
НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Дж. Ли
Р. А. ВАТТЕНБАРГЕР

ИНЖИНИРИНГ ГАЗОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ



Оглавление

От редакционного совета серии	xix
Введение	xxi
Благодарности	xxiii
ГЛАВА 1. Свойства природных газов	1
1.1. Введение	1
1.2. Обзор определений и фундаментальных принципов	1
1.2.1. Моли и мольные доли	1
1.2.2. Уравнение состояния для идеального газа	2
1.2.3. Молярный объем	2
1.2.4. Уравнение состояния для реального газа	3
1.2.5. Принцип соответственных состояний	3
1.3. Свойства природных газов	4
1.3.1. Кажущаяся молекулярная масса газовой смеси	4
1.3.2. Удельная плотность газа	6
1.4. Расчет псевдокритических свойств газа	6
1.4.1. Оценка псевдокритических свойств газовой смеси известного состава (условия смесимости по Стюарту)	7
1.4.2. Расчет псевдокритических свойств газовой смеси неизвестного состава с помощью зависимостей Саттона	15
1.4.3. Корректировка псевдокритических свойств с учетом сероводорода и углекислого газа	18
1.4.4. Введение поправок в значения псевдокритических свойств на присутствие азота и водяных паров	20
1.4.5. Расчет псевдокритических свойств конденсатного газа и пластовых газоконденсатных жидкостей: анализ рекомбинированных проб	22
1.4.6. Расчет удельной плотности пластового газа	25
1.4.7. Методика расчета псевдокритических свойств газа	33
1.5. Корреляционная зависимость Дранчука и Абу-Кассема [16] для определения z -фактора	34
1.6. Объемный коэффициент пластового газа	37
1.7. Плотность газа	38
1.8. Сжимаемость газа	39
1.9. Вязкость газа	41

1.10.	Свойства пластовой нефти	43
1.10.1.	Объемный коэффициент пластовой нефти	43
1.10.2.	Давление насыщения и газовый фактор пластовой нефти	45
1.10.3.	Сжимаемость нефти	48
1.10.4.	Вязкость нефти	50
1.11.	Свойства пластовой воды	55
1.11.1.	Объемный коэффициент пластовой воды	55
1.11.2.	Газовый фактор пластовой воды	58
1.11.3.	Сжимаемость воды	61
1.11.4.	Вязкость воды	67
1.12.	Содержание водяного пара в газе	69
1.13.	Газогидраты	73
1.14.	Корреляции для расчета сжимаемости порового объема	78
1.15.	Коэффициент турбулентности и коэффициент нелинейности газового потока	79
1.16.	Заключение	82
ГЛАВА 2.	Основы движения газа в трубах	95
2.1.	Введение	95
2.2.	Система, теплота, работа и энергия	95
2.2.1.	Система	96
2.2.2.	Теплота	97
2.2.3.	Работа	98
2.2.4.	Энергия	99
2.3.	Первый закон термодинамики	100
2.3.1.	Закрытая система	101
2.3.2.	Открытая система	102
2.4.	Закон сохранения механической энергии	104
2.5.	Потери энергии на трение	105
2.6.	Уравнение Бернулли	106
ГЛАВА 3.	Измерение расхода газа	111
3.1.	Введение	111
3.2.	Диафрагменные расходомеры	111
3.2.1.	Коэффициенты уравнения течения через диафрагму	115
3.3.	Использование диафрагменного расходомера	119
3.4.	Измеритель критического течения	139
3.5.	Штуцер	142
3.6.	Трубка Пито	143

ГЛАВА 4. Поток газа в стволе скважины	149
4.1. Введение	149
4.2. Расчеты забойного давления в скважинах, добывающих сухой газ .	149
4.2.1. Методы расчета статического забойного давления	150
4.2.2. Давление на забое фонтанирующей скважины	158
4.3. Влияние жидкостей на расчет давления на забое фонтанирующей скважины	171
4.3.1. Корреляционные зависимости для вертикального двухфазного потока	171
4.3.2. Кривые распределения давления по поперечному сечению восходящего потока газа	188
4.4. Оценка динамики продуктивности газовых скважин	189
4.4.1. Испытание на продуктивность методом установившихся отборов (методом индикаторных кривых)	192
4.4.2. Индикаторные кривые для газовых скважин	193
4.4.3. Индикаторные кривые отбора газа	196
4.4.4. Индикаторные кривые для НКТ	196
4.5. Прогнозирование эксплуатационных характеристик газовой скважины	199
4.6. Заключение	203
ГЛАВА 5. Основные положения фильтрации флюидов в пористых средах	215
5.1. Введение	215
5.2. Модель идеального пласта-коллектора	215
5.2.1. Уравнение пьезопроводности для фильтрации слабосжимаемых флюидов	216
5.2.2. Уравнение пьезопроводности для потока сжимаемых флюидов	221
5.2.3. Уравнение пьезопроводности для многофазного потока	227
5.2.4. Безразмерные формы уравнения пьезопроводности	235
5.3. Решения уравнения пьезопроводности	244
5.3.1. Ограниченный цилиндрический участок продуктивного пласта	244
5.3.2. Бесконечный продуктивный пласт цилиндрической формы, вскрытый скважиной, являющейся линейным источником .	245
5.3.3. Ограниченный цилиндрический пласт, псевдоустановившийся поток	251
5.3.4. Уравнения потока для обобщенной конфигурации продуктивного пласта	254
5.3.5. Радиальный поток в бесконечном продуктивном пласте с учетом влияния ствола скважины	259
5.3.6. Линейный поток в бесконечном продуктивном пласте	265

5.4.	Радиус влияния скважины	266
5.5.	Принцип суперпозиции	272
5.6.	Аппроксимация Хорнера	277
5.7.	Решение Ван Эвердингена–Херста для уравнения пьезопроводности	279
5.7.1.	Добыча с постоянным дебитом	279
5.7.2.	Добыча при постоянном забойном давлении	284
5.8.	Заключение	287
ГЛАВА 6. Исследование газовых скважин на неустановившихся режи-		
мах притока 305		
6.1.	Введение	305
6.2.	Типы и цели исследований газовых скважин на неустановившихся режимах притока	305
6.3.	Модель однородного коллектора — слабосжимаемые жидкости	306
6.3.1.	Анализ испытаний на приток с постоянным дебитом	306
6.3.2.	Анализ данных исследования с помощью КВД	308
6.4.	Трудности, встречающиеся в ходе реальных исследований	310
6.4.1.	Концепция радиуса влияния скважины	310
6.4.2.	Периоды притока в ходе испытаний	312
6.4.3.	Эффект влияния ствола скважины	313
6.4.4.	Анализ повреждения призабойной зоны пласта и результатов интенсификации притока	314
6.5.	Основные положения гидродинамических испытаний газовых скважин	316
6.5.1.	Переменные псевдадавления и псевдовремени	316
6.5.2.	Переменные давления и времени	319
6.5.3.	Переменные квадрата давления и времени	319
6.5.4.	Обобщение информации о рабочих уравнениях для анализа исследований газовых скважин	320
6.6.	Турбулентный поток	320
6.7.	Анализ испытаний газовых скважин на приток	324
6.7.1.	Испытания газовых скважин на приток с постоянным дебитом	324
6.7.2.	Испытания скважины на приток газа с пошаговыми изменениями дебита	325
6.7.3.	Испытания газовых скважин на приток с плавным изменением дебита	329
6.7.4.	Испытание скважины в условиях турбулентного потока газа	333
6.7.5.	Испытания газовых скважин на приток в ограниченных продуктивных пластах	343
6.8.	Анализ КВД в газовых скважинах	344
6.8.1.	Анализ КВД при постоянном дебите в период, предшествующий остановке скважины	344

6.8.2.	Анализ КВД при пошаговом изменении дебита в период перед остановкой скважины	345
6.8.3.	Анализ КВД в ходе эксплуатации при постоянном давлении в период перед закрытием скважины	349
6.8.4.	Определение давления, усредненного по площади дренирования, для газовых скважин	350
6.9.	Анализ типовых кривых	359
6.9.1.	Построение типовых кривых	359
6.9.2.	Применение типовых кривых: модель однородного коллектора, решение для слабосжимаемых жидкостей	361
6.9.3.	Анализ испытаний газовых скважин с помощью типовых кривых	366
6.9.4.	Анализ типовых кривых с помощью производных давления: модель однородного пласта, слабосжимаемая жидкость	373
6.9.5.	Анализ испытаний газовых скважин с помощью типовых кривых производных	375
6.10.	Газовые скважины после гидроразрыва	379
6.10.1.	Типы притоков в скважину, в которой проведен гидроразрыв пласта (скважину с ГРП)	380
6.10.2.	Специализированные методы анализа исследований скважин после проведения гидроразрыва пласта	384
6.10.3.	Анализ исследования скважины после гидроразрыва с использованием типовых кривых	388
6.10.4.	Влияние образования трещиноватости и повреждения пород	411
6.11.	Коллекторы с естественной трещиноватостью	412
6.11.1.	Модели коллекторов с естественной трещиноватостью	414
6.11.2.	Модель псевдоустановившегося режима потока в матрице	416
6.11.3.	Модель нестационарного потока в матрице	422
6.12.	Идентификация модели продуктивного пласта с помощью характерного поведения давления	434
6.12.1.	Методика идентификации типа коллектора	436
6.13.	Заключение	437
ГЛАВА 7.	Изучение продуктивности газовых скважин	461
7.1.	Введение	461
7.2.	Типы и задачи исследований на продуктивность	461
7.3.	Теория анализа исследования на продуктивность	462
7.3.1.	Теоретические уравнения исследования на продуктивность	463
7.3.2.	Эмпирические уравнения продуктивности	469
7.4.	Длительность периода стабилизации притока	470
7.5.	Анализ исследований на продуктивность	473
7.5.1.	Исследование газовой скважины на различных режимах работы	473

7.5.2.	Метод исследования на одиночном режиме	483
7.5.3.	Изохронный метод исследования газовых скважин	485
7.5.4.	Модифицированный изохронный метод исследования газовых скважин	496
7.6.	Заключение	522
ГЛАВА 8.	Проектирование и проведение испытаний газовых скважин	531
8.1.	Введение	531
8.2.	Виды и цели испытаний скважин	531
8.2.1.	Гидродинамические исследования скважин (ГДИС)	531
8.2.2.	Испытания на продуктивность	533
8.3.	Основные соображения в ходе планирования исследований	536
8.3.1.	Тип и статус скважины	536
8.3.2.	Влияние свойств коллектора на уровень добычи	539
8.3.3.	Учет требований техники безопасности и охраны окружающей среды	542
8.4.	Проектирование гидродинамических исследований скважин	543
8.4.1.	Определение свойств пород коллектора до проведения испытания скважины	543
8.4.2.	Выбор продолжительности испытания	549
8.4.3.	Радиус влияния	554
8.4.4.	Правила выбора дебита	555
8.4.5.	Основные действия в ходе проектирования испытания одиночной скважины	558
8.4.6.	Основные принципы проектирования исследований с участием нескольких скважин	569
8.5.	Проектирование испытания на продуктивность	579
8.5.1.	Время стабилизации	579
8.5.2.	Определение продолжительности исследования на продуктивность	582
8.5.3.	Требования к выбору дебита	583
8.5.4.	Выбор исследования на продуктивность	584
8.5.5.	Основные действия в ходе проектирования исследования на продуктивность	585
8.6.	Заключение	589
ГЛАВА 9.	Анализ эксплуатации газовых скважин по кривым падения добычи	601
9.1.	Введение	601
9.2.	Введение в анализ с помощью кривых падения добычи	601
9.3.	Стандартные методики анализа	602
9.3.1.	Экспоненциальный тип кривой падения добычи	605
9.3.2.	Гармонический тип кривой падения добычи	607

9.3.3. Гиперболический тип кривой падения добычи	608
9.4. Типовые кривые для разных типов падения добычи	617
9.4.1. Типовые кривые падения добычи по Фетковичу	617
9.4.2. Типовая кривая падения добычи Картера	627
9.4.3. Ограничения при применении типовых кривых падения до- бычи	635
9.5. Заключение	636
ГЛАВА 10. Оценка запасов газа объемным методом и методом матери- ального баланса	649
10.1. Введение	649
10.2. Объемные методы подсчета запасов	649
10.2.1. Газосодержащие коллекторы с упругим режимом	650
10.2.2. Залежь сухого газа, связанная с водоносным горизонтом (аквифером)	654
10.2.3. Залежи жирного и конденсатного газов, разрабатывае- мые на упругом режиме	658
10.3. Подсчет запасов газа по методу материального баланса	663
10.3.1. Залежи сухого газа с упругим режимом	664
10.3.2. Залежи сухого газа с режимом подпора воды	668
10.3.3. Газовые залежи с упругим режимом и геостатическим дав- лением	694
10.3.4. Газоконденсатные залежи с упругим режимом	703
10.4. Заключение	712
ГЛАВА 11. Построение моделей продуктивных пластов	725
11.1. Введение	725
11.2. Конечно-разностный подход к решению одномерного уравнения пьезопроводности	726
11.2.1. Теоретические положения, ряд Тейлора	727
11.2.2. Начальные условия	730
11.2.3. Граничные условия	730
11.2.4. Решение уравнения через давление — решение матричным способом	730
11.2.5. Традиционное решение с помощью алгоритма Томаса	732
11.3. Проверка точности решения	734
11.4. Блочный подход к решению конечно-разностных уравнений	738
11.5. Модель притока реального газа в координатах (x, y)	742
11.5.1. Решение конечно-разностного уравнения для двухмерной системы	744
11.5.2. Начальные условия	745
11.5.3. Граничные условия	745
11.5.4. Неоднородности, анизотропия и неравномерные сетки	745

11.5.5. Влияние силы тяжести	746
11.5.6. Гидродинамическое давление в стволе скважины p_{wf}	747
11.6. Решение уравнений	748
11.6.1. Итеративные матричные методы для двухмерных задач	748
11.6.2. Решение проблем, связанных с нелинейностью	751
11.7. Модель одиночной скважины для случая притока реального газа, построенная в координатах (r, z)	751
11.7.1. Шаг сетки	752
11.7.2. Дискретность временных шагов	754
11.7.3. Показатель дебита скважины и объем порового пространства	754
11.8. Программа GASSIM	755
11.9. Соответствие модели реальным историческим данным	760
11.9.1. Сравнение величин давления, предсказанных моделью за- лежи, с реальными данными восстановления пластового давления	762
11.9.2. Моделирование динамики изменения давления	764
11.10. Прогноз динамики работы скважин	772
Приложение А. Уравнение состояния Дранчука и Абу-Кассема для определения z-фактора газа	779
Приложение В. Интегральные значения для метода Поэтмана для определения статического давления на забое скважины	781
Приложение С. Факторы формы для различных площадей дренирова- ния, разрабатываемых одиночными скважинами	787
Приложение Д. Значения экспоненциального интеграла $-Ei(-x)$	791
Приложение Е. Решения Ван Эвердингена–Херста для уравнения пье- зопроводности	793
Приложение Ф. Определение производных давления	813
Приложение Г. Таблицы для записи данных исследования скважины и идентификации продуктивного пласта	815
Приложение Н. Анализ исследований на продуктивность с использо- ванием методик на основе квадрата давления	833
Н.1. Анализ с помощью метода установившихся отборов	833
Н.2. Исследование скважины на одиночном режиме	837
Н.3. Анализ изохронных испытаний	837

Н.4. Проведение испытаний с помощью модифицированного изохронного метода с использованием установившейся точки режима притока	843
Н.5. Проведение испытания модифицированным изохронным методом без использования дополнительной точки на установившемся режиме притока	848
Приложение I. Рабочие таблицы для проектирования испытания скважины	857
Приложение J. Корреляционные зависимости для определения остаточной газонасыщенности в газовых залежах с активным аквифером	863
Приложение K. Применение компьютерной программы GASSIM для построения двухмерных моделей газовых залежей	865
Предметный указатель	895

ВВЕДЕНИЕ

Важность производства природного газа для экономики США неуклонно возрастает, и прибыль в пересчете на одну скважину в газовой промышленности уже превышает аналогичный показатель в нефтяной. Поскольку упомянутая тенденция несомненно распространится по всему миру, авторы считают необходимым акцентировать важность курсов по изучению процессов разработки газовых месторождений для студентов университетов и разработать учебники для указанной дисциплины. Данная книга также служит введением в газодобывающую промышленность для выпускников ВУЗов и практикующих инженеров.

Многие технологические аспекты работы нефтяных и газовых скважин совпадают, но тем не менее имеются и существенные различия. Крайне важно изучить данные различия и иметь твердые знания о том, как выявлять и использовать их. В книге приведены применяемые на практике уравнения и методы, при этом подчеркнуты фундаментальные понятия, лежащие в их основе. Авторы не делали попытки представить полный обзор всех наиболее известных решений всех проблем, существующих в данной отрасли. Многие проблемы (и, соответственно, их решения) вообще не взяты в рассмотрение. Вместо этого особое внимание было уделено рассмотрению фундаментальных положений, при этом авторы выражают надежду, что в результате их работы литература по вопросам разработки газовых месторождений станет доступнее, как в настоящее время, так и в будущем. Если читатель не найдет какую-либо интересующую его тему в тексте или оглавлении, то это означает лишь, что данная тема не попала в составленный авторами довольно короткий список основополагающих понятий, являющихся ключевыми для подобной литературы.

Предлагаемая вам книга написана в период, когда нефтегазодобывающая отрасль испытывает серьезные изменения в плане применения компьютеризированных методов вычислений. Большая часть расчетов, требующихся для решения практических задач, совершается с применением компьютеров, а также коммерческого программного обеспечения или таблиц, составленных инженерами и их помощниками. Хотя этот современный тренд несомненно приносит пользу в плане повышения продуктивности, он создает эффект «черного ящика». Путем обсуждения фундаментальных понятий, акцентирования внимания на допущениях и ограничениях методов, а также с помощью демонстрации полностью работающих примеров авторы попытались сделать этот «ящик» более прозрачным. Тем не менее, в нескольких случаях авторы поддержали тенденцию компьютеризации, представив и рекомендовав методики вычислений, которые требуют слиш-

ком больших затрат времени, если их проводить вручную. Понятно, что нашей целью здесь было показать, как данные сложные методы могут быть внедрены путем использования таблиц или других компьютерных программ. По мнению авторов, такой подход дает лучшие результаты, чем рассмотрение только простых (и, тем самым, более приближенных) методик, для которых вполне достаточно использовать ручной калькулятор.

Коммерческие компьютерные программы меняются так стремительно и, во многих случаях, настолько узкоспециализированы для нужд конкретного разработчика, что проиллюстрировать применение ведущих или наиболее популярных программ для требуемого случая не представляется возможным. Соответственно, здесь были представлены методы вычисления, имеющие более общий характер, которые могут быть найдены в похожем виде практически в любом коммерческом программном обеспечении, существующем на момент написания данной книги.

ГЛАВА 1

СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

1.1. Введение

В данной главе рассматриваются методы оценки свойств пластовых флюидов, используемые при расчетах параметров разработки газовых залежей. Наиболее точным методом определения физических и химических свойств для пробы пластового флюида является проведение лабораторных анализов; при отсутствии лабораторных данных свойства флюидов можно оценить с помощью корреляционных зависимостей. В данной главе дается описание зависимостей, используемых для оценки свойств природных газов, а также жидких углеводородов и пластовой воды. Представленные зависимости являются достаточно точными, последовательными и простыми при проведении анализа вручную или с помощью компьютерных программ. Также показаны зависимости для расчета сжимаемости порового объема и коэффициента отклонения от закона Дарси для турбулентного потока, который обычно присутствует в газовых скважинах.

1.2. Обзор определений и фундаментальных принципов

Прежде чем приступить к описанию расчетов и зависимостей для определения свойств флюидов, рассмотрим некоторые определения и фундаментальные принципы, необходимые для понимания природы свойств флюидов и их оценки на основе математических зависимостей. В главе дается понятие о мольных долях, молярном объеме, поведении идеального и реального газов, а также описывается принцип соответственных состояний. Данные фундаментальные понятия более подробно рассматриваются в работе Маккейна [1], где описывается исследование характеристик фазового поведения углеводородных газов и жидкостей.

1.2.1. Моли и мольные доли

Моль — это количество вещества, масса которого измеряется в граммах и эквивалентна его молекулярной массе. Например, 1 моль метана весит 16,043 г. Мольная доля компонента в смеси — это количество молей данного компонента, деленное на общее количество молей всех компонентов данной смеси. Для системы, состоящей из n -го количества компонентов, мольная доля рассчитывается

по уравнению

$$y_i = n_i / \sum_{j=1}^{n_c} n_j, \quad (1.1)$$

где y_i — мольная доля i -го компонента, n_i — количество молей i -го компонента, n_c — количество компонентов в системе.

1.2.2. Уравнение состояния для идеального газа

Рассмотрим поведение реальных газов. Сначала опишем некий гипотетический газ, называемый идеальным. Газ можно считать идеальным в том случае, если [1]:

- 1) объем молекул этого газа незначителен по сравнению с общим объемом газа;
- 2) между самими молекулами газа или между молекулами газа и стенками контейнера не существует сил притяжения или отталкивания;
- 3) все столкновения молекул являются абсолютно упругими, т. е. потеря внутренней энергии в результате столкновений отсутствует.

Уравнение, устанавливающее связь между объемом газа, давлением и температурой, называется уравнением состояния [1]. Уравнение состояния идеального газа было выведено на основе эмпирических наблюдений, показавших, что для определенной массы газа при постоянной температуре произведение давления на объем (pV) является постоянной величиной (закон Бойля–Мариотта) и что для определенной массы газа при постоянном давлении величина отношения объема к температуре (V/T) также является постоянной (закон Шарля). Скомбинировав законы Бойля–Мариотта и Шарля, получим уравнение состояния идеального газа:

$$pV = nRT, \quad (1.2)$$

где p — давление, Па, V — объем, м³, n — количество вещества газа, моль, R — универсальная газовая постоянная, равная 8,31 Дж/(моль · К), T — абсолютная температура, К. Обратите внимание, что единицы измерения и величина универсальной газовой постоянной изменяются в зависимости от единиц, принятых для других переменных в уравнении (1.2). Значения R в различных единицах измерения можно легко найти в литературе [1]. Уравнение (1.2) также может быть получено напрямую из кинетической теории газов [1].

1.2.3. Молярный объем

Понятие молярного объема (V_m) применяется для пересчета массы газа в объем в парообразном состоянии при стандартных давлении и температуре. Данное понятие предполагает, что при определенном наборе стандартных условий молярный объем постоянен и может быть использован для пересчета массы в объем или, если требуется при вычислениях, пересчета объема в массу при стандартных условиях.

Подставив определение молярного объема ($V_m = V/n$) в закон идеального газа, описываемого уравнением (1.2), получим:

$$V_m = RT_{sc}/p_{sc}. \quad (1.3)$$

В стандартных условиях ($T_{sc} = 15,56^\circ\text{C} = 273,15 + 15,56 \text{ K} = 288,71 \text{ K}$ и $p_{sc} = 1,01 \text{ бар} = 101\,000 \text{ Па}$) уравнение (1.3) принимает вид

$$V_m = \frac{(8,31 \text{ Дж}/(\text{моль} \cdot \text{K}))(288,71 \text{ K})}{(101\,000 \text{ Па})} = 0,0238 \text{ м}^3/\text{моль} = 23,8 \text{ л}/\text{моль}. \quad (1.4)$$

Величина молярного объема зависит от стандартных условий для давления и температуры, поэтому очень важно точно определить данные условия. Если не указано иначе, то стандартные условия, на которые мы будем ссылаться в нашей книге, означают, что $p_{sc} = 1,01 \text{ бар}$ и $T_{sc} = 15,56^\circ\text{C}$.

1.2.4. Уравнение состояния для реального газа

Уравнение состояния для реального газа устанавливает связь между давлением и объемом, что выводится из уравнения состояния для идеального газа путем ввода поправочного коэффициента, учитывающего поведение неидеального газа. Уравнение состояния для реального газа выглядит следующим образом:

$$pV = znRT, \quad (1.5)$$

где z — безразмерная величина, называемая « z -фактором», коэффициентом сверхсжимаемости или коэффициентом отклонения поведения реального газа от идеального. Ввод z -фактора в уравнение состояния (уравнение (1.2)) для идеального газа позволяет описать поведение реального газа. При определенном давлении и температуре любой газ ведет себя, как идеальный ($z = 1$). Значение данного коэффициента зависит от давления, температуры и состава газа и может быть измерено в лабораторных условиях для пробы пластового газа или (чаще всего) получено расчетным путем с использованием корреляционных зависимостей.

1.2.5. Принцип соответственных состояний

Некоторые свойства газа имеют одни и те же значения для схожих газов (например, для изотопов метана $i\text{-CH}_4$ и $n\text{-CH}_4$) при идентичных величинах приведенных давлений и температур [1]. Соответственно, приведенное давление и температура для чистых соединений определяются как

$$p_r = p/p_c \quad (1.6)$$

и

$$T_r = T/T_c. \quad (1.7)$$

Соответственно, псевдоприведенное давление и температура для смеси газов определяются как

$$p_{pr} = p/p_{pc} \quad (1.8)$$

и

$$T_{pr} = T/T_{pc}, \quad (1.9)$$

где p_c — критическое давление для чистого газа, Па, p_{pc} — псевдокритическое давление для газовой смеси, Па, T_c — критическая температура для чистого газа, К, и T_{pc} — псевдокритическая температура для газовой смеси, К.

Критической точкой (p_c, T_c) для чистого вещества являются давление и температура, при которых свойства жидкой и парообразной фаз становятся идентичными. При давлениях, превышающих p_c , жидкость и газ сосуществовать не могут, независимо от величины температуры. А при температурах выше T_c вещество не может быть сжижено, независимо от величины давления. Значения p_c и T_c для чистых веществ определяются экспериментальным способом. Когда речь идет о смесях, p_{pc} и T_{pc} рассчитываются на основе определенных условий смесимости или же на основе корреляционных зависимостей. Вычисленные таким образом значения p_{pc} и T_{pc} на самом деле не являются критическими, т. е. свойства жидкой и парообразной фаз *не будут* идентичными в точке (p_{pc}, T_{pc}).

Заключение о том, что определенные свойства газа, такие как z -фактор, должны быть примерно одинаковыми при заданных приведенных значениях температуры и давления для чистых и сходных по составу газов, составляет основу принципа соответственных состояний. На данном принципе базируется построение корреляционных зависимостей для z -факторов как для чистых газов, так и для газовых смесей.

1.3. Свойства природных газов

В таблице 1.1 приводятся значения ряда физических свойств чистых компонентов, присутствующих в природных газах [2, 3]. Данные свойства были определены при стандартных условиях $p_{sc} = 1,01325$ бар и $T_{sc} = 15,56$ °С и включают в себя молекулярную массу, критические давление и температуру, идеальную плотность и вязкость (только для компонентов легче пентана). Свойства чистых компонентов используются в расчетах, учитывающих условия смесимости, для получения псевдосвойств газовых смесей, включая кажущуюся молекулярную массу и удельную плотность газа по воздуху. В работах [2–4] более полно рассматриваются свойства природного газа и его примесей, получаемых при добыче.

1.3.1. Кажущаяся молекулярная масса газовой смеси

Поскольку газовая смесь состоит из молекул разного размера и молекулярной массы, она не имеет собственной молекулярной массы. Тем не менее, газовая

Таблица 1.1. Физические свойства газов при стандартных условиях (1,01325 бар, 15,56 °C)

Компонент смеси	Химическая формула	Молекулярная масса (г/моль)	Критическая температура (К)	Абсолютное критическое давление (бар)	Плотность жидкости* (кг/м ³)	Плотность газа (кг/м ³)	Вязкость газа (сП)
Водород	H ₂	2,109	32,98	12,9	71,0	0,09	0,00871
Гелий	He	4,003	5,19	2,3	125,0	0,17	0,01927
Вода	H ₂ O	18,015	647,14	220,6	998,6	—	~ 1,122
Оксид углерода	CO	28,013	126,2	34,0	808,7	1,18	0,01725
Азот	N ₂	28,010	132,92	35,0	788,7	1,18	0,01735
Кислород	O ₂	31,999	154,58	50,4	1 141,1	1,35	0,02006
Серо-водород	H ₂ S	34,08	373,53	90,0	800,7	1,44	0,01240
Углекислый газ	CO ₂	44,010	304,21	73,8	817,3	1,86	0,01439
Воздух	—	28,963	132,42	37,7	874,0	1,22	0,01790
Метан	CH ₄	16,043	190,56	45,9	299,7	0,68	0,01078
Этан	C ₂ H ₆	30,070	305,33	48,7	355,9	1,27	0,00901
Пропан	C ₃ H ₈	44,097	369,85	42,5	506,5	—	0,00788
Изобутан	C ₄ H ₁₀	58,123	407,85	36,4	562,4	—	0,00732
Н-бутан	C ₄ H ₁₀	58,123	425,16	38,0	583,5	—	0,00724
Изопентан	C ₅ H ₁₂	72,150	460,43	33,8	624,1	—	—
Н-пентан	C ₅ H ₁₂	72,150	469,71	33,7	630,5	—	—
Н-гексан	C ₆ H ₁₄	86,177	507,37	30,1	663,2	—	—
Н-гептан	C ₇ H ₁₆	100,204	540,21	27,4	687,6	—	—
Н-октан	C ₈ H ₁₈	114,231	568,83	24,9	706,3	—	—
Н-нонан	C ₉ H ₂₀	128,258	594,64	22,9	721,2	—	—
Н-декан	C ₁₀ H ₂₂	142,285	617,59	21,0	733,6	—	—

* Указанные значения плотности жидкостей верны для компонентов, способных существовать в жидком состоянии при стандартных условиях. Если нормальное состояние компонентов при стандартных условиях — газообразное, то указанные для них значения плотности жидкой фазы являются примерными.

смесь ведет себя так, как будто имеет определенную молекулярную массу. Измеренная молекулярная масса газовой смеси, состоящей из n_c -компонентов, называется кажущейся или мольной средней молекулярной массой и определяется по уравнению

$$M = \sum_{i=1}^{n_c} y_i M_i, \quad (1.10)$$

где M — кажущаяся молекулярная масса газовой смеси, г/моль, M_i — молекулярный вес i -го газового компонента, г/моль, y_i — мольная доля газовой фазы i -го компонента, доли ед.

1.3.2. Удельная плотность газа

Удельная плотность газа (γ_g) определяется как соотношение плотностей газа и сухого воздуха при условии, что обе величины замерены при одинаковых температуре и давлении:

$$\gamma_g = \rho_g / \rho_a, \quad (1.11)$$

где ρ_g — плотность газовой смеси, кг/м³, ρ_a — плотность воздуха, кг/м³.

В стандартных условиях (т. е. при давлении 1,01 бар и температуре 15,56 °С) и воздух, и природный газ достаточно точно можно моделировать с использованием закона идеального газа. Для данных условий на основе определения моля ($n = m/M$), плотности ($\rho = m/V$) и используя модель поведения газа и воздуха, описываемую уравнением состояния идеального газа, удельную плотность газовой смеси можно выразить следующим образом:

$$\gamma_g = (pM/RT)(pM_a/RT) = M/M_a, \quad (1.12)$$

где γ_g — удельная плотность газа по воздуху (плотность воздуха равна единице), M — кажущаяся молекулярная масса газа, г/моль, M_a — молекулярная масса воздуха, равная 28,9625 г/моль.

Хотя уравнение (1.12) было выведено с учетом ограничений идеального газа (и является точным для стандартных условий), в газовой промышленности его обычно применяют в качестве определения реальных газов и смесей реальных газов.

1.4. Расчет псевдокритических свойств газа

В данном разделе описываются два метода расчета псевдокритических давлений и температур для смеси углеводородных газов. Псевдокритические характеристики являются средством для корреляции физических свойств смесей на основе принципа соответственных состояний. Как уже говорилось выше, принцип соответственных состояний предполагает, что чистые, но сходные по свойствам газы характеризуются одинаковым коэффициентом отклонения газа от идеального газа (z -фактор) при одинаковых приведенных давлении и температуре. На основе принципа соответственных состояний были построены корреляционные зависимости для других физических свойств газов. Смесей химически однородных газов сравниваются между собой при использовании приведенных давлений и температур.

Первый метод определения условий смесимости был разработан Стюартом и др. [5]; он предполагает, что состав газа известен. Хотя метод требует большего количества расчетов, чем ранее разработанные методы (например, метод Кэя [6]), условия смесимости по Стюарту оказываются более точными. Второй метод, разработанный Саттоном [7], служит для оценки псевдокритических свойств для случаев, когда состав газа неизвестен. Метод Саттона требует значительно меньшего количества арифметических действий, чем расчет условий смесимости по Стюарту, и предпочтителен в случаях, когда скорость расчета важнее

максимально возможной точности. Несмотря на то, что данный метод учитывает только удельную плотность газа, а не детальный состав углеводородов, метод Саттона является более точным, чем условия смесимости по Кэю.

Кроме того, в данном разделе рассматриваются корреляционные зависимости, позволяющие скорректировать псевдокритические давление и температуру с учетом наличия примесей, как правило, присутствующих в добываемом природном газе, например, сероводорода (H_2S), углекислого газа (CO_2), азота и водяных паров. Кроме того, будет продемонстрирована техника расчетов удельной плотности газа для жирных (конденсатных) газов и газоконденсатных жидкостей. Значения удельной плотности газа могут затем использоваться для количественной оценки псевдокритических свойств по методу Саттона.

1.4.1. Оценка псевдокритических свойств газовой смеси известного состава (условия смесимости по Стюарту)

Сравнив 21 характеристику различных условий смесимости, Стюарт [5] сделал вывод о том, что наилучший метод описывается уравнениями (1.19)–(1.24). Соответствующие условия смесимости позволяют получить наиболее согласующиеся результаты при использовании простых кубических условий смесимости в случаях, когда экспериментальные данные сравниваются с результатами расчетов. «Простые кубические условия» описываются кубическими уравнениями состояния (например, уравнение состояния Ван дер Ваальса [8] и Редлиха–Квонга [9]). Поскольку данные условия смесимости дают наиболее точные результаты, метод Стюарта используется для оценки псевдокритических давлений и температур при расчете z -фактора, сжимаемости и вязкости газа.

Метод расчета условий смесимости по Стюарту рассматривается ниже. Он также применяется для учета содержания компонентов с высоким молекулярным весом (уравнения (1.16)–(1.18)) по методу Саттона [7]. Для расчетов критических свойств гептана и более высоких фракций используются уравнения Ли–Кесслера (уравнения (1.13)–(1.15)) [10].

Методика расчета по Стюарту

1. Если в природной газовой смеси присутствует значительная доля тяжелых компонентов (C_{7+} — компоненты C_7 и выше), то при проведении лабораторных измерений молекулярной массы и удельной плотности фракций C_{7+} необходимо использовать условия смесимости для расчета удельной плотности и псевдокритических свойств смеси. Для оценки критических свойств фракций C_{7+} рекомендуется применять уравнения Уитсона [11] и Ли–Кесслера [10] (уравнения (1.13)–(1.15)).

А. Сначала определяется температура кипения фракции C_{7+} [11]:

$$T_{bC_{7+}} = 5/9 \left(4,5579 M_{C_{7+}}^{0,15178} \gamma_{C_{7+}}^{0,15427} \right)^3. \quad (1.13)$$

Б. Для фракции C_{7+} определяется псевдокритическое давление [10]:

$$\begin{aligned}
 p_{pcC_{7+}} = & 0,06895 \exp \left[8,3634 - \frac{0,0566}{\gamma_{C_{7+}}} - \right. \\
 & - \left(0,24244 + \frac{2,2898}{\gamma_{C_{7+}}} + \frac{0,11857}{\gamma_{C_{7+}}^2} \right) \frac{9/5 T_{bC_{7+}}}{1000} + \\
 & + \left(1,4685 + \frac{3,648}{\gamma_{C_{7+}}} + \frac{0,47227}{\gamma_{C_{7+}}^2} \right) \frac{(9/5 T_{bC_{7+}})^2}{10^7} - \\
 & \left. - \left(0,42019 + \frac{1,6977}{\gamma_{C_{7+}}^2} \right) \frac{(9/5 T_{bC_{7+}})^3}{10^{10}} \right].
 \end{aligned} \tag{1.14}$$

В. Для фракции C_{7+} определяется псевдокритическая температура [10]:

$$\begin{aligned}
 T_{pcC_{7+}} = & 5/9 \left[(341,7 + 811\gamma_{C_{7+}}) + (0,4244 + 0,1174\gamma_{C_{7+}}) 5/9 T_{bC_{7+}} + \right. \\
 & \left. + (0,4669 - 3,2623\gamma_{C_{7+}}) \frac{10^5}{5/9 T_{bC_{7+}}} \right].
 \end{aligned} \tag{1.15}$$

2. Поправочные коэффициенты F_j , ξ_j и ξ_k для учета высокомолекулярных компонентов рассчитываются с помощью метода Сагтона [7]:

$$F_j = 0,0414 \left(\frac{yT_c}{p_c} \right)_{C_{7+}} + 0,0827 \left(\frac{y^2 T_c}{p_c} \right)_{C_{7+}}, \tag{1.16}$$

$$\xi_j = 0,6081 F_j + 1,1325 F_j^2 - 14,004 F_j y_{C_{7+}} + 64,434 F_j y_{C_{7+}}^2 \tag{1.17}$$

и

$$\xi_k = 0,47265 \left(\frac{T_c}{\sqrt{p_c}} \right)_{C_{7+}} \left(0,3129 y_{C_{7+}} - 4,8156 y_{C_{7+}}^2 + 27,3751 y_{C_{7+}}^3 \right). \tag{1.18}$$

3. Рассчитываются критические давления и температуры для остальных компонентов, указанных в таблице 1.1 или работах [2–4].

4. Определяются псевдокритические давление и температура газа.

А. Рассчитываются параметры J и K :

$$J = 0,0414 \sum_{i=1}^{n_c} \left(\frac{yT_c}{p_c} \right)_i + 0,0827 \left[\sum_{i=1}^{n_c} \left(y \sqrt{\frac{T_c}{p_c}} \right)_i \right]^2 \tag{1.19}$$

и

$$K = 0,47265 \sum_{i=1}^{n_c} \left(\frac{yT_c}{\sqrt{p_c}} \right)_i. \tag{1.20}$$

Б. Для фракции C_{7+} корректируются параметры J и K :

$$J' = J - \xi_j \quad (1.21)$$

и

$$K' = K - \xi_k. \quad (1.22)$$

В. Рассчитываются псевдокритические температура и давление:

$$T_{pc} = 5/9 K'^2 / J' \quad (1.23)$$

и

$$p_{pc} = 0,12411 T_{pc} / J'. \quad (1.24)$$

Пример 1.1. Расчет псевдокритических свойств малосернистого природного газа на основе условий смесимости по Стюарту. Рассчитайте кажущийся молекулярный вес, удельную плотность, а также псевдокритические давление и температуру для малосернистого газа [12], характеристика которого приводится в таблице 1.2. Малосернистый газ – это природный газ, не содержащий сероводорода либо с его очень низким содержанием. Молекулярный вес фракций C_{7+} равен 114,2 г/моль, удельный вес 0,7070.

Таблица 1.2. Состав малосернистого природного газа. Пример 1.1

Компонент	Мольная доля	Молекулярная масса (г/моль)	Критическая температура (К)	Критическое давление (бар)
Азот	0,0138	28,013	126,20	34,0
Метан	0,9302	16,043	190,56	45,9
Этан	0,0329	30,070	305,33	48,7
Пропан	0,0136	44,097	369,85	42,5
Изобутан	0,0023	58,123	407,85	36,4
Н-бутан	0,0037	58,123	425,16	38,0
Изопентан	0,0012	72,150	460,43	33,8
Н-пентан	0,0010	72,150	469,71	33,7
Гексан	0,0008	86,177	507,37	30,1
Гептан и высшие	0,0005	114,231	—	—

Решение.

1. Сначала определим критические свойства фракций C_{7+} .

А. Температуру кипения рассчитаем по уравнению (1.13):

$$\begin{aligned} T_{bC_{7+}} &= 5/9 \left(4,5579 M_{C_{7+}}^{0,15178} \gamma_{C_{7+}}^{0,15427} \right)^3 = \\ &= 5/9 [4,5579(114,2)^{0,15178} (0,7070)^{0,15427}]^3 = 387,6 \text{ К.} \end{aligned}$$

Б. Псевдокритическое давление рассчитаем по уравнению (1.14):

$$\begin{aligned}
 p_{pcC_{7+}} &= 0,06895 \exp \left[8,3634 - \frac{0,0566}{\gamma_{C_{7+}}} - \right. \\
 &\quad - \left(0,24244 + \frac{2,2898}{\gamma_{C_{7+}}} + \frac{0,11857}{\gamma_{C_{7+}}^2} \right) \frac{9/5T_{bC_{7+}}}{1000} + \\
 &\quad + \left(1,4685 + \frac{3,648}{\gamma_{C_{7+}}} + \frac{0,47227}{\gamma_{C_{7+}}^2} \right) \frac{(9/5T_{bC_{7+}})^2}{10^7} - \\
 &\quad \left. - \left(0,42019 + \frac{1,6977}{\gamma_{C_{7+}}^2} \right) \frac{(9/5T_{bC_{7+}})^3}{10^{10}} \right] = \\
 &= 0,06895 \exp \left[8,3634 - \frac{0,0566}{0,7070} - \left(0,24244 + \frac{2,2898}{0,7070} + \frac{0,11857}{0,7070^2} \right) \frac{697,6}{1000} + \right. \\
 &\quad + \left(1,4685 + \frac{3,648}{0,7070} + \frac{0,47227}{0,7070^2} \right) \frac{697,6^2}{10^7} - \\
 &\quad \left. - \left(0,42019 + \frac{1,6977}{0,7070^2} \right) \frac{697,6^3}{10^{10}} \right] = 25,9 \text{ бар.}
 \end{aligned}$$

В. Псевдокритическую температуру рассчитаем по уравнению (1.15):

$$\begin{aligned}
 T_{pcC_{7+}} &= 5/9 \left[(341,7 + 811\gamma_{C_{7+}}) + (0,4244 + 0,1174\gamma_{C_{7+}}) 5/9T_{bC_{7+}} + \right. \\
 &\quad \left. + (0,4669 - 3,2623\gamma_{C_{7+}}) \frac{10^5}{5/9T_{bC_{7+}}} \right] = \\
 &= 5/9 \left[341,7 + 811(0,7070) + [0,4244 + 0,1174(0,7070)] (697,6) + \right. \\
 &\quad \left. + [0,4669 - 3,2623(0,7070)] \left(\frac{1 \times 10^5}{697,6} \right) \right] = 558,5 \text{ К.}
 \end{aligned}$$

2. Далее рассчитаем поправочные коэффициенты для фракций C_{7+} . Коэффициенты, обозначаемые как F_j , ξ_j и ξ_k , определяются с помощью уравнений (1.16)–(1.18):

$$\begin{aligned}
 F_j &= 0,0414 \left(\frac{yT_c}{p_c} \right)_{C_{7+}} + 0,0827 \left(\frac{y^2T_c}{p_c} \right)_{C_{7+}} = \\
 &= 0,0414 \left[\frac{0,0005(558,5)}{25,9} \right] + 0,0827 \left[\frac{0,0005^2(558,5)}{25,9} \right] = 4,466 \times 10^{-4}, \\
 \xi_j &= 0,6081F_j + 1,1325F_j^2 - 14,004F_j y_{C_{7+}} + 64,434F_j y_{C_{7+}}^2 = \\
 &= 0,6081 (4,466 \times 10^{-4}) + 1,1325 (4,466 \times 10^{-4})^2 -
 \end{aligned}$$

$$- 14,004 (4,466 \times 10^{-4}) (0,0005) + 64,434 (4,466 \times 10^{-4}) (0,0005)^2 = \\ = 0,000269,$$

$$\xi_k = 0,00856 \left(\frac{T_c}{\sqrt{p_c}} \right)_{C_{7+}} \left(0,3129 y_{C_{7+}} - 4,8156 y_{C_{7+}}^2 + 27,3751 y_{C_{7+}}^3 \right) = \\ = 0,47265 \left(\frac{558,5}{\sqrt{25,9}} \right) [0,3129(0,0005) - 4,8156(0,0005)^2 + 27,3751(0,0005)^3] = \\ = 0,008054.$$

3. Значения критических температур и давлений для остальных компонентов возьмем из таблицы 1.1. Результаты расчетов представлены в таблице 1.3.

4. Определим псевдокритическое давление и температуру.

А. Для расчета параметров J и K обратимся к таблице 1.3:

$$J = 0,0414 \sum_{i=1}^{n_c} \left(\frac{y T_c}{p_c} \right)_i + 0,0827 \left[\sum_{i=1}^{n_c} \left(y \sqrt{\frac{T_c}{p_c}} \right)_i \right]^2 = \\ = 0,0414 (4,359) + 0,0827 (2,078)^2 = 0,5372, \\ K = \sum_{i=1}^{n_c} \left(0,47265 \frac{y T_c}{\sqrt{p_c}} \right)_i = 13,88.$$

Б. Скорректируем параметры J и K с учетом присутствия фракции C_{7+} ; поправочные коэффициенты ξ_j и ξ_k мы получили ранее на шаге 2:

$$J' = J - \xi_j = 0,5372 - 0,000269 = 0,5369, \\ K' = K - \xi_k = 13,88 - 0,008054 = 13,87.$$

Таблица 1.3. Расчеты псевдокритических свойств с учетом условий смесимости по Стюарту [5]. Пример 1.1

Компонент	Мольная доля, y_i	Молекулярный вес, M_i	$y_i M_i$	Критическая температура, T_{ci} (К)	Критическое давление, p_{ci} (бар)	$y_i T_{ci}/p_{ci}$	$y_i \sqrt{T_{ci}/p_{ci}}$	$y_i T_{ci}/\sqrt{p_{ci}}$
N ₂	0,0138	28,013	0,3866	126,20	34,0	0,0512	0,0266	0,2987
CH ₄	0,9302	16,043	14,923	190,56	45,9	3,8618	1,8953	26,1639
C ₂ H ₆	0,0329	30,070	0,9893	305,33	48,7	0,2063	0,0824	1,4395
C ₃ H ₈	0,0136	44,097	0,5997	369,85	42,5	0,1184	0,0401	0,7716
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0,0023	58,123	0,1337	407,85	36,4	0,0258	0,0077	0,1555
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	0,0037	58,123	0,2151	425,16	38,0	0,0414	0,0124	0,2552
<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	0,0012	72,150	0,0866	460,43	33,8	0,0163	0,0044	0,095
<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	0,0010	72,150	0,0721	469,71	33,7	0,0139	0,0037	0,0809
C ₆ H ₁₄	0,0008	86,177	0,0689	507,37	30,1	0,0135	0,0033	0,074
C ₇₊	0,0005	114,23	0,0571	558,50	25,9	0,0108	0,0023	0,0549
$\Sigma =$	1,0000	—	17,532	—	—	4,3594	2,0782	29,3892

В. Рассчитаем псевдокритические температуру и давление:

$$T_{pc} = \frac{K'^2}{J'} = 5/9 \frac{(13,87)^2}{0,5369} = 199,1 \text{ К},$$

$$p_{pc} = \frac{T_{pc}}{J'} = 0,12411 \frac{199,1}{0,5369} = 46,0 \text{ бар}.$$

Заметим, что приведенные здесь псевдокритические значения не совсем точные (не окончательные), в них необходимо вести поправку на присутствие азота. Позже мы покажем, какие корреляционные зависимости применяются для подобных уточнений.

5. Также можно рассчитать кажущийся молекулярный вес и удельную плотность природного газа. Согласно таблице 1.3 первый параметр определяется как

$$M = \sum_{i=1}^{n_c} y_i M_i = 17,53 \text{ г/моль}.$$

Удельная плотность газовой смеси определяется как

$$\gamma_g = \frac{M}{M_a} = \frac{17,53}{28,96} = 0,61.$$

Пример 1.2. Расчет псевдокритических свойств высокосернистого природного газа на основе условий смесимости по Стюарту. Рассчитайте кажущийся молекулярный вес, удельную плотность газа и псевдокритические давление и температуру для высокосернистого нефтяного газа [12], состав которого приведен в таблице 1.4. Газ, содержащий сероводород, является высокосернистым. Молекулярный вес фракций C_{7+} составляет 114,2 г/моль, плотность равна 0,7070.

Решение.

1. В примере 1.1 мы определили значения свойств для фракций C_{7+} :

$$T_{pcC_{7+}} = 558,5 \text{ К}$$

и

$$p_{pcC_{7+}} = 25,9 \text{ бар}.$$

2. Рассчитаем поправочные коэффициенты для фракций C_{7+} :

$$F_j = 0,0414 \left(\frac{yT_c}{p_c} \right)_{C_{7+}} + 0,0827 \left(\frac{y^2 T_c}{p_c} \right)_{C_{7+}} =$$

$$= 0,0414 \left[\frac{0,0003(558,5)}{25,9} \right] + 0,0827 \left[\frac{0,0003^2(558,5)}{25,9} \right] = 2,679 \times 10^{-4},$$

$$\xi_j = 0,6081F_j + 1,1325F_j^2 - 14,004F_j y_{C_{7+}} + 64,434F_j y_{C_{7+}}^2 =$$

$$= 0,6081 (2,679 \times 10^{-4}) + 1,1325 (2,679 \times 10^{-4})^2 -$$

Таблица 1.4. Состав высокосернистого газа. Пример 1.2

Компонент	Мольная доля	Молекулярная масса (г/моль)	Критическая температура (К)	Критическое давление (бар)
N ₂	0,0236	28,013	126,2	34,0
CO ₂	0,0164	44,010	304,21	73,8
H ₂ S	0,1841	34,080	373,53	90,0
CH ₄	0,7700	16,043	190,56	45,9
C ₂ H ₆	0,0042	30,070	305,33	48,7
C ₃ H ₈	0,0005	44,097	369,85	42,5
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0,0003	58,123	407,85	36,4
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	0,0003	58,123	425,16	38,0
<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	0,0001	72,150	460,43	33,8
<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	0,0001	72,150	469,71	33,7
C ₆ H ₁₄	0,0001	86,177	507,37	30,1
C ₇₊	0,0003	114,231	—	—

$$- 14,004 (2,679 \times 10^{-4}) (0,0003) + 64,434 (2,679 \times 10^{-4}) (0,0003)^2 = 0,000162,$$

$$\begin{aligned} \xi_k &= 0,00856 \left(\frac{T_c}{\sqrt{p_c}} \right)_{C_{7+}} \left(0,3129 y_{C_{7+}} - 4,8156 y_{C_{7+}}^2 + 27,3751 y_{C_{7+}}^3 \right) = \\ &= 0,00856 \left(\frac{558,5}{\sqrt{25,9}} \right) [0,3129(0,0003) - 4,8156(0,0003)^2 + 27,3751(0,0003)^3] = \\ &= 0,00487. \end{aligned}$$

3. Из таблицы 1.1 получим критические давления и температуры для остальных компонентов. Результаты расчетов представлены в таблице 1.5.

4. Определим псевдокритические давление и температуру.

А. Используя данные таблицы 1.5, рассчитаем значения параметров J и K :

$$\begin{aligned} J &= 0,0414 \sum_{i=1}^{n_c} \left(\frac{y T_c}{p_c} \right)_i + 0,0827 \left[\sum_{i=1}^{n_c} \left(y \sqrt{\frac{T_c}{p_c}} \right)_i \right]^2 = \\ &= 0,0414 (4,1646) + 0,0827 (2,0394)^2 = 0,5159, \\ K &= \sum_{i=1}^{n_c} \left(0,47265 \frac{y T_c}{\sqrt{p_c}} \right)_i = 14,32. \end{aligned}$$

Б. Скорректируем параметры J и K с учетом присутствия фракции C₇₊; поправочные коэффициенты ξ_j и ξ_k были рассчитаны на шаге 2:

$$\begin{aligned} J' &= J - \xi_j = 0,5159 - 0,000162 = 0,5157, \\ K' &= K - \xi_k = 14,32 - 0,004847 = 14,32. \end{aligned}$$

Таблица 1.5. Определение псевдокритических свойств с учетом условий смесимости по Стюарту [5]. Пример 1.2

Компонент	Мольная доля, y_i	Молекулярный вес, M_i	$y_i M_i$	Критическая температура, T_{ci} (К)	Критическое давление, p_{ci} (бар)	$y_i T_{ci}/p_{ci}$	$y_i \sqrt{T_{ci}/p_{ci}}$	$y_i T_{ci}/\sqrt{p_{ci}}$
N ₂	0,0236	28,013	0,6611	126,2	34,0	0,0876	0,0455	0,5108
CO ₂	0,0164	44,010	0,7218	304,21	73,8	0,0676	0,0333	0,5807
H ₂ S	0,1841	34,080	6,2741	373,53	90,0	0,7641	0,3751	7,2487
CH ₄	0,7700	16,043	12,353	190,56	45,9	3,1968	1,5689	21,6579
C ₂ H ₆	0,0042	30,070	0,1263	305,33	48,7	0,0263	0,0105	0,1838
C ₃ H ₈	0,0005	44,097	0,0220	369,85	42,5	0,0044	0,0015	0,0284
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0,0003	58,123	0,0174	407,85	36,4	0,0034	0,001	0,0203
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	0,0003	58,123	0,0174	425,16	38,0	0,0034	0,001	0,0207
<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	0,0001	72,150	0,0072	460,43	33,8	0,0014	0,0004	0,0079
<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	0,0001	72,150	0,0072	469,71	33,7	0,0014	0,0004	0,0081
C ₆ H ₁₄	0,0001	86,177	0,0086	507,37	30,1	0,0017	0,0004	0,0092
C ₇₊	0,0003	114,23	0,0343	558,50	25,9	0,0065	0,0014	0,0329
$\sum =$	1,0000	—	20,250	—	—	4,1646	2,0394	30,3094

В. Рассчитаем псевдокритические температуру и давление:

$$T_{pc} = \frac{K'^2}{J'} = 5/9 \frac{(14,32)^2}{0,5157} = 220,9 \text{ К,}$$

$$p_{pc} = \frac{T_{pc}}{J'} = 5/9 \frac{397,7}{0,5157} = 53,2 \text{ бар.}$$

Заметим, что приведенные здесь псевдокритические значения не совсем точные (не окончательные), в них необходимо ввести поправки на присутствие неуглеводородных компонентов (например, азота, углекислого газа и сероводорода). Зависимости, используемые для подобных уточнений, рассматриваются ниже.

5. Рассчитаем кажущийся молекулярный вес и удельную плотность газа. Согласно таблице 1.5 первый параметр определяется как

$$M = \sum_{i=1}^{n_c} y_i M_i = 20,25 \text{ г/моль.}$$

Удельная плотность определяется следующим образом:

$$\gamma_g = \frac{M}{M_a} = \frac{20,25}{28,96} = 0,70.$$