	$C_{12}H_{26}$	87,6	*н*-Пропилдекалин	$C_{13}H_{24}$	40
3-Этилдекан	$C_{12}H_{26}$	53	*трет*-Бутилдекалин	$C_{14}H_{26}$	27
2,3,4,6,6-Пентаметилгептан	$C_{12}H_{26}$	10	*Нафтеноароматические* C_nH_{2n-8}		
4-*н*-Пропилдекан	$C_{13}H_{28}$	45	*н*-Пропилтетралин	$C_{13}H_{18}$	9
2,5-Диметилундекан	$C_{13}H_{28}$	66	*н*-Бутилтетралин	$C_{14}H_{20}$	20,5
5-*н*-Бутилнонан	$C_{13}H_{28}$	61	*Ароматические моноциклические* C_nH_{2n-6}		
н-Тетрадекан	$C_{14}H_{30}$	96	*н*-Гексилбензол	$C_{12}H_{18}$	30
2,7-Диметил-4,5-диэтилоктан	$C_{14}H_{30}$	45	*н*-Гептилбензол	$C_{13}H_{20}$	40
н-Гексадекан (цетан)	$C_{16}H_{34}$	100	*Ароматические бициклические* C_nH_{2n-12}		
7,8-Диметилтетрадекан	$C_{16}H_{34}$	46	α-Метилнафталин	$C_{11}H_{10}$	0
н-Октадекан	$C_{18}H_{38}$	102,6	β-*н*-Бутилнафталин	$C_{14}H_{16}$	7
Олефиновые C_nH_{2n}			*н*-Октилнафталин	$C_{18}H_{24}$	20
Додецен-1	$C_{12}H_{24}$	71,3	*Топлива дизельные:*		
Тетрадецен-1	$C_{14}H_{28}$	82,7	по ГОСТ 305—82 не менее	—	45*
Гексадецен (цетен)	$C_{16}H_{32}$	88,0	фактически	—	40—55
Нафтеновые C_nH_{2n} *моноциклические*			ДМЭ	C_2H_6O	60
1-Метил-3-додецилциклогексан	$C_{19}H_{38}$	80	Бензины	—	8—14
2-Циклогексилтетрадекан	$C_{20}H_{40}$	65	Сжиженный нефтяной газ	—	18—22
2-Метил-2-Циклогексилпентадекан	$C_{22}H_{44}$	51	*Спирты*		
			Метанол	CH_3OH	3
			Этанол	C_2H_5OH	8

* Для марок А и З допускается не менее 40.

Таблица 8.9. **Пожаро- и взрывоопасные свойства газовых, автомобильных и авиационных топлив [8.38, 8.39]**

Топлива	$t_{св}$, °С	$t_{всп}$, °С	Пределы распространения пламени			
			концентрационные, % (об.)		температурные, °С	
			$C_н$	$C_в$	$t_н$	$t_в$
Газовые						
КПГ (СПГ)*	537	—	5,28	14,1	–185,5	–178,6
ПА, ПБА	460—469**	Ниже –96*	1,8—2,3*	8,4—9,1*	–103	–51
АСКТ	400—402**	–78 ÷ –8***	1,5	9,5	–76 ÷ –81***	–22 ÷ –29
Бензины						
Стабильный газовый	255—370	–25—0	1,1	8,5	–34	–4
Автомобильные	255—370	–27 ÷ –39	0,76	5,16	–27 ÷ –39	–8 ÷ –27
Авиационные	300—475	–34 ÷ –38	0,79—0,98	5,16—8,1	–34 ÷ –38	–10 ÷ –5
Спирты						
Метиловый	440	8/13****	6,98	35,5	5	39
Этиловый	400	13/16****	3,6	17,7	11	41
Эфиры						
МТБЭ	443	–27	1,43	8,9	–30	–12
МТАЭ	442	–9	1,3	5,5	–10	14
ДМЭ	235	–25,1	3,4	17	—	—
Авиакеросины						
Топлива ТС-1, РТ*****	220	28—30	1,5	8,0	25	65
Топливо Т-1*****	220	Около 84	1,8	8,0	76	134

* Показатели индивидуальных углеводородов, составляющих основную часть топлива.

** Рассчитано по аддитивности.

*** Рассчитано по уравнениям (47) и (48) ГОСТ 12.1.044—89 по температуре начала кипения –10/–4 °С.

**** В числителе — в закрытом тигле, в знаменателе — в открытом.

***** Пределы распространения пламени — по ГОСТ 10277—86.

Таблица 8.10. **Некоторые пожаро- и взрывоопасные показатели метана**

Скорость диффузии паров в воздух при $t = 25$ °С и $p = 0{,}101$ МПа, см/с	0,51
Максимальная ширина щели, при которой еще невозможен проскок пламени при тех же условиях, см	0,12
Температура воздушной струи, достаточная для воспламенения топливовоздушной смеси, °С	1220
Доля тепловой энергии пламени, излучаемой в окружающую среду, %	23—33
Скорость снижения уровня жидкости в резервуаре сжиженного метана (СПГ) вследствие сгорания, см/мин	0,3—1,2
Скорость стационарного испарения жидкости из резервуара без горения, см/мин	0,05—0,5

Таблицы к разделу 9

Таблица 9.1. **Валовые выбросы, т/сут, основных вредных компонентов продуктов сгорания автотранспортом Москвы (расчет)**

Год	CO	N_xO_y	C_nH_m	Итого
1994	2369,1	163,9	462,1	2995,1
2000*	3719,5	275,3	748,6	4743,4
Рост, %	157,0	168,0	162,0	158,4

* За 2000 г. приведен предполагавшийся выброс вредных веществ.

Таблица 9.2. **Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе населенных пунктов ГН2.1.6.1338—03**

Вещество	ПДК, мг/м^3		Класс опасности
	максимальная разовая	среднесуточная	
SO_2	0,5	0,05	3
CO	5,0	3,0	4
NO_2	0,2	0,04	2
NO	0,4	0,06	3
H_2S	0,008	—	2
Бенз(а)пирен	—	10^{-6} (1,000 нг/м^3)	1
Тетраэтилсвинец	0,0001	$4 \cdot 10^{-5}$	1

Таблица 9.3. **Выбросы вредных продуктов, кг, при проезде одного пассажира на 1000 км**

Транспорт	SO_2	NO_x	CO	C_nH_m
Авиационный	—	0,97	0,45	0,12
Автомобильный:				
ДВС	—	0,70	~5	~1
ГТД	—	0,52	0,60	0,12
Железнодорожный:				
на электроэнергии	1,8	0,40	0,04	0,012
на ГТД	—	0,20	0,20	0,06

Таблица 9.4. **Зависимость класса опасности вредных веществ от норм показателей по ГОСТ 12.1.007—76**

Показатель	Норма для класса опасности			
	1	2	3	4
ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м^3	< 0,1	0,1—1,0	1,1—10,0	> 10,0
Средняя смертельная доза, мг/кг:				
при введении в желудок	< 15	15—150	151—5000	> 5000
при нанесении на кожу	< 100	100—8500	501—2500	> 2500

Окончание табл. 9.4

Показатель	Норма для класса опасности			
	1	2	3	4
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м^3	< 500	500—5000	5001—50 000	> 50 000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	> 300	300—30	29—3	< 3
Зона острого действия	< 6,0	6,0—18,0	18,1—54,0	> 54,0
Зона хронического действия	> 10,0	10,0—5,0	4,9—2,5	< 2,5

Таблица 9.5. **Предельно допустимая концентрация паров вредных веществ в воздухе, мг/м^3**

Вещество	В рабочей зоне по ГОСТ 12.1.005—88	В воздухе населенных мест [по ГН2.1.6.1338—03]		Класс опасности по ГОСТ 12.1.005—88
		максимальная разовая	среднесуточная	
Бензин газовый	100	—	—	4
Бензин «галоша»	300	—	—	4
Бензин малосернистый	100	5,0	1,5	4
Бензол	15	0,3	0,1	2
Гексан	300	60	—	4
Диоксид азота	2	0,085	0,04	3 (2)*
Диоксид серы	10	0,5	0,05	3
Крекинг-бензин	100	0,05	0,05	4
МТБЭ	100	0,5	—	4
Метилмеркаптан	0,8	0,0001	—	2 (3)***
Оксиды азота	2	0,4	0,06	3
Оксид углерода	20	5	3	4
Ртуть	0,01	—	0,0003	1
Сероводород	10**	0,008	—	2
Толуол	50	0,6	—	3
ТЭС	0,005	0,0001	$4 \cdot 10^{-5}$	1
Этилмеркаптан	1,0	$5 \cdot 10^{-5}$	—	3
Этилен	100	3,0	—	4 (3)***
Циклогексан	80	1,4	—	4
Метанол	5	1,0	0,5	3
Этанол	1000	5,0	—	4
Топлива ТС-1 и РТ	300	—	—	4

* Согласно ГН 2.1.6.1338—03 Минсоцздрава России — класс 2.
** В смеси с углеводородами 3 мг/м^3.
*** Согласно ГН 2.1.6.695—98 — класс 3.

Таблица 9.6. **Характеристика воды различной чистоты [9.28]**

Показатель	Степень загрязнения воды					
	Очень чистая	Чистая	Умеренно грязная	Загрязненная	Грязная	Очень грязная
Растворенный кислород, г/дм^3:						
летом	9	8	5—7	4—5	2—3	0
зимой	13—14	11—12	9—10	4—5	0,5	0
БПК, мг O_2/дм^3	0,5—1,0	1,1—1,9	2,0—2,9	3,0—3,9	4,0—10,0	> 10
ХПК, мг O_2/дм^3	1	2	3	4	5—15	> 15
Аммонийный азот, мг/дм^3	0,05	0,10	0,2—0,3	0,4—1,0	1,1—3,0	> 3
Взвешенные вещества, мг/дм^3	1—3	4—10	11—19	20—50	51—100	>1000
Прозрачность, м:						
по Сокку	2	2—1	1,0—0,3	0,3—1,0	0,01—0,02	< 0,02
по Спелленцу	0,3	0,3—0,2	0,13—0,03	0,02—0,01	0,01—0,015	< 0,005
Запах, баллы	1	2	3	3	5	5
Содержание нефтепродуктов, мг/дм^3	0	0,2	0,3	1	2	3
Кислотность, pH	6,5—8,5	6,5—8,5	6—9	5—10	5—10	2—13
Колииндекс	100—10	1—10	0,05—1,0	0,005—0,05	0,005—0,001	< 0,001
КБв*	0	0,1—0,9	1,0—5,9	6,0—10,9	11—20	> 20

* КБв — контроль биосферы, отношение концентрации соединения в выбрасываемой жидкости $C_к$ к нормируемому санитарному показателю (ПДК, ОДУ).

Таблица 9.7. **Предельно допустимые концентрации некоторых загрязняющих веществ в воде водоемов [9.28, 9.34]**

Вещество	ПДК, мг/дм^3	Класс опасности	Вещество	ПДК, мг/дм^3	Класс опасности
Аллилмеркаптан	$2 \cdot 10^{-4}$	3	Бензол	0,5	2
Аммиак (по азоту)	2,0	3	Бутилбензол	0,1	3
Бенз(а)пирен	$5 \cdot 10^{-6}$	1	Изопропилбензол	0,1	3
Бензин	0,1	3	Керосин	0,01	4

Окончание табл. 9.7

Вещество	ПДК, мг/дм^3	Класс опасности	Вещество	ПДК, мг/дм^3	Класс опасности
Кислоты мартеновые	1,0	4	Свинец	0,03	2
Ксилолы	0,05	3	Толуол	0,5	3
Метанол	3,0	2	ТЭС	Отс.	1
Метантиол (метилмеркаптан)	$2 \cdot 10^{-4}$	1	Циклогексан	0,1	2
Нефть сернистая	0,1	4	Этилен	0,5	4
Ртуть	$5 \cdot 10^{-4}$	1	Этилбензол	0,01	4

Таблица 9.8. **Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в почве [9.8]**

Вещество	ПДК, мг/кг	Вещество	ПДК, мг/кг
Бенз(а)пирен	0,02	Марганец	1,50
Бензол	0,3	Мышьяк	2,0
Изопропилбензол	0,5	Пентоксид фосфора	200
Ртуть	2,1	Хром	0,05
Свинец	20,0	Формальдегид	7,0
Толуол	0,3	Метилэтилбензол	0,5

Таблица 9.9. **Формулы для расчета размера санитарно-защитной зоны (СЗЗ) [9.8]**

Место расположения источника выброса и тип здания	Минимальный размер СЗЗ, м	
	Линейный источник	Точечный источник (продольная ось)
В наветренной циркуляционной зоне широкого здания	$x = \frac{7{,}2M_л}{Vl(C_{ПДК} - C_0)} - b$	$x = \frac{15M_т}{Vl(C_{ПДК} - C_0)} - b$
На крыше широкого здания вне наветренной циркуляционной зоны	$x = \frac{1}{Vl}\left(\frac{7{,}2M_л}{C_{ПДК} - C_0} - 7{,}2L\right) - b_з$	$x = \sqrt{\frac{1}{V}\left(\frac{55M_т}{C_{ПДК} - C_0} - 55L\right)} - 1{,}41$
В заветренной циркуляционной зоне широкого здания	$x = \frac{1}{Vl}\left(\frac{7{,}2M_л}{C_{ПДК} - C_0}\right)$	$x = \sqrt{\frac{1}{V}\left(\frac{55M_т}{C_{ПДК} - C_0}\right)} - 1{,}41$
В единой циркуляционной зоне узкого здания	$x = \frac{1}{Vl}\left(\frac{7{,}2M_л}{C_{ПДК} - C_0}\right) - b$	$x = \sqrt{\frac{1}{V}\left(\frac{55M_т}{C_{ПДК} - C_0}\right)} - (b + 1{,}41)$

Примечание. В таблице приняты обозначения: $M_л$, $M_т$ — интенсивность выделения примесей соответственно линейными и точечными источниками, мг/с; V — скорость ветра, м/с; l — длина здания в направлении, перпендикулярном движению ветра, м; $C_{ПДК}$ и C_0 — максимальная разовая предельно допустимая концентрация загрязняющего вещества в атмосферном воздухе населенных пунктов и фоновая концентрация, мг/м^3; b, $b_з$ — ширина здания и расстояние от источника до заветренной кромки крыши здания, м; L — количество загрязненного воздуха, выбрасываемого источником, м^3/с.

Таблица 9.10. **Методы определения содержания нефтепродуктов в природных и сточных водах [9.8]**

Метод	Анализируемая вода	Экстрагент для выделения нефтепродуктов из воды	Способ определения	Чувствительность метода, мг/дм^3
Массовый	Сточная	Диэтиловый эфир	ГХ	1
	»	Бензол	—	1
	»	*н*-Гексан	—	1
	»	*н*-Гептан	—	1
	»	ЧХУ	ТСХ (кизельгур)	0,2
	»	Хлороформ	КХ	1
	Природная	Петролейный эфир и трихлортрифторэтан	—	1
Пикнометрический	Морская	*н*-Гексан	КХ	0,3
	Сточная	ЧХУ	—	20
	»	ЧХУ	—	10
	Сточная и природная	ЧХУ	—	0,3
Рефрактометрический	Сточная	Монобром-нафталин	КХ	10
Нефелометрический	»	Диэтиловый эфир	—	1
	»	Хлороформ	КР (силикагель)	0,3
Колориметрический	»	ЧХУ	—	1
	»	Тетрахлорэтилен	—	1—5
Люминесцентный	»	Диэтиловый эфир	—	1,35
	»	Хлороформ	КР (силикагель)	0,02
	Природная	»	КХ	0,5
	Сточная	»	ТСХ	0,02
	»	ЧХУ	КХ	0,05
	»	Хлороформ	КР (бумага)	0,6
	»	»	КР (бумага)	0,01
	Нефтяных месторождений	»	КР (бумага)	0,6
	Сточная	ЧХУ	—	0,1
УФ-спектрометрический	»	ЧХУ	—	0,25
	»	Диэтиловый эфир: изооктан (1:1)	—	0,1
	»	Октан, изооктан	—	2,5

Окончание табл. 9.10

Метод	Анализируемая вода	Экстрагент для выделения нефтепродуктов из воды	Способ определения	Чувствительность метода, мг/дм^3
	Природная	ЧХУ	КХ	0,05
	»	ЧХУ	КХ	0,10
	»	Хлороформ	ТСХ	0,05
ИК-спектрофотометрический	Сточная	ЧХУ	—	0,01—0,1
	Природная	ЧХУ	ТСХ	0,02—0,1
	»	ЧХУ	КХ	0,1—0,2
	Сточная	Хлороформ (после сорбции на активном угле)	КХ	0,1
Газохроматографический	»	Диэтиловый эфир	—	1
	Сточная и природная	ЧХУ	КХ	0,1
	То же	ЧХУ	—	0,001
	Морская	*н*-Гексан	КХ	0,0001

Примечание. В таблице приняты обозначения: ЧХУ — четыреххлористый углерод; ТСХ — тонкослойная хроматография; КХ — колоночная хроматография; КР — капиллярное разделение; ГХ — газовая хроматография.

Таблица 9.11. **Характеристика противогазных коробок [9.21]**

Марка	Фильтрующая коробка	Защита
A_1, A_8	Без аэрозольного фильтра, коричневая	Пары органических соединений (бензин, керосин, ацетон, бензол, толуол, ксилолы, спирты, эфиры, тетраэтилсвинец)
А	С аэрозольными фильтрами, коричневая с белой вертикальной полосой	То же, а также пыль, дым и туман
М	Без аэрозольного фильтра, красная	Оксид углерода в присутствии небольших количеств органических паров, аммиака, кислых газов
БКФ	С аэрозольным фильтром, защитного цвета с белой вертикальной полосой	Пары органических веществ, а также кислые газы, пыль, дым, туман

Таблица 9.12. **Составы профилактических паст при работе с нефтепродуктами и органическими растворами [9.31, 9.32]**

Состав	Содержание, %
Паста ХИОТ-6	
Желатин пищевой или фитожелатин	2,4
Крахмал пшеничный или картофельный	5,6
Глицерин медицинский	7,2
Жидкость Бурова	20,0
Вода	64,8
Паста ИЭР-1	
Мыло натриевое, строго нейтральное (с учетом 100 % жирных кислот)	12
Глицерин технический	10
Глина белая (каолин)	40
Вода	38
Паста ЯЛОТ	
Мыло ядровое	39,6
Дистиллированная вода	39,6
Касторовое масло	19,6
Тальк	1,2
Паста ПМ-1	
Крахмал (картофельная мука)	14,1
Вода	43,6
Тальк	8,1
Белая глина	10,1
Желатин	2,0
Глицерин	12,6
Вазелиновое масло	7,5
Салициловая кислота	0,3
Спирт этиловый	1,7
«Биологические перчатки»	
Сухой казеин	12
Раствор аммиака 25 %-ный	0,1
Глицерин	4,9
Спирт этиловый	28
Вода дистиллированная	38
Мазь «Миколан»	
Хозяйственное мыло 70 %-ное	10

Окончание табл. 9.12

Состав	Содержание, %
Ланолин экстрагированный безводный	10
Каолин	30
Вода	50
Пасты «Айро», «Айро-экстра»	
Каолин	45
Хозяйственное мыло 60 %-ное	13
Масло касторовое сульфированное (ализариновое)	6
Карбамид	5
Бура техническая	2
Салициловая кислота	0,3
Спирт этиловый технический	1,7
Отдушка	1
Вода	26
Крем пленкообразующий	
Воск эмульсионный	5
Спирт поливиниловый	2
Натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы	4
Желатин	2
Глицерин	6
Тальк	1,5
Диоксид титана	0,5
Консервант	0,2
Вода	78,8

Таблицы к разделу 10

Таблица 10.1. **Состав ν продуктов сгорания смеси $CH_4 + O_2 + N_2$ в зависимости от их температуры $T_{п.с}$ при нескольких значениях коэффициента избытка окислителя α** $\left(p = 0{,}098 \text{ МПа и } \Psi_v = \dfrac{O_2}{N_2 + O_2} = 0{,}2\right)$

$T_{п.с}$, К	ν_i, % (об.)									
	H_2O	H_2	OH	H	CO_2	CO	O_2	O	NO	N_2
					α = 0,6					
1600	14,22	11,42	—	0,002	3,731	9,089	—	—	—	61,54
1800	14,65	10,98	0,001	0,012	3,298	9,522	—	—	—	61,53
2000	14,95	10,65	0,007	0,053	2,984	9,833	—	—	—	61,52
2200	15,08	10,43	0,037	0,181	2,811	~10	—	—	0,007	61,37
2400	15,15	10,09	0,140	0,503	2,569	10,21	0,003	0,005	0,020	61,32
2600	14,83	9,777	0,422	1,195	2,392	10,31	0,02	0,033	0,077	60,95
					α = 0,8					
1600	17,21	4,096	—	0,001	6,197	4,441	—	—	—	68,08
1800	17,56	3,724	0,002	0,007	5,854	4,784	—	—	—	68,08
2000	17,78	3,464	0,016	0,03	5,595	5,04	—	—	—	68,07
2200	17,85	3,319	0,077	0,102	5,432	5,195	0,004	0,002	0,016	68,01
2400	17,73	3,180	0,202	0,282	5,119	5,478	0,039	0,019	0,079	67,78
2600	16,9	3,351	0,821	~0,7	4,575	5,933	0,221	0,109	0,266	67,12
					α = 1,0					
1600	18,17	0,011	0,004	—	9,072	0,017	0,011	—	0,005	72,71
1800	18,11	0,044	0,021	—	9,001	0,084	0,048	—	0,02	72,67
2000	17,97	0,129	0,082	0,006	8,778	0,291	0,157	0,003	0,068	72,52
2200	17,61	0,316	0,248	0,032	8,27	0,763	0,391	0,017	0,172	72,18
2400	16,89	0,658	0,611	0,128	7,268	1,69	0,822	0,088	0,374	71,47
2600	15,6	1,222	1,255	0,422	5,839	2,191	1,416	0,275	0,689	70,29
					α = 1,2					
1600	15,38	—	0,014	—	7,691	—	3,036	—	0,076	73,81
1800	15,35	0,005	0,053	—	7,682	0,009	2,989	0,002	0,16	73,75
2000	15,27	0,025	0,157	0,003	7,627	0,059	2,927	0,011	0,29	73,64
2200	15,04	0,099	0,377	0,018	7,417	0,252	2,895	0,046	0,471	73,38
2400	14,51	0,296	0,782	0,086	6,795	0,828	2,992	0,169	0,721	78,82
2600	13,49	0,694	1,441	0,318	5,636	1,895	3,286	0,419	1,06	71,76

Окончание табл. 10.1

$T_{п.с}$, К	ν_i, % (об.)									
	H_2O	H_2	OH	H	CO_2	CO	O_2	O	NO	N_2
					$\alpha = 1{,}4$					
1600	13,32	—	0,015	—	6,660	—	5,280	—	0,1	74,61
1800	13,30	0,003	0,057	—	6,659	0,006	5,215	0,003	0,212	74,65
2000	13,20	0,017	0,168	0,002	6,623	0,038	5,115	0,015	0,385	74,42
2200	13,03	0,065	0,402	0,014	6,482	0,167	4,998	0,060	0,622	74,16
2400	12,58	0,200	0,825	0,071	6,042	0,574	4,919	0,216	0,929	73,64
2600	11,73	0,490	1,490	0,268	5,142	1,406	4,968	0,515	1,312	72,68
					$\alpha = 1{,}8$					
1600	10,52	—	0,015	—	5,263	—	8,354	—	0,127	75,72
1800	10,49	0,002	0,057	—	5,258	0,004	8,272	0,003	0,269	75,64
2000	10,42	0,010	0,167	0,002	5,235	0,024	8,137	0,019	0,489	75,49
2200	10,26	0,041	0,401	0,011	5,146	0,105	7,945	0,076	0,790	75,23
2400	9,90	0,126	0,818	0,056	4,861	0,369	7,704	0,270	1,172	74,73
2600	9,22	0,314	1,463	0,214	4,241	0,945	7,486	0,632	1,624	73,86

Таблица 10.2. **Состав ν продуктов сгорания смеси $CH_4 + O_2 + N_2$ в зависимости от их температуры $T_{п.с}$ при нескольких значениях коэффициента избытка окислителя α** $\left(p = 0{,}098 \text{ МПа и } \Psi_v = \dfrac{O_2}{N_2 + O_2} = 0{,}98\right)$

$T_{п.с}$, К	ν_i, % (об.)									
	H_2O	H_2	OH	H	CO_2	CO	O_2	O	NO	N_2
					$\alpha = 0{,}6$					
1600	36,66	29,46	—	0,003	9,624	23,44	—	—	—	0,810
1800	37,78	28,33	0,002	0,019	8,504	24,56	—	—	—	0,810
2000	38,56	27,48	0,012	0,085	7,692	25,36	—	—	—	0,810
2200	38,91	26,93	0,059	0,291	7,240	25,77	—	—	—	0,808
2400	39,19	26,07	0,225	0,808	6,618	26,27	0,003	0,005	0,002	0,804
2600	38,70	25,23	0,685	1,991	6,195	26,42	0,020	0,033	0,009	0,794
					$\alpha = 0{,}8$					
1600	53,34	12,61	—	0,002	19,21	13,77	—	—	—	1,077
1800	54,39	11,54	0,004	0,012	18,14	14,83	—	—	—	1,077
2000	55,14	10,47	0,028	0,053	17,34	15,62	—	—	—	1,076

Окончание табл. 10.2

$T_{п.с}$, К	ν_i, % (об.)									
	H_2O	H_2	OH	H	CO_2	CO	O_2	O	NO	N_2
2200	55,42	10,27	0,137	0,180	16,86	16,06	0,004	0,002	0,002	1,074
2400	55,41	9,650	0,524	0,492	16,08	16,71	0,041	0,020	0,010	1,065
2600	53,91	9,489	1,557	1,177	15,06	17,33	0,280	0,122	0,037	1,039
					$\alpha = 1{,}0$					
1600	65,72	0,025	0,009	—	32,84	0,038	0,029	—	—	1,341
1800	65,55	0,097	0,050	0,001	32,65	0,187	0,127	—	0,004	1,338
2000	65,03	0,287	0,199	0,009	32,06	0,655	0,414	0,004	0,015	1,328
2200	63,82	0,701	0,602	0,047	30,69	1,732	1,045	0,027	0,038	1,304
2400	61,53	1,446	1,497	0,190	27,89	3,924	2,244	0,146	0,082	1,257
2600	57,04	2,659	3,111	0,623	23,59	7,192	3,997	0,492	0,150	1,181
					$\alpha = 1{,}2$					
1600	57,96	0,001	0,038	—	28,99	0,002	11,58	—	0,020	1,410
1800	57,88	0,009	0,146	—	28,96	0,017	11,54	0,004	0,043	1,398
2000	57,61	0,048	0,429	0,004	28,82	0,112	11,50	0,023	0,079	1,378
2200	56,89	0,188	1,036	0,024	28,32	0,482	11,49	0,091	0,127	1,347
2400	55,18	0,569	2,146	0,119	26,79	1,650	11,72	0,334	0,190	1,298
2600	51,84	1,372	3,936	0,448	23,61	4,088	12,40	0,814	0,269	1,222
					$\alpha = 1{,}4$					
1600	51,82	—	0,041	—	25,92	0,001	20,71	—	0,028	1,467
1800	51,74	0,006	0,159	—	25,90	0,012	20,67	0,005	0,059	1,451
2000	51,49	0,032	0,469	0,003	25,80	0,075	20,57	0,030	0,107	1,425
2200	50,85	0,126	1,130	0,020	25,45	0,325	20,42	0,121	1,172	1,387
2400	49,40	0,388	2,329	0,099	24,36	1,141	20,26	0,439	0,254	1,330
2600	46,61	0,965	4,220	0,375	21,96	2,974	20,26	1,040	0,348	1,251
					$\alpha = 1{,}8$					
1600	42,77	—	0,042	—	21,39	—	34,20	—	0,037	1,533
1800	42,69	0,004	0,164	—	21,38	0,007	34,14	0,007	0,078	1,532
2000	42,46	0,021	0,483	0,002	21,31	0,048	34,00	0,039	0,141	1,499
2200	41,90	0,081	1,163	0,016	21,08	0,209	33,72	0,156	0,226	1,451
2400	40,70	0,249	2,392	0,079	20,35	0,744	33,22	0,562	0,331	1,384
2600	38,45	0,628	4,315	0,303	18,70	1,998	32,54	1,318	0,448	1,296

Таблица 10.3. **Состав ν продуктов сгорания смеси $CH_4 + O_2 + N_2$ в зависимости от их температуры $T_{п.с}$ при нескольких значениях коэффициента избытка окислителя α** $\left(p = 2{,}94\ \text{МПа и}\ \Psi_v = \dfrac{O_2}{N_2 + O_2} = 0{,}2\right)$

$T_{п.с}$, K	ν_i, % (об.)									
	H_2O	H_2	OH	H	CO_2	CO	O_2	O	NO	N_2
					α = 0,6					
1600	14,22	11,42	—	—	3,732	9,089	—	—	—	61,54
1800	14,65	10,99	—	0,002	3,297	9,523	—	—	—	61,54
2000	14,96	10,67	0,001	0,01	2,983	9,837	—	—	—	61,53
2200	15,13	10,49	0,007	0,033	2,809	10,01	—	—	—	61,53
2400	15,34	10,23	0,026	0,092	2,573	10,24	—	—	0,004	61,5
2600	15,4	10,05	0,079	0,221	2,428	10,37	—	0,001	0,014	61,43
					α = 0,8					
1600	17,21	4,069	—	—	6,197	4,442	—	—	—	68,09
1800	17,55	3,726	—	0,001	5,854	4,785	—	—	—	68,08
2000	17,80	3,468	0,003	0,006	5,596	5,041	—	—	—	68,08
2200	17,93	3,322	0,014	0,019	5,448	5,188	—	—	0,003	68,07
2400	18,08	3,127	0,055	0,051	5,233	5,399	0,001	—	0,015	68,04
2600	18,05	3,037	0,168	0,122	5,056	5,563	0,01	0,004	0,058	67,93
					α = 1,0					
1600	18,17	0,004	0,001	—	9,085	0,006	0,003	—	0,002	72,72
1800	18,16	0,015	0,007	—	9,061	0,028	0,014	—	0,011	72,7
2000	18,11	0,043	0,026	—	8,984	0,099	0,047	—	0,036	72,65
2200	~18	0,107	0,08	0,003	8,804	0,268	0,12	0,002	0,095	72,53
2400	17,76	0,222	0,202	0,014	8,418	0,628	0,266	0,009	0,214	72,76
2600	17,35	0,417	0,436	0,045	7,779	1,223	0,501	0,03	0,414	71,81
					α = 1,2					
1600	15,38	—	0,006	—	7,692	—	3,038	—	0,076	73,81
1800	15,37	—	0,023	—	7,69	0,002	2,992	—	0,16	73,76
2000	15,34	0,005	0,067	—	7,68	0,011	2,921	0,002	0,29	73,68
2200	15,27	0,019	0,162	0,001	7,638	0,048	2,83	0,008	0,466	73,55
2400	15,12	0,059	0,334	0,007	7,501	0,174	2,744	0,029	0,693	73,34
2600	14,83	0,153	0,615	0,027	7,167	0,484	2,712	0,069	0,971	72,97

Окончание табл. 10.3

$T_{п.с}$, К	ν_i, % (об.)									
	H_2O	H_2	OH	H	CO_2	CO	O_2	O	NO	N_2
					$\alpha = 1{,}4$					
1600	13,33	—	0,006	—	6,666	—	5,282	—	0,1	74,62
1800	13,32	—	0,024	—	6,665	0,001	5,221	—	0,212	74,56
2000	13,29	0,003	0,072	—	6,658	0,007	5,125	0,003	0,386	74,46
2200	13,22	0,012	0,173	0,001	6,631	0,031	4,991	0,011	0,623	74,3
2400	13,09	0,038	0,358	0,006	6,54	0,015	4,83	0,039	0,924	74,06
2600	12,83	0,101	0,656	0,022	6,313	0,325	4,678	0,091	1,282	73,7
					$\alpha = 1{,}8$					
1600	10,52	—	0,006	—	5,263	—	8,356	—	0,127	75,72
1800	10,51	—	0,024	—	5,262	—	8,280	—	0,269	75,65
2000	10,49	0,002	0,072	—	5,258	0,004	8,158	0,003	0,49	75,53
2200	10,43	0,008	0,173	—	5,24	0,02	7,983	0,014	0,793	75,34
2400	10,3	0,024	0,357	0,004	5,183	0,072	7,753	0,05	1,178	75,08
2600	10,09	0,063	0,654	0,017	5,039	0,205	7,49	0,115	1,633	74,69

Таблица 10.4. **Состав ν продуктов сгорания смеси $CH_4 + O_2 + N_2$ в зависимости от их температуры $T_{п.с}$ при нескольких значениях коэффициента избытка окислителя α** $\left(p = 2{,}94 \text{ МПа и } \Psi_v = \dfrac{O_2}{N_2 + O_2} = 0{,}98\right)$

$T_{п.с}$, К	ν_i, % (об.)									
	H_2O	H_2	OH	H	CO_2	CO	O_2	O	NO	N_2
					$\alpha = 0{,}6$					
1600	36,67	29,46	—	—	9,624	23,44	—	—	—	0,810
1800	37,78	28,34	—	0,003	8,804	24,36	—	—	—	0,810
2000	38,59	27,52	0,002	0,016	7,691	25,37	—	—	—	0,810
2200	39,02	27,05	0,011	0,053	7,242	25,81	—	—	—	0,809
2400	39,57	26,40	0,041	0,148	6,632	26,40	—	—	—	0,809
2600	39,78	25,94	0,127	0,353	6,264	26,72	—	0,001	0,002	0,807
					$\alpha = 0{,}8$					
1600	53,34	12,61	—	—	19,20	13,77	—	—	—	1,077
1800	54,40	11,55	—	0,002	18,14	14,83	—	—	—	1,077
2000	55,19	10,75	0,005	0,010	17,35	15,63	—	—	—	1,077

Окончание табл. 10.4

$T_{п.с}$, К	ν_i, % (об.)									
	H_2O	H_2	OH	H	CO_2	CO	O_2	O	NO	N_2
2200	55,61	10,29	0,025	0,033	16,89	16,07	—	—	—	1,076
2400	56,13	9,667	0,097	0,090	16,25	16,70	0,001	—	0,002	1,075
2600	56,21	9,297	0,279	0,253	15,80	17,09	0,010	0,004	0,007	1,070
	$\alpha = 1,0$									
1600	65,75	0,008	0,003	—	32,87	0,012	0,009	—	—	1,342
1800	65,70	0,031	0,016	—	32,81	0,061	0,050	—	0,003	1,340
2000	65,53	0,093	0,064	—	32,62	0,214	0,133	—	0,008	1,336
2200	65,14	0,228	0,197	0,005	32,16	0,579	0,343	0,003	0,028	1,325
2400	64,33	0,473	0,501	0,020	31,17	1,368	0,768	0,016	0,048	1,304
2600	62,90	0,884	1,087	0,066	29,47	2,708	1,468	0,051	0,094	1,266
	$\alpha = 1,2$									
1600	57,98	—	0,016	—	28,99	—	11,58	—	0,020	1,410
1800	57,94	0,002	0,062	—	28,99	0,003	11,56	—	0,043	1,398
2000	57,85	0,008	0,184	—	28,96	0,020	11,52	0,004	0,079	1,380
2200	57,62	0,035	0,445	0,002	28,85	0,090	11,46	0,017	0,127	1,354
2400	57,13	0,109	0,927	0,009	28,53	0,325	11,40	0,060	0,189	1,319
2600	56,18	0,283	1,716	0,037	27,75	0,913	11,44	0,143	0,263	1,272
	$\alpha = 1,4$									
1600	51,84	—	0,018	—	25,92	—	20,72	—	0,028	1,467
1800	51,81	0,001	0,068	—	25,92	0,002	20,69	0,001	0,059	1,452
2000	51,71	0,006	0,201	—	25,90	0,014	20,63	0,005	0,107	1,427
2200	51,49	0,023	0,487	0,002	25,82	0,060	20,53	0,022	0,173	1,392
2400	51,04	0,073	1,013	0,008	25,69	0,218	20,37	0,080	0,256	1,347
2600	50,20	0,190	1,870	0,030	25,05	0,620	20,21	0,190	0,353	1,290
	$\alpha = 1,8$									
1600	42,78	—	0,018	—	21,40	—	34,21	—	0,037	1,554
1800	42,75	—	0,070	—	21,39	0,001	34,17	0,001	0,078	1,553
2000	42,66	0,004	0,207	—	21,38	0,009	34,10	0,007	0,141	1,500
2200	42,46	0,015	0,501	0,001	21,32	0,039	33,95	0,029	0,227	1,456
2400	42,06	0,047	1,043	0,006	21,17	0,140	33,71	0,103	0,335	1,398
2600	41,32	0,122	1,923	0,024	20,81	0,401	33,37	0,244	0,460	1,328

Таблица 10.5. **Теоретическая температура продуктов сгорания $T_т$ метана в зависимости от коэффициента избытка окислителя α при нескольких значениях начальной температуры окислителя $T_{ок}$, давления $p_{п.с}$ и содержания кислорода в окислителе $\Psi_v = \frac{O_2}{N_2 + O_2}$ [10.2]**

$T_{ок}$, К	$T_т$, К, при α							
	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
$p_{п.с}$ = 0,098 МПа; ψ_v = 0,2								
293	1733	2033	2172	1983	1800	1650	—	—
600	1912	2213	2307	2162	2003	1865	—	—
900	2093	2379	2429	2321	2193	2074	1972	1883
1200	2273	2521	2540	2462	2365	2270	2184	2108
1500	2442	2641	2643	2585	2512	2441	2374	2313
$p_{п.с}$ = 2,94 МПа; ψ_v = 0,2								
293	1734	2037	2218	1991	1802	1652	—	—
600	1914	2225	2383	2187	2011	1869	—	—
900	2099	2415	2539	2378	2217	2086	1977	1887
1200	2290	2604	2688	2561	2422	2303	2204	2120
1500	2483	2780	2828	2730	2616	2513	2425	2349
$p_{п.с}$ = 0,098 МПа; ψ_v = 0,98								
293	2854	3039	3046	3018	2980	2937	2892	2847
600	2900	3056	3063	3038	3004	2965	2924	2884
900	2918	3074	3082	3060	3028	2993	2957	2921
1200	2955	3092	3101	3081	3053	3022	2990	2957
1500	2982	3110	3120	3103	3078	3050	3021	2993
$p_{п.с}$ = 2,94 МПа; ψ_v = 0,98								
293	3146	3477	3498	3451	3384	3311	3236	3160
600	3194	3505	3526	3483	3422	3355	3287	3219
900	3241	3534	3555	3516	3460	3400	3338	3257
1200	3288	3564	3585	3550	3500	3445	3390	3335
1500	3334	3593	3616	3584	3539	3489	3440	3391

Таблица 10.6. **Коэффициенты a, b и c для вычисления теплоемкости c_p компонентов продуктов сгорания по уравнению (10.1)**

Компоненты	a	$10^3 b$	$10^{-5} c$	Температурный интервал, К
H_2	27,28	3,26	0,502	298—3000
H_2O	30,00	10,71	0,33	298—2500
CO	28,41	4,10	–0,46	290—2500
N_2	27,87	4,27	—	298—2500
NO	29,58	3,85	–0,59	298—2500
O_2	31,46	3,39	–3,77	298—3000
CO_2	44,14	9,04	–8,53	298—2500
N_2O	45,69	8,62	–8,53	298—2000
NO_2	42,93	8,54	–6,74	298—2000

Таблица 10.7. **Теплофизические свойства компонентов продуктов сгорания при t = 0 °С и p = 0,1013 МПа**

Показатель	В*	N_2	O_2	H_2O	CO_2	CO	H_2	N_2O	NO
Молекулярная масса M	28,97	28,016	32,00	18,016	44,01	28,01	2,0159	44,023	30,006
Плотность ρ, кг/нм^3	1,293	1,250	1,428	0,804	1,963	1,250	0,0898	1,964	1,339
Температура плавлениие $t_{пл}$, °С	–213	–209,86	–218,83	0,00	–56,6	–205,0	–259,20	–90,79	–163,49
Температура кипения $t_{кип}$, °С	–193	–195,81	–182,97	100,0	–78,48	–191,5	–252,76	–88,69	–151,99
Объем одного моля газа V, м^3/кмоль	22,40	22,40	22,39	23,45	22,26	—	—	—	—
Критическая температура $t_{кр}$, °С	–140,7	–147,2	–118,84	374,12	31,04	–140,2	–239,96	36,51	–92,89
Критическое давление $P_{кр}$, МПа	3,765	3,394	5,90	22,158	7,382	3,498	1,298	7,265	6,546
Критическая плотность $\rho_{кр}$, кг/м^3	350,0	311,0	430,0	317,8	464,0	303,0	30,67	452,0	520,0
Газовая постоянная R_0, Дж/(кг · К)	287,0	296,8	259,8	461,5	188,9	296,8	4124,1	189,9	277,1
Динамическая вязкость μ, 10^{-6}, Па · с	17,10	16,58	19,19	8,00	13,65	16,60	8,40	13,47	17,55
Кинематическая вязкость ν, мм^2/с	13,22	13,26	13,44	9,95	6,95	13,28	93,54	—	—
Теплопроводность λ, Вт/(м · °С)	0,0244	0,0243	0,0246	0,0151	0,0146	0,0233	0,1721	—	—
Скорость звука a, м/с	331,96	337,5	315,5	401,0	258,3	—	—	—	—
Теплота испарения $\Delta H_{исп}$, кДж/кг, при $t_{кип}$	—	199,30	213,53	—	546,52	215,92	454,20	—	—

* В — воздух.

Таблица 10.8. **Термодинамические свойства* газов, входящих в состав продуктов сгорания, при t = 0 °С [10.3, 10.5]**

Газ	c_p, кДж/(кг · К)	c_v, кДж/(кг · К)	c'_p, кДж/(нм^3 · К)	c'_v, кДж/(нм^3 · К)	$H_{273,16}$, кДж/кг	$H'_{273,16}$, кДж/нм^3	$S_{273,16}$, кДж/(кг · К)	$S'_{273,16}$, кДж/(нм^3 · К)
Воздух	1,0036	0,7164	1,2971	0,9261	273,29	353,44	6,598	9,962
H_2O (пар)	1,8594	1,3980	1,4943	1,1237	501,97	385,65	10,317	7,928
N_2O	0,8501	0,6619	1,6709	1,3000	195,92	387,63	4,918	9,730
CO_2	0,8148	0,6259	1,5998	1,2288	191,78	379,18	4,781	9,452
O_2	0,9148	0,6548	1,3059	0,9349	248,59	355,29	6,332	9,051
N_2	1,0392	0,7423	1,2987	0,9278	283,49	354,57	6,593	8,427
H_2	14,1949	10,0705	1,2766	0,9056	384,20	317,05	6,361	5,247
NO	0,9990	0,7218	1,3373	0,9663	281,83	377,72	6,931	9,293
CO	1,0396	0,7427	1,2992	0,9282	283,66	354,57	6,961	8,705
OH	1,7635	1,2745	1,3381	0,9671	474,36	360,04	10,649	8,083
O	1,3796	0,8596	0,9847	0,6138	385,97	257,58	9,938	7,096
N	1,4838	0,8901	0,9247	0,5564	405,29	253,31	10,806	6,754
C	1,7677	1,0743	0,9466	0,5757	501,37	268,73	13,002	6,969

* Теплоемкость и энтальпия даны при давлении, равном нулю, энтропия — при давлении 0,101 МПа. $H_{273,16}$, $H'_{273,16}$, $S_{273,16}$ и $S'_{273,16}$ — абсолютные значения энтальпии и энтропии соответственно.

Таблица 10.9. **Показатель адиабаты $k = c_p / c_v$ для компонентов продуктов сгорания углеводородных топлив [10.4]**

t, °С	Воздух (сухой)	N_2	O_2	H_2	CO	CO_2	H_2O
0	1,400	1,402	1,397	1,410	1,400	1,301	—
100	1,397	1,400	1,385	1,398	1,397	1,260	1,28
200	1,390	1,394	1,370	1,396	1,389	1,235	1,30
300	1,378	1,385	1,353	1,395	1,379	1,217	1,29
400	1,366	1,375	1,340	1,394	1,367	1,205	1,28
500	1,357	1,364	1,364	1,390	1,354	1,195	1,27
600	1,345	1,355	1,321	1,387	1,344	1,188	1,26
700	1,337	1,345	1,314	1,381	1,335	1,180	1,25
800	1,330	1,337	1,307	1,375	1,329	1,177	1,25
900	1,325	1,331	1,304	1,369	1,321	1,174	1,24
1000	1,320	1,323	1,300	1,361	1,317	1,171	1,23

Таблица 10.10. **Энтальпия $H_{КПС}$, кДж/кг, компонентов продуктов сгорания, отсчитанная от 0 °С при p = 0 [10.5]**

t, °С	Воздух	$N_{2атм}$	N_2	O_2	H_2	H_2O	CO_2	CO	NO	OH	N	O	C
100	101	103	104	92	1435	187	87	104	100	175	148	136	173
200	202	207	209	187	2884	379	182	209	200	349	297	270	347
300	306	312	314	285	4333	576	285	316	344	522	445	403	520
400	411	419	419	386	5790	779	393	425	407	696	594	535	693
500	520	582	533	489	7256	989	507	538	514	870	742	666	867
600	630	640	646	596	8725	1205	624	651	624	1047	890	797	1040
700	742	754	761	703	10 212	1429	745	768	736	1225	1039	928	1213
800	857	870	878	813	11 715	1660	868	887	850	1406	1187	1059	1386
900	973	988	997	923	13 234	1898	994	1008	965	1590	1336	1189	1560
1000	1091	1108	1118	1035	14 775	2134	1122	1130	1081	1777	1484	1320	1732
1100	1210	1229	1240	1148	16 337	2395	1252	1254	1199	1966	1632	1450	1906
1200	1330	1351	1363	1261	17 919	2653	1384	1379	1318	2159	1781	1580	2079
1300	1451	1475	1488	1375	19 531	2916	1516	1505	1437	2353	1929	1711	2252
1400	1574	1599	1614	1490	21 156	3184	1650	1632	1558	2550	2077	1841	2426
1500	1697	1724	1740	1607	22 801	3457	1784	1760	1679	2748	2226	1971	2600
1600	1821	1850	1868	1724	24 468	3735	1919	1888	1801	2950	2374	2101	2774
1700	1945	1977	1995	1841	26 151	4018	2056	2017	1923	3153	2522	2232	2948
1800	2070	2104	2123	1959	27 851	4303	2192	2146	2044	3357	2671	2361	3123
1900	2196	2232	2253	2079	29 567	4592	2329	2277	2168	3564	2819	2492	3298
2000	2322	2360	2382	2198	31 296	4892	2467	2407	2291	3771	2968	2622	3473
2100	2450	2489	2513	2319	33 046	5179	2605	2538	2414	3982	3117	2752	3649
2200	2576	2619	2643	2439	34 801	5477	2743	2668	2538	4191	3265	2882	3826
2300	2704	2747	2773	2561	36 576	5778	2882	2800	2663	4044	3414	3013	4003
2400	2883	2878	2905	2684	38 359	6080	3020	2932	2768	4618	3562	3143	4180
2500	2960	3007	3035	2807	40 160	6386	3159	3065	2911	4836	3712	3274	4358

Таблица 10.11. **Энтальпия $H'_{КПС}$, кДж/нм^3, компонентов продуктов сгорания, отсчитанная от 0 °С при p = 0 [10.5]**

t, °С	Воздух	$N_{2атм}$	N_2	O_2	H_2	H_2O	CO_2	CO	NO	OH	N	O	C
100	130	130	130	132	129	150	170	130	133	133	93	97	93
200	261	266	261	267	259	304	357	261	268	264	185	193	186
300	395	392	393	407	390	463	559	395	405	396	278	287	279
400	532	527	528	551	521	626	772	532	545	528	371	381	371
500	672	664	666	699	652	795	994	672	688	661	463	476	464
600	814	804	807	850	785	969	1225	814	836	794	565	589	557
700	960	947	851	1004	919	1149	1462	960	985	929	643	662	650
800	1107	1094	1097	1160	1053	1334	1705	1109	1138	1067	742	756	742
900	1258	1242	1245	1318	1190	1526	1952	1260	1292	1207	834	849	835
1000	1410	1392	1397	1477	1329	1723	2203	1413	1448	1348	927	942	928
1100	1564	1548	1550	1368	1470	1925	2458	1567	1606	1492	1020	1142	1021
1200	1719	1697	1704	1801	1611	2132	2716	1723	1764	1638	1113	1128	1114
1300	1876	1853	1860	1964	1756	2344	2977	1881	1925	1786	1205	1221	1206
1400	2034	2009	2017	2128	1902	2552	3239	2039	2085	1935	1298	1314	1261
1500	2193	2166	2175	2294	2051	2779	3503	2199	2247	2086	1391	1406	1392
1600	2353	2324	2334	2461	2201	3002	3768	2359	2410	2238	1484	1500	1485
1700	2514	2484	2494	2628	2352	3229	4036	2520	2574	2392	1576	1593	1579
1800	2676	2643	2654	2798	2505	3459	4304	2682	2737	2547	1669	1686	1673
1900	2838	2804	2816	2967	2659	3691	4576	2844	2902	2704	1762	1779	1766
2000	3002	2965	2978	3138	2815	3925	4844	3008	3066	2862	1855	1871	1860
2100	3165	3127	3140	3309	2972	4163	5116	3071	3232	3022	1948	1964	1854
2200	3330	3289	3304	3483	3130	4402	5388	3335	3398	3181	2941	2057	2019
2300	3495	3452	3467	3656	3290	4644	5656	3499	3564	3342	2134	2151	2144
2400	3660	3615	3630	3831	3449	4887	5928	3667	3730	3505	2226	2244	2239
2500	3826	3779	3794	4007	3612	5133	6205	3830	3897	3668	2319	2337	2332

Таблица 10.12. **Зависимость термодинамических свойств продуктов сгорания смеси $CH_4 + O_2 + N_2$ от их температуры $T_{п.с}$, при нескольких значениях коэффициента избытка окислителя α (p = 0,098 МПа; $\Psi_v = O_2/(N_2 + O_2) = 0,2$) [10.2]**

$T_{п\,с}$, К	H, кДж/кг	S, кДж/(кг · К)	M	R_0, кДж/(кг · К)	c_p, кДж/(кг · К)	c_v, кДж/(кг · К)	c_{pm}, кДж/(кг · К)	c_{vm}, кДж/(кг · К)	$k = c_p/c_v$
α = 0,6									
1600	–608,2	11,35	24,22	0,343	1,552	1,208	1,380	1,027	1,284
1800	–288,1	10,53	24,22	0,343	1,581	1,238	1,391	1,048	1,277
2000	38,4	10,71	24,21	0,343	1,606	1,282	1,411	1,068	1,272
2200	381,1	10,87	24,19	0,344	1,627	1,283	1,430	1,086	1,268
2400	757,3	11,03	24,14	0,344	1,644	1,300	1,448	1,103	1,265
2600	1207,0	11,21	24,00	0,346	1,660	1,313	1,465	1,119	1,263
α = 0,8									
1600	–969,1	9,729	26,23	0,317	1,476	1,159	1,294	0,977	1,273
1800	–666,1	9,907	26,23	0,317	1,505	1,188	1,315	0,988	1,267
2000	–356,1	10,07	26,22	0,317	1,528	1,211	1,335	1,018	1,262
2200	–29,9	10,23	26,20	0,317	1,548	1,231	1,354	1,036	1,258
2400	342,1	10,39	26,13	0,318	1,564	1,246	1,371	1,053	1,255
2600	835,1	10,58	25,91	0,321	1,577	1,256	1,388	1,067	1,255
α = 1,0									
1600	–1202,0	9,296	27,65	0,301	1,433	1,132	1,249	0,948	1,266
1800	–900,8	9,474	27,63	0,301	1,461	1,160	1,271	0,971	1,259
2000	–572,1	9,647	27,59	0,301	1,484	1,183	1,292	0,991	1,255
2200	–189,4	9,829	27,48	0,303	1,502	1,199	1,311	1,008	1,252
2400	286,9	10,04	27,25	0,305	1,516	1,211	1,329	1,023	1,252
2600	888,2	10,28	26,86	0,310	1,526	1,217	1,345	1,035	1,254
α = 1,2									
1600	–774,7	9,236	27,83	0,299	1,400	1,120	1,227	0,928	1,271
1800	–484,7	9,407	27,82	0,299	1,427	1,128	1,248	0,949	1,265
2000	–108,3	9,568	27,81	0,299	1,449	1,150	1,267	0,968	1,260
2200	163,2	9,731	27,75	0,300	1,466	1,166	1,285	0,985	1,257
2400	586,3	9,914	27,58	0,301	1,479	1,178	1,302	1,000	1,256
2600	1135,0	10,13	27,25	0,305	1,490	1,184	1,317	1,012	1,258
α = 1,4									
1600	–464,4	9,183	27,96	0,297	1,377	1,079	1,210	0,913	1,276
1800	–178,4	9,351	27,96	0,297	1,402	1,108	1,231	0,933	1,269
2000	121,4	9,509	27,94	0,298	1,423	1,125	1,249	0,952	1,264

Окончание табл. 10.12

$T_{п\,с}$, К	H, кДж/кг	S, кДж/(кг · К)	M	R_0, кДж/(кг · К)	c_p, кДж/(кг · К)	c_v, кДж/(кг · К)	c_{pm}, кДж/(кг · К)	c_{vm}, кДж/(кг · К)	$k = c_p/c_v$
2200	453,3	9,667	27,89	0,298	1,439	1,141	1,266	0,968	1,261
2400	852,1	9,840	27,75	0,299	1,452	1,153	1,282	0,983	1,260
2600	1361,0	10,04	27,46	0,303	1,463	1,160	1,267	0,994	1,261
$\alpha = 1{,}8$									
1600	–43,89	9,103	28,14	0,295	1,345	1,049	1,188	0,983	1,282
1800	235,8	9,268	28,14	0,296	1,368	1,073	1,207	0,912	1,275
2000	528,8	9,423	28,12	0,296	1,388	1,092	1,225	0,929	1,271
2200	849,7	9,575	28,08	0,296	1,403	1,107	1,241	0,945	1,267
2400	122,0	9,738	27,96	0,297	1,416	1,118	1,256	0,959	1,266
2600	1692,0	9,924	27,73	0,300	1,426	1,126	1,270	0,970	1,266

Примечание. В таблице приняты обозначения: H — энтальпия; S — энтропия; M — молекулярная масса; R_0 — удельная газовая постоянная; c_p и c_{pm} — истинная и средняя изобарная теплоемкость; c_v и c_{vm} — истинная и средняя изохорная теплоемкость; k — показатель адиабаты.

Таблица 10.13. **Зависимость термодинамических свойств продуктов сгорания* смеси $CH_4 + O_2 + N_2$ от их температуры $T_{п.с}$, при нескольких значениях коэффициента избытка окислителя α (p = 2,94 МПа; $\Psi_v = O_2/(N_2 + O_2) = 0{,}2$) [10.2]**

$T_{п.с}$, К	H, кДж/кг	S, кДж/(кг · К)	M	R_0, кДж/(кг · К)	c_p, кДж/(кг · К)	c_v, кДж/(кг · К)	c_{pm}, кДж/(кг · К)	c_{vm}, кДж/(кг · К)	$k = c_p/c_v$
$\alpha = 0{,}6$									
1600	–608,3	9,177	24,22	0,343	1,552	1,208	1,370	1,027	1,284
1800	–289,1	9,366	24,22	0,343	1,581	1,238	1,391	1,048	1,277
2000	33,59	9,536	24,22	0,343	1,606	1,263	1,411	1,068	1,272
2200	363,0	9,962	24,22	0,343	1,627	1,283	1,430	1,086	1,268
2400	700,9	9,839	24,21	1,343	1,644	1,300	1,446	1,103	1,264
2600	1053	9,980	24,18	0,344	1,659	1,315	1,462	1,118	1,261
$\alpha = 0{,}8$									
1600	–969,0	8,650	26,23	0,317	1,476	1,159	1,294	0,977	1,273
1800	–666,4	8,828	26,23	0,317	1,505	1,188	1,315	1,998	1,267
2000	–360,2	8,990	26,23	0,317	1,528	1,211	1,335	1,018	1,262
2200	–318,3	9,139	26,22	0,317	1,548	1,231	1,353	1,036	1,258
2400	–276,4	9,279	26,21	0,317	1,564	1,247	1,370	1,053	1,254
2600	618,2	9,416	26,18	0,318	1,578	1,260	1,386	1,068	1,252

Окончание табл. 10.13

$T_{п.с}$, К	H, кДж/кг	S, кДж/(кг · К)	M	R_0, кДж/(кг · К)	c_p, кДж/(кг · К)	c_v, кДж/(кг · К)	c_{pm}, кДж/(кг · К)	c_{vm}, кДж/(кг · К)	$k = c_p/c_v$
				$\alpha = 1{,}0$					
1600	–1204	8,272	27,65	0,301	1,433	1,132	1,249	0,948	1,266
1800	–910,4	8,445	27,65	0,301	1,461	1,161	1,271	0,971	1,259
2000	–604,4	8,606	27,63	0301	1,484	1,183	1,292	0,991	1,254
2200	–276,3	8,762	27,59	0,301	1,503	1,201	1,311	1,009	1,251
2400	86,03	8,920	27,52	0,302	1,518	1,215	1,328	1,025	1,249
2600	495,8	9,083	27,38	0,304	1,530	1,226	1,343	1,039	1,248
				$\alpha = 1{,}2$					
1600	–775,4	8,219	27,83	0299	1,400	1,102	1,227	0,928	1,271
1800	–487,8	8,388	27,83	0,299	1,427	1,128	1,248	0,949	1,265
2000	–192,8	8,544	27,82	0,299	1,449	1,150	1,267	0,968	1,260
2200	117,1	8,691	27,81	0,299	1,466	1,167	1,285	0,986	1,256
2400	448,4	8,835	27,77	0,299	1,481	1,181	1,301	1,001	1,253
2600	817,4	8,983	27,68	0,300	1,492	1,192	1,315	1,015	1,252
				$\alpha = 1{,}4$					
1600	–464,6	8,170	27,96	0,297	1,377	1,079	1,210	0,913	1,276
1800	–181,3	8,337	27,96	0,297	1,402	1,105	1,231	0,933	1,269
2000	110,1	8,491	27,95	0,297	1,423	1,125	1,249	0,952	1,264
2200	415,4	8,636	27,94	0,298	1,440	1,142	1,266	0,968	1,261
2400	739,1	8,777	27,91	0,298	1,453	1,155	1,281	0,983	1,258
2600	1094	8,919	27,84	0,299	1,464	1,166	1,295	0,997	1,256
				$\alpha = 1{,}8$					
1600	–44,46	8,097	28,14	0,295	1,345	1,049	1,188	0,893	1,282
1800	233,2	8,261	28,14	0,295	1,368	1,073	1,207	0,912	1,275
2000	518,9	8,412	28,13	0,296	1,388	1,092	1,224	0,929	1,271
2200	818,1	8,554	28,12	0,296	1,403	1,108	1,241	0,945	1,267
2400	1134	8,692	28,09	0,296	1,416	1,120	1,255	0,959	1,264
2600	1474	8,827	28,04	0,297	1,427	1,130	1,268	0,972	1,262

* Условные обозначения см. в табл. 10.12.

Таблица 10.14. **Зависимость термодинамических свойств продуктов сгорания* смеси $CH_4 + O_2 + N_2$ от их температуры $T_{п.с}$, при нескольких значениях коэффициента избытка окислителя α (p = 0,098 МПа; $\Psi_v = O_2/(N_2 + O_2)$ = 0,98) [10.2]**

$T_{п.с}$, К	H, кДж/кг	S, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$	M	R_0, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$	c_p, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$	c_v, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$	c_{pm}, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$	c_{vm}, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$	$k = c_p/c_v$
α = 0,6									
1600	–5730	13,54	18,23	0,456	2,283	1,827	1,956	1,500	1,250
1800	–5248	13,82	18,23	0,456	2,339	1,883	1,992	1,537	1,242
2000	–4752	14,08	18,22	0,456	2,389	1,933	2,027	1,570	1,236
2200	–4230	14,33	18,20	0,457	2,434	1,977	2,061	1,604	1,231
2400	–3637	14,59	18,13	0,459	2,472	2,014	2,093	1,635	1,228
2600	–2905	14,88	17,98	0,462	2,507	2,045	2,127	1,667	1,226
α = 0,8									
1600	–7437	11,68	22,47	0,370	2,068	1,698	1,725	1,355	1,218
1800	–7003	11,94	22,47	0,370	2,123	1,753	1,763	1,393	1,211
2000	–6556	12,17	22,47	0,371	2,171	1,801	1,800	1,430	1,206
2200	–6084	12,40	22,44	0,371	2,213	1,842	1,845	1,464	1,201
2400	–5534	12,63	22,32	0,372	2,248	1,876	1,867	1,495	1,198
2600	–4783	12,94	22,07	0,377	2,279	1,902	1,900	1,524	1,198
α = 1,0									
1600	–8635	10,25	26,69	0,312	1,934	1,623	1,579	1,267	1,192
1800	–8217	10,49	26,66	0,312	1,990	1,678	1,622	1,310	1,186
2000	–7736	10,75	26,56	0,313	2,036	1,723	1,661	1,348	1,182
2200	–7138	11,03	26,32	0,316	2,074	1,759	1,698	1,382	1,180
2400	–6318	11,39	25,82	0,322	2,104	1,782	1,733	1,411	1,181
2600	–5188	11,84	24,99	0,333	2,127	1,794	1,765	1,432	1,185
α = 1,2									
1600	–7251	10,07	27,31	0,304	1,826	1,522	1,504	1,199	1,200
1800	–6871	10,29	27,30	0,304	1,876	1,572	1,543	1,238	1,194
2000	–6458	10,51	27,26	0,305	1,919	1,614	1,578	1,274	1,189
2200	–5972	10,74	27,14	0,306	1,955	1,648	1,612	1,306	1,186
2400	–5315	11,02	26,80	0,310	1,984	1,674	1,643	1,333	1,185
2600	–4365	11,40	26,10	0,19	2,006	1,688	1,673	1,354	1,189
α = 1,4									
1600	–6201	9,894	27,80	0,299	1,745	1,446	1,447	1,148	1,207
1800	–5837	10,11	27,79	0,299	1,790	1,491	1,443	1,184	1,201

Окончание табл. 10.14

$T_{п.с}$, К	H, кДж/кг	S, кДж/(кг · К)	M	R_0, кДж/(кг · К)	c_p, кДж/(кг · К)	c_v, кДж/(кг · К)	c_{pm}, кДж/(кг · К)	c_{vm}, кДж/(кг · К)	$k=c_p/c_v$
2000	–5443	10,32	27,75	0,300	1,829	1,530	1,516	1,216	1,196
2200	–4989	10,53	27,64	0,301	1,863	1,562	1,547	1,246	1,193
2400	–4392	10,79	27,35	0,304	1,890	1,586	1,576	1,272	1,192
2600	–3548	11,13	26,74	0,311	1,912	1,602	1,604	1,293	1,194
				$\alpha = 1{,}8$					
1600	–4716	9,623	28,52	0,292	1,629	1,338	1,387	1,075	1,218
1800	–4376	9,823	28,51	0,292	1,669	1,337	1,398	1,107	1,212
2000	–4010	10,02	28,47	0,292	1,703	1,411	1,428	1,136	1,207
2200	–3054	10,45	28,11	0,296	1,758	1,462	1,481	1,185	1,202
2600	–2319	10,74	27,59	0,301	1,779	1,477	1,505	1,204	1,204

* Условные обозначения см. в табл. 10.12.

Таблица 10.15. **Зависимость термодинамических свойств продуктов сгорания* смеси $CH_4 + O_2 + N_2$ от их температуры $T_{п.с}$, при нескольких значениях коэффициента избытка окислителя α (p = 2,94 МПа; $\Psi_v = O_2/(N_2 + O_2) = 0{,}98$) [10.2]**

$T_{п.с}$, К	H, кДж/кг	S, кДж/(кг · К)	M	R_0, кДж/(кг · К)	c_p, кДж/(кг · К)	c_v, кДж/(кг · К)	c_{pm}, кДж/(кг · К)	c_{vm}, кДж/(кг · К)	$k=c_p/c_v$
				$\alpha = 0{,}6$					
1600	–5731	11,98	18,23	0,456	2,283	1,827	1,956	1,500	1,250
1800	–5250	12,27	18,23	0,456	2,339	1,883	1,992	1,536	1,242
2000	–4763	12,52	18,23	0,456	2,389	1,933	2,026	1,570	1,236
2200	–6752	12,98	18,21	0,457	2,741	2,015	2,091	1,634	1,227
2400	–6752	12,98	18,21	0,457	2,471	2,0215	2,091	1,634	1,227
2600	–3210	13,20	18,18	0,457	2,505	2,048	2,121	1,664	1,223
				$\alpha = 0{,}8$					
1600	–7437	10,42	22,47	0,370	2,068	1,698	1,725	1,355	1,218
1800	–7004	10,68	22,47	0,370	2,123	1,753	1,763	1,393	1,211
2000	–6563	10,991	22,47	0,370	2,171	1,801	1,799	1,429	1,205
2200	–6115	11,12	22,47	0,370	2,213	1,843	1,834	1,464	1,201
2400	–5646	11,33	22,45	0,370	2,248	1,878	1,866	1,495	1,197
2600	–5147	11,53	22,41	0,371	2,279	1,909	1,896	1,325	1,194
				$\alpha = 1{,}0$					
1600	–8640	9,184	26,70	0,311	1,935	1,623	1,579	1,267	1,192
1800	–8239	9,420	26,69	0,312	1,990	1,678	1,621	1,310	1,186

Окончание табл. 10.15

$T_{п.с}$, К	H, кДж/кг	S, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$	M	R_0, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$	c_p, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$	c_v, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$	c_{pm}, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$	c_{vm}, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$	$k = c_p/c_v$
2000	–7811	9,645	26,65	0,312	2,037	1,725	1,661	1,349	1,181
2200	–7339	9,869	26,58	0,303	2,077	1,764	1,697	1,384	1,177
2400	–6791	10,11	26,41	0,315	2,110	1,795	1,731	1,416	1,175
2600	–6136	10,37	26,13	0,318	2,137	1,818	1,761	1,443	1,175
$\alpha = 1{,}2$									
1600	–7253	9,031	27,32	0,304	1,826	1,522	1,504	1,199	1,200
1800	–6878	9,251	27,31	0,304	1,876	1,572	1,543	1,238	1,194
2000	–6487	9,457	27,30	0,305	1,919	1,615	1,578	1,274	1,189
2200	–6072	9,655	27,27	0,305	1,956	1,651	1,611	1,306	1,185
2400	–5611	9,855	27,18	0,306	1,987	1,681	1,642	1,336	1,182
2600	–5073	10,070	27,10	0,308	2,013	1,705	1,670	1,362	1,181
$\alpha = 1{,}4$									
1600	–6202	8,876	27,80	0,299	1,475	1,446	1,447	1,148	1,207
1800	–5844	9,086	27,80	0,299	1,790	1,491	1,483	1,1874	1,201
2000	–5471	9,283	27,79	0,299	1,830	1,530	1,516	1,316	1,196
2200	–5074	9,472	27,76	0,300	1,863	1,564	1,546	1,247	1,192
2400	–4639	9,661	27,68	0,300	1,892	1,592	1,574	1,274	1,189
2600	–4140	9,861	27,53	0,302	1,917	1,615	1,600	1,298	1,187
$\alpha = 1{,}8$									
1600	–4717	8,630	28,52	0,292	1,629	1,338	1,367	1,075	1,218
1800	–4383	8,827	28,52	0,292	1,669	1,377	1,398	1,107	1,212

* Условные обозначения см. в табл. 10.12.

SUMMARY

Bakulin V.N., Breshchenko E.M., Dubovkin N.F., Favorsky O.N.

GAS FUELS AND THEIR COMPONENTS. PROPERTIES, RECEPTION, APPLICATION, ECOLOGY.

Characteristics of natural and oil gases, gas hydrocarbon fuels are resulted. Thermophysical, acoustic, optical, electric, transport (portable), thermochemical, operational properties and ecological characteristics of individual hydrocarbons C_1- C_{10} and fuels on their basis are considered. Detailed data about characteristics of burning and ignition are presented. Experience and prospects of gas fuels use in some branches of industry are given, also that requirments to them.

The hand-book is intended for specialists of aviation, automobile, railway and water transport and also services of storage and transportation of the gas fuels. It can be useful for specialists of the chemical, petrochemical and gas industries, workers of an agricultural industry and communal-general services, heat-power engineers and workers of other branches of a national economy, and also students and post-graduate students of transport, technological and power specialities of technical colleges.

The Reviewer: corresponding member of NAS of the Ukraine, Dr.Sci.Tech., professor A.F.Aksenov.

CONTENTS

Introduction 7

Legend 10

Chapter 1. **General characteristics of natural and petroleum gases. Gas fuels** 12

1.1. Main trends of gas and gas fuel consumption 12

1.2. Composition of natural and petroleum gases. The other types of fuel gases 14

1.3. Properties of main hydrocarbon components 17

1.4. Properties of main non-hydrocarbon components 20

1.5. Properties of hydrocarbons used to improve operational characteristics of petrol 27

1.6. Humidity content of hydrocarbons and gas fuels 29

1.7. Gas hydrates 34

1.8. Solute gases 41

Literature to chapter 1 44

Chapter 2. **Preparation and treatment technology of natural and petroleum gases. Gas fuels production** 48

2.1. Preparation and treatment technology of natural and petroleum gases 48

2.2. Production of compressed natural gas 53

2.3. Production of liquefied natural gas 54

2.4. Production of motor fuel from petroleum gas 57

2.5. Production of light gasoline from gas 61

Literature to chapter 2 62

Chapter 3. **Prospects and application experience of gas fuels. Requirements to gas fuels and odorants** 64

3.1. Prospects and application experience of gas fuels 64

3.1.1. Fuels produced from natural gas 64

3.1.2. Fuels produced from petroleum gas 70

3.2. Comparative technical and economical assessment of compressed and liquefied natural gas 72

3.3. Requirements to gas fuels 73

3.4. Requirements to gas fuel odorants 76

3.5. Methods, measures and control order for gas fuels 78

Literature to chapter 3 84

Chapter 4. **Phase conditions. Phase transfer temperatures. Critical parameters. Thermal coefficients** 87

4.1. Phase conditions diagrams 87

4.2. Phase transfer temperatures 93

4.2.1. Points of melting, crystallization, solidification 93

4.2.2. Boiling point 95

4.2.3. Dew point 97

4.3. Critical parameters 99

4.3.1. Critical temperature 100

4.3.2. Critical pressure 103

4.3.3. Critical density 106

4.4. Thermal coefficients 109

4.4.1. Compressibility factor 109

4.4.2. Critical compressibility factor. Riedel's parameter 111

4.4.3.Extension thermal coefficient 112

4.4.4.Isotermic compressibility coefficient 114

4.4.5.Adiabatic compressibility coefficient 115

4.4.6.Isochoric pressure coefficient. Compressibility rate 115

Literature to chapter 4 116

Chapter 5. **Heat physical properties of fuels and their components** 118

5.1.Pressure of saturated steams 118

5.2.Density 126

5.3.Viscosity 139

5.4.Heat conductivity 147

5.5.Diffusion 154

5.6.Surface tension 161

5.7.Acoustic speed 165

5.8.Optical properties 170

5.9.Electrical properties 174

5.10. Magnetic properties 180

Literature to chapter 5 181

Chapter 6. **Heat engineering properties** 187

6.1.Combustion heat 187

6.2.Heating efficiency 193

6.3.Heats of melting and evaporation 193

6.4.Heat capacity. Adiabatic indicator 197

6.5.Cold resource 204

Literature to chapter 6 208

Chapter 7. **Combustion properties** 210

7.1. Stoichiometric coefficient 210

7.2. Combustion production 211

7.3. Normal speed of flame spread 213

7.4. Concentration limits of flame spread 226

7.5. Temperature limits of flame spread 236

7.6. Energy required for ignition 239

7.7. Temperature and delay period of autoignition 247

7.8. Explosion pressure in closed volume. Rate of burnout 252

Literature to chapter 7 252

Chapter 8. **Operational properties of gas fuels** 258

8.1. Fuel pumpability in fuel system 258

8.2. Thermal oxidative stability 261

8.3. Antideterioration properties 262

8.4. Detonation properties and efficiency of fuel in motors 264

8.5. Fuming and radiation of combustion products 270

8.6. Fuel inclination to carbon deposit 276

8.7. Corrodingaggressiveness of fuels 279

8.8. Safety regulation requirements for the storage, transportation and process operations with gas fuels 281

Literature to chapter 8 289

Chapter 9. **Ecology of fuels recovered from natural and petroleum gases** 292

9.1. Transport ecology issue 292

9.2. Normalization of discharge and waste 296

9.3. Toxicity of individual hydrocarbons 301

9.4. Toxicity of fuels recovered from natural and petroleum gases 305

9.5. Toxicity of additives to fuel components 307

9.6. Toxicity of combustive products 310

9.7. Environment supervision 316

9.7.1. Determination methods of facility sanitary protective zone 316

9.7.2. Supervision methods for ambient air conditions 316

9.7.3. Sewage waters supervision methods 317

9.8. First aid in case of intoxication. Measures of individual protection 318

Literature to chapter 9 319

Chapter 10. **Contents, temperature and properties of combustion products** 322

10.1. Contents of combustion products 322

10.2. Temperature of combustion products 323

10.3. Thermodynamic properties of combustion products 324

10.4. Corrossiveness of combustion products 326

Literature to chapter 10 329

Appendix. Tables to chapters 1 – 10 330

Summary 604

Contents 605

About authors 610

Now, V.N. Bakulin is the Deputy Director on Science of Institute of Applied Mathematics and Mechanics of MSTU, leading staff scientist and group science leader of Science-Educational Union of Moscow Aviation Institute (MAI) and the Institute of Applied Mechanics of RAS (IAM RAS).

V.N. Bakulin has published more than 300 scientific publications, 9 monographs (one of them was published in English). His scientific interests in the last years include also the problems of calculation of energy-release, radiation transfer, heat and mechanical behavior under intensive interactions of heterogeneous materials of constructions with active environments and concentrated energy flows; to the physics-chemical processes in nonequilibrium gases; processes of burning; to creation of software of synthesis and analysis of computer models of (photo-) chemically active gases for aerospace researches; energy transformations; to research of thermo-physical properties of fuels and products of burning; atmosphere ecology; to estimation of influence of carrier rocket jet flows to stratosphere ozone space-time dynamics with the purpose to determine environment damage; to control of stability supplement of complex technical system, etc. The results of scientific researches of V.N. Bakulin were included into reports of Presidium of RAS as scientific achievements and awarded by honor diploma of Presidium of the Academy of Sciences and Komsomol Prize.

Included into organizing committees of science-technical conferences, was the leader and Deputy Chairman of organizing committees of conferences including international.

V.N. Bakulin was and now is the principal and main researcher of projects supported by the Russian Foundation of Basic Research and Ministry of Education and Science of RF.

Email: vbak@yandex.ru

Справочное издание

Бакулин Владимир Николаевич
Брещенко Евгений Максимович
Дубовкин Николай Филиппович
Фаворский Олег Николаевич

ГАЗОВЫЕ ТОПЛИВА И ИХ КОМПОНЕНТЫ. СВОЙСТВА, ПОЛУЧЕНИЕ, ПРИМЕНЕНИЕ, ЭКОЛОГИЯ

СПРАВОЧНИК

Редактор *Л.А. Решмина*
Технический редактор *Т.А. Дворецкова*
Корректоры *Р.М. Ваничкина, В.В. Сомова*
Компьютерная верстка *Л.В. Софейчук*

Подписано в печать с оригинала-макета 15.12.08 Формат 60×90/16
Бумага офсетная Гарнитура Таймс Печать офсетная
Усл. печ. л. 37,75 Уч.-изд.л. 56,7
Тираж 1000 экз. Заказ № 1422 С-026

ЗАО «Издательский дом МЭИ», 111250, Москва, ул. Красноказарменная, д. 14,
тел/факс: (495) 361-1681, адрес в Интернет: http://www.mpei-publishers.ru,
электронная почта: publish@mpei.ru, publish@mpei-publishers.ru

Отпечатано в ППП «Типография «Наука», 121099, Москва, Шубинский пер., д. 6