

71:02-5/347-X

На правах рукописи

ЛАШИН ВЛАДИМИР ИЛЬИЧ

**ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ
ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИКАСПИЯ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

диссертация на соискание ученой степени
доктора технических наук



Москва 2001

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
Глава 1. СОСТОЯНИЕ И ЗАДАЧИ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВЫХ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ.	12
1.1. Классификация нефтегазоконденсатных залежей.....	12
1.2. Общие понятия о фазовых превращениях углеводородных газожидкостных систем.....	18
1.3. Методы математического моделирования парожидкостного равновесия углеводородных газожидкостных систем.....	24
1.4. Аналитические методы определения коэффициентов сверхсжимаемости.....	41
Выводы.....	47
Глава 2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ЭКСПЕРИМЕН- ТАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ И СВЕРХСЖИМАЕМОСТИ ПЛАСТОВЫХ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ СЛОЖНОГО СОСТАВА	49
2.1. Совершенствование аппаратуры, применяемой для физического моделирования фазовых характеристик газожидкостных систем	49
2.2. Совершенствование методик экспериментального изучения фазовых превращений газоконденсатных систем.....	54
2.3. Проведение исследований методами контактной и дифференциальной конденсации.....	58
2.4. Разработка и совершенствование экспериментальных методов определения коэффициентов сверхсжимаемости Z газов сепарации и пластовых газов (газоконденсатных систем).....	76
2.5. Экспериментальные исследования коэффициентов сверх- сжимаемости сухих газов и газожидкостных систем.....	83

Выводы.....	96
Глава 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕТРОГРАДНЫХ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ.....	100
3.1. Существующие представления о фазовых переходах в ретроградных областях.....	100
3.2. Закономерности фазовых превращений углеводородных систем, состоящих из метанового газа и жидких углеводородов.....	102
3.3. Исследование влияния гомологов метана на фазовые характеристики углеводородных газожидкостных систем.....	123
Выводы.....	132
Глава 4. ВЛИЯНИЕ НЕУГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ НА ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ.....	134
4.1. Обзор исследований по оценке влияния азота, углекислого газа и сероводорода на фазовые характеристики газожидкостных систем.....	134
4.2. Экспериментальные исследования влияния углекислого газа на фазовые превращения углеводородных систем.....	138
4.3. Исследование влияния сероводорода на фазовые характеристики углеводородных систем.....	148
Выводы.....	157
Глава 5. ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ СЛОЖНОГО СОСТАВА В ОКОЛОКРИТИЧЕСКИХ И КРИТИЧЕСКИХ ОБЛАСТЯХ.....	159
5.1. Особенности фазового поведения пластовых газожидкостных систем с высоким содержанием высококипящих углеводородов.....	159
5.2. Аналитическая и экспериментальная оценка критических	

параметров газожидкостных систем сложного состава.....	166
5.3. Исследование газожидкостных систем, способных к дифференциации состава и фазовых характеристик при высоких давлениях и температурах.....	182
Выводы.....	189
Глава 6. МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ АСТРАХАНСКОГО ГКМ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК С ДИФФЕРЕНЦИАЦИЕЙ СОСТАВА ПЛАСТОВОЙ СМЕСИ ПО ПЛОЩАДИ.....	191
6.1. Геофизикохимическое и термодинамическое моделирование формирования АГКМ и прогноз нефтегазоносности глубокозалегающих палеозойских отложений.....	191
6.2. Особенности геологического строения, термобарических и газодинамических характеристик АГКМ.....	201
6.3. Закономерности изменения состава пластовой смеси по площади АГКМ.....	211
6.4. Экспериментальные исследования фазовых превращений газожидкостных систем АГКМ.....	224
Выводы.....	241
Глава 7. ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ КАРАЧАГАНАКСКОГО НГКМ СО ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЦИЕЙ СОСТАВА ПО ГЛУБИНЕ.....	243
7.1. Геофизикохимическое и термодинамическое моделирование формирования КНГКМ и прогноз нефтегазоносности Карачаганакского поднятия.....	243
7.2. Исследование фазовых превращений пластовых газожидкостных систем КНГКМ.....	254
Выводы.....	265

Глава 8. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ, ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ, НЕРАВНОВЕСНОСТИ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ И КОНДЕНСАТООТДАЧИ НА ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СО СЛОЖНЫМ СОСТАВОМ ПЛАСТОВОЙ СМЕСИ.....	267
8.1. Существующие представления о влиянии пористой среды на фазовые превращения нефтегазоконденсатных систем.....	267
8.2. Изучение неравновесности фазовых переходов в сложных пластовых системах.....	270
8.3. Экспериментальные и аналитические исследования влагосодержания пластового газа АГКМ и его влияния на фазовые характеристики.....	276
8.4. Экспериментальные исследования конденсатоизвлечения глубокозалегающих месторождений со сложным составом пластового газа.....	283
Выводы.....	297
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	299
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	307

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы. Основными задачами нефтегазодобывающей промышленности России на современном этапе ее развития являются достижение стабильного уровня добычи нефти, сохранение высокого уровня добычи природного газа и увеличение добычи конденсата. Поэтому исключительно важное значение, наряду с поиском новых путей ускорения разведки и введения в разработку новых месторождений, имеют работы, направленные на создание новых технологий повышения нефте-, газо-, конденсатоотдачи пластов. В последние годы в Прикаспии открыты и введены в разработку уникальные по запасам месторождения – Астраханское ГКМ, Карачаганакское НГКМ, Тенгизское нефтяное и др., нефтегазоконденсатные системы (НГКС) которых представлены смесью углеводородных и неуглеводородных компонентов. Продуктивные горизонты залегают на значительных глубинах 3000-5000 м и более, пласты характеризуются неравномерным распределением различных типов коллекторов, значительными пластовыми температурами 343-423 К и аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). При фильтрации в пласте, подъеме на поверхность, транспорте и подготовке НГКС претерпевают непрерывные фазовые превращения, которые сопровождаются изменением состава и свойств фаз. В связи с этим изучение фазовых превращений необходимо начинать на стадии разведки для получения характеристик НГКС и подсчета запасов углеводородных и неуглеводородных компонентов. На основании результатов дальнейших исследований проектируются эффективные системы разработки месторождений и оптимизируются процессы добычи, подготовки и переработки добываемого сырья.

Анализ направлений исследования парожидкостного равновесия НГКС показал, что наиболее эффективным остается комплексный подход, сочетающий экспериментальные и аналитические методы исследования, которые при этом совершенствуются, дополняя друг друга. Комплексные исследования особенно важны при изучении НГКС с высоким содержанием $C_{5+В}$, H_2S и CO_2 в области высоких давлений, низких и высоких температур,

где различия расчетных и экспериментальных данных до последнего времени были особенно значительными. Крупной теоретической и научно-практической задачей является создание современной экспериментальной и аналитической основы для моделирования фазовых состояний природных углеводородных систем в широком термобарическом диапазоне. Поэтому совершенствование существующих и разработка новых методов экспериментального изучения фазовых равновесий модельных и реальных НГКС являются актуальной проблемой.

Достоверность результатов моделирования фазового поведения сложных НГКС во многом определяется точностью результатов газогидродинамических и газоконденсатных исследований. В связи с этим совершенствование методов изучения и прогнозирования состава, свойств и термобарических условий залегания НГКС в пластах, непосредственное проведение экспериментального моделирования сверхсжимаемости, фазовых превращений и конденсатоотдачи являются важнейшими составляющими, определяющими эффективность разведки, разработки и эксплуатации глубокозалегающих месторождений.

Цель работы. Создание методов и технологий проведения экспериментального моделирования составов и фазового поведения НГКС с целью оптимизации процессов разведки, разработки и эксплуатации глубокозалегающих нефтегазоконденсатных месторождений.

Основные задачи исследования.

1. Разработка и совершенствование экспериментальных установок и методов для моделирования фазовых превращений и сверхсжимаемости НГКС, содержащих в своем составе H_2S , CO_2 , H_2O , в широком термобарическом диапазоне.

2. Создание экспериментально-аналитических моделей фазового поведения и сверхсжимаемости сложных ретроградных газожидкостных систем (ГЖС) в интервалах давлений 0.1013 - 120 МПа и температур 253-473 К.

3. Выявление особенностей фазового поведения сложных ГЖС в околкритических, критических и закритических областях, определение критических параметров экспериментальными методами.

4. Разработка и совершенствование геохимических и термодинамических методов моделирования процессов формирования залежей углеводородов, изучение состава и фазового поведения НГКС глубокозалегающих месторождений Прикаспия.

5. Апробация созданных экспериментально-аналитических моделей для оптимизации процессов разведки, разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных залежей.

Методы решения поставленных задач. Для решения вышеперечисленных проблем автором использованы современные основы термодинамики фазовых превращений углеводородных ГЖС. Исследования газодинамических и газоконденсатных характеристик пластов и скважин проводились с помощью сепарационных установок «Порта-Тест», «Бретко» (Канада), глубинных приборов «Кастер» (США). Для изучения компонентного состава газовой и жидкой фазы были использованы хроматографы ЛХМ – 90, Цвет – 800 и Хром – 5 (Чехия). Фазовое состояние и другие термодинамические характеристики исследовались на высокоточных установках фазовых равновесий «Магра-PVT» и «АСФ-PVT» (Франция). Результаты экспериментов обрабатывались с применением методов математической статистики на ПЭВМ.

Научная новизна.

1. Обобщены и развиты технологии и методы физического моделирования фазовых превращений и сверхсжимаемости НГКС, позволяющие значительно расширить термобарический диапазон исследования и поведение систем с высоким содержанием H_2S и CO_2 .

2. Впервые проведены комплексные, экспериментальные и аналитические исследования, результаты которых позволили существенно уточнить расчетные коэффициенты сверхсжимаемости сложных газовых и газоконденсатных систем.

3. Проведены широкомасштабные экспериментальные исследования фазовых превращений НГКС в широком диапазоне давлений (от 0.1013 до 120 МПа) и температур (от 253 до 473 К). В результате аналитической обработки и обобщения результатов созданы модели (диаграммы) бинарных, псевдобинарных и многокомпонентных ГЖС, у которых парожидкостные

переходы в зависимости от содержания $C_{5+в}$ реализуются в ретроградной, критической и жидкостной областях, в частности:

- Фазовые диаграммы ГЖС, содержащих углеводородные и неуглеводородные компоненты (H_2S и CO_2), в ретроградной области, при содержании $C_{5+в}$ от 80 до 1000 г/м³, которые имеют вид, значительно отличающийся от «классического», особенно в области низких давлений и температур. Получены графические и аналитические зависимости для определения основных фазовых характеристик ГЖС ретроградных систем – давления начала конденсации $P_{нк}$, давления максимальной конденсации $P_{мк}$, насыщенности выпавшей жидкой фазой $Q_{мк}$. Установлена универсальная закономерность немонотонного изменения давления начала конденсации в зависимости от содержания $C_{5+в}$ в системе.

- Фазовые диаграммы ГЖС с содержанием $C_{5+в}$ от 600 до 1500 г/см³, с описанием особенностей фазового поведения в критической и жидкостной областях и результаты определения критических параметров $P_{кр}$, $T_{кр}$. Впервые выявлено и описано особое, ранее не изученное, фазовое состояние ГЖС в закритических областях.

- Графоаналитический метод построения фазовых диаграмм ГЖС в ретроградной области, алгоритм которого включает определение основных фазовых характеристик $P_{нк}$, $P_{мк}$, $Q_{мк}$ псевдобинарных систем ($CH_4 + C_{5+в}$) при различных температурах с введением поправок на влияние: аддитивное - гомологов метана и неаддитивное - H_2S и CO_2 .

4. Созданы геохимические и термодинамические модели формирования глубокозалегающих нефтегазоконденсатных месторождений. Проведен прогноз состояния и свойств пластовых НГКС, залегающих в подсолевых толщах на Астраханском своде и Карачаганакском поднятии.

5. Обоснованы термобарические характеристики, выявлены закономерности изменения компонентного состава и фазового состояния пластовых систем по площади месторождения (для АГКМ) и по глубине (для КНГКМ). Проведено моделирование динамики истощения и обоснована конденсатоотдача пластов АГКМ и КНГКМ на различных этапах снижения пластового давления.

6. Разработана методика и получены результаты экспериментального моделирования влагонасыщенности пластовых ГЖС с высоким содержанием H_2S и CO_2 . Установлено, что растворенная конденсационная вода смещает фазовое равновесие в сложных пластовых ГЖС и увеличивает $P_{нк}$.

7. Разработана методика и получены результаты моделирования фазовых переходов НГКС в неравновесном состоянии. Показана возможность использования эффекта нахождения пластовой системы в динамических условиях призабойных зон в неравновесном (метастабильном) состоянии для повышения эффективности эксплуатации газоконденсатных скважин. Рекомендованы составы газовых смесей для проектируемых методов повышения конденсатоотдачи на месторождениях со сложным составом НГКС.

Практическая ценность диссертации и ее реализация в промышленности.

Практическая ценность научных исследований состоит: в создании экспериментальных установок и методов для изучения фазовых и других термодинамических характеристик углеводородных ГЖС и пластовых смесей сложного состава; в развитии комплексного подхода к моделированию состава, свойств и парожидкостного равновесия пластовых НГКС; в разработке геофизикохимических моделей формирования и совершенствования методов газодинамических и газоконденсатных исследований глубокозалегающих месторождений.

Результаты научных исследований и обобщений диссертанта реализованы в процессе разведки АГКМ (см. отчет «Подсчет запасов газа, конденсата, серы и сопутствующих компонентов Астраханского серогазоконденсатного месторождения», 1987 г.) и вошли составной частью в «Проект разработки Астраханского ГКМ» 2000 г.

Разработанные автором методики газоконденсатных и термодинамических исследований используются для оптимизации процессов разведки и разработки АГКМ. Созданные диссертантом методы и полученные результаты нашли применение на стадии разведки, при проектировании, анализе и регулировании разработки КНГКМ, Тенгизского нефтяного и других глубокозалегающих месторождений.

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы докладывались на Всесоюзном научно-техническом совещании «Совершенствование методов изучения и подсчета запасов нефти в карбонатных и эффузивных породах» (Волгоград, 1986 г.), на региональной научно-практической конференции «Проблемы комплексного освоения Астраханского газоконденсатного месторождения» (Астрахань, 1987г.), на Всесоюзном семинаре по комплексным проблемам разработки месторождений природных газов (Москва, 1986 г.), на Международной конференции «Разработка газоконденсатных месторождений» (Краснодар, 1990 г.), на научно-технической конференции «Проблемы экологически безопасных технологий разведки, разработки и эксплуатации глубоководных месторождений со сложным составом пластовой смеси» (Астрахань, 1991 г.), на заседании кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений МИНГ (Москва, 1991 г.), на 3^{ей} научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» (Москва, 1993 г.), на XV Губкинских чтениях «Перспективные направления, методы и технологии комплексного изучения нефтегазоносности недр» (Москва, 1999 г.), на Всероссийской научно-практической конференции «Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин, определение приоритетных направлений геологоразведочных работ» (Пермь, 2000г.), на Международной научно-практической конференции «Проблемы добычи и переработки нефти и газа в перспективе международного сотрудничества ученых Каспийского региона» (Астрахань, 2000 г.).

Автор благодарен коллективу кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина и ее руководителям профессорам К.С.Басниеву и Ю.П.Коротаеву за всестороннюю поддержку работы. Автор признателен ведущим российским ученым А.И.Брусиловскому, Г.П.Былинкину, В.Н.Мартосу, В.А.Николаеву, Т.Д.Островской, В.Ф.Перепеличенко, О.И.Серебрякову, В.В.Юшкину за большую помощь в проведении совместных исследований.

Г Л А В А I

СОСТОЯНИЕ И ЗАДАЧИ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВЫХ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ

1.1. Классификация нефтегазоконденсатных залежей

Открытые в настоящее время нефтегазоконденсатные залежи находятся в пластах в широком диапазоне давлений и температур и разнообразны по соотношению и составам газовых и жидких составляющих пластовых систем.

В отечественной литературе [137] приводится более 20 классификационных схем составов пластовых газожидкостных систем (ПГЖС).

Классификация залежей, исходя из фазового состояния ПГЖС, разработанная Г.Ф.Требиным и др.[201], приведена в табл.1.1.

Таблица 1.1

Классификация пластов по физической характеристике сырья
[по Г.Ф.Требину и др.]

Класс	Наименование пласта	Характеристика сырья в пластовых условиях	
		Плотность, кг/м ³	Молекулярная масса
I	Газовый	< 225	< 20
II	Газоконденсатный	225-240	20-40
III	Нефтяной переходного состояния	425-650	35-80
IV	Нефтяной	625-900	75-275
V	Тяжелой нефти и битуминозной	> 875	> 225

Согласно исследованиям [201], молекулярная масса и плотность ПГЖС непрерывно изменяются от сухих природных метановых газов до тяжелой нефти и битумов.

В.И.Старосельским [38] предложена классификация пластовых газов с точки зрения промышленного использования газа. Содержание какого-либо компонента в газе с учетом данной классификации определяется с помощью

индексов. Индексы газов: М-метановые газы; У-углекислые газы; Э-этановые газы и т.д.

В.И.Старосельским [38] также разработан метод прогноза фазового состояния УВ и выделения типов залежей, который включает изменение четырех основных показателей: 1) $C_{2+в}$; 2) C_2 / C_3 ; 3) $100C_2 / C_3 + C_4$; 4) $100(C_{2+в}) / C_1$.

Достаточно удачную классификацию залежей, исходя из фазового состояния и количественного соотношения газовой и жидкой фаз, предложили В.Г.Васильев и др. [181].

Таблица 1.2

Классификация пластов по фазовому состоянию сырья и соотношению запасов газа, нефти и конденсата
(по В.Г.Васильеву, Н.С.Ерофееву и др.)

Фазовое состояние	Наименование пласта	Особенность
Одно-фазное	Газовый	Основные компоненты – метан либо неуглеводородные газы; содержание $C_{5+в}$ – менее 0.2%.
	Газоконденсатно-газовый	Содержание $C_{5+в}$ – до $30 \text{ см}^3/\text{м}^3$.
	Газоконденсатный Конденсатный	Содержание $C_{5+в}$ – от 30 до $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Содержание $C_{5+в}$ – более $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$.
	Переходного состояния	Сырье в пласте по физическим свойствам (вязкость, плотность) близко к критическому состоянию, свойства газа и жидкости при этом одинаковы.
Двух-фазное	Нефтегазовый	Газовый с нефтяной оторочкой; запасы газа превышают запасы нефти.
	Газонефтяной	Нефтяной с газовой шапкой; запасы нефти превышают запасы газа.
	Нефтегазо-конденсатный	Газоконденсатный или конденсатный с нефтяной оторочкой; запасы газа и конденсата превышают запасы нефти.
	Газоконденсатно-нефтяной	Нефтяной с газоконденсатной шапкой; запасы нефти превышают запасы газа и конденсата.

Для газовой системы пластовая температура значительно превышает не только критическую температуру, но и критическую точку (рис.1.1). Поэтому газовая система при любых давлениях будет находиться в газовом состоянии. Переход газовой смеси в двухфазное состояние возможно осуществить при сепарации за счет снижения температуры.

Для газоконденсатной смеси пластовая температура выше критической, но ниже критической точки. Следовательно, газоконденсатная смесь до давления начала конденсации в пласте находится в газообразном состоянии. При снижении давления до давления начала конденсации ($P_{нк}$) начинается выпадение жидкой фазы, доля которой увеличивается до давления максимальной конденсации. При дальнейшем снижении давления происходит испарение выпавшей насыщенной жидкой фазы. Однако, как показали исследования автора настоящей работы и др. [6, 12], в отличие от фазовой диаграммы, приведенной на рис.1.1, полного испарения выпавшей жидкой фазы при давлениях, близких 0.1013 МПа, в основном не происходит.

Существуют залежи легких нефтей переходного состояния, которые характеризуются высоким содержанием газообразных компонентов и малой плотностью жидкой фазы. Критические температуры подобных летучих нефтей близки к пластовым температурам [98].

Согласно [234], газосодержание летучих нефтей находится в диапазоне 360 – 540 м³/м³, а газоконденсатных смесей от 540 до 2700 м³/м³, плотность нефти равна 0.830 г/см³ и более.

А.И. Гриценко, И.А. Юшкиным, Т.Д. Островской и др. [44] проведен фундаментальный анализ термодинамических условий залегания, физико-химических и фазовых характеристик газоконденсатных месторождений РФ и СНГ. Установлена тесная связь насыщенности газоконденсатных систем от начальных пластовых давлений. Так, при наличии АВПД (аномально высоких пластовых давлений) газоконденсатные системы в подавляющем большинстве недонасыщены, $P_{нк}$ ниже пластового давления. Газоконденсатные системы, залегающие без АВПД, обычно близки к насыщенным.

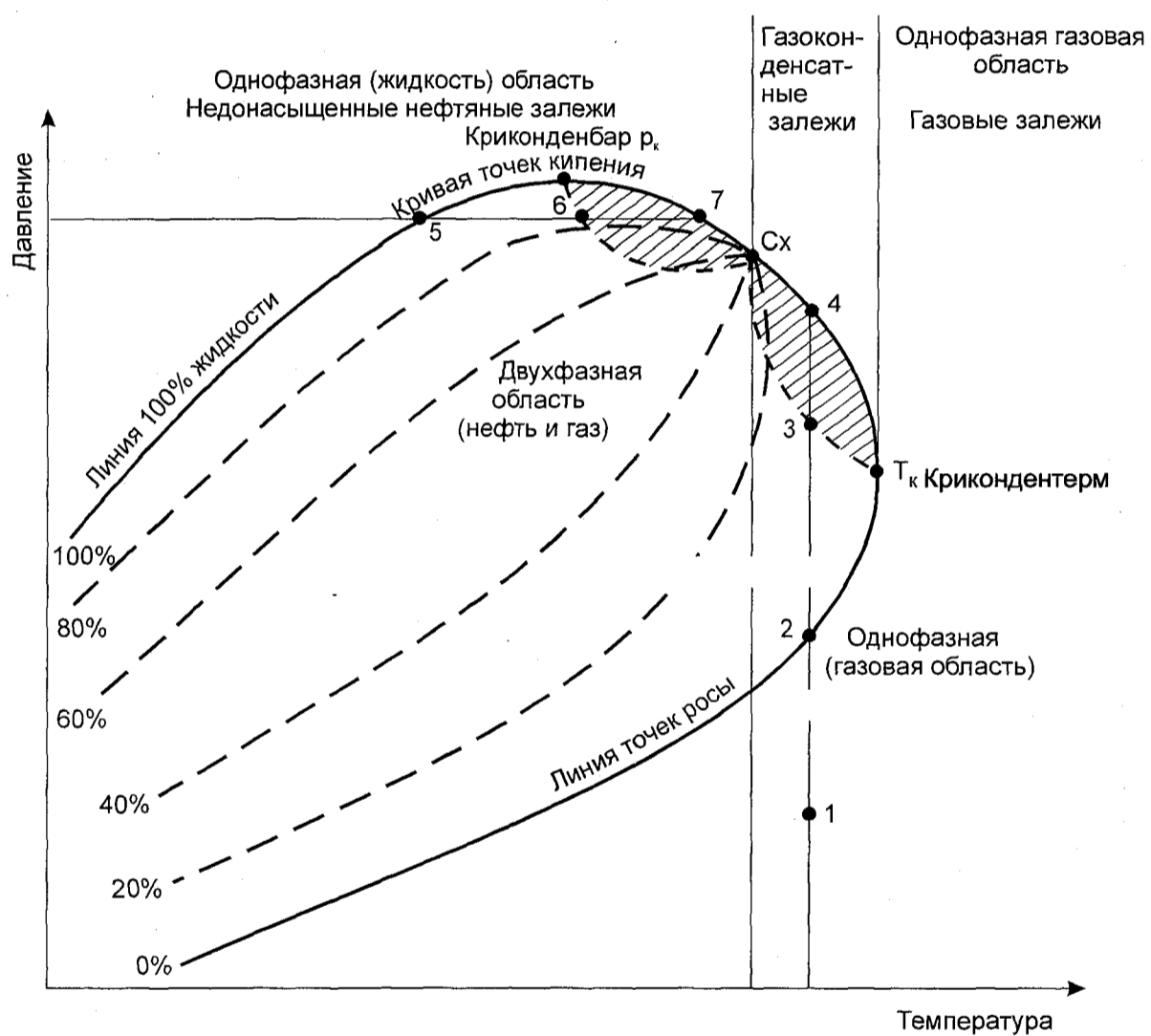


Рис. 1.1. Фазовые соотношения и возможные типы нефтяных и газовых залежей со сложными углеводородными системами (по Пирсону)

Показано, что глубокопогруженные (4000 м и более) залежи углеводородов насыщены нефтью и конденсатом, обладающими сходными физико-химическими свойствами. При исследовании таких объектов соотношение жидкой и газообразной фаз находится в зависимости от дебитов скважин и, следовательно, от забойных давлений, скорости потока в подъемнике. Поэтому, при установлении типа добываемого флюида нефть-конденсат возникают значительные сложности.

Критерии оценки, такие как газовый фактор, соотношение плотности углеводородов $C_{5+в}$ и газового фактора, различный характер распределение по фракциям $C_{5+в}$, соотношение компонентов пластовой смеси, структурный состав УВ - не позволяют однозначно отличить тип добываемого жидкого углеводорода. Это свидетельствует о том, что свойства нефтей и конденсатов в глубокозалегающих залежах сближаются, поэтому однозначно определить тип залежи и прогнозировать фазовые превращения пластовых систем существующими методами иногда не представляется возможным.

На взгляд диссертанта, наиболее существенными факторами, которые определяют фазовое состояние залежей, являются: соотношение объемов газовой и жидкостной составляющих ПГЖС; компонентный состав газовой и жидкой фазы, физико-химические свойства фаз, а также термобарические условия залегания флюидов.

Исходя из термобарических параметров, авторы [44,127] разделили месторождения нефти и газа на залегающие при нормальных и жестких термобарических условиях. Автором в табл.1.3 приведено обобщение составов и свойств ПГЖС, залегающих в нормальных термобарических условиях: глубины не более 3000 – 3500 м; давления, близкие к гидростатическим; температуры 253 – 353 К. При составлении табл. 1.3 использовались результаты анализов свойств ПГЖС более 300 залежей нефти и газа различных регионов РФ и СНГ [171].

В последние десятилетия в РФ и странах СНГ открыты нефтегазоконденсатные месторождения-гиганты, пластовые системы которых залегают

СОСТАВ И СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ
(нормальные термобарические условия залегания)

№ п/ п	Системы	ГАЗОВАЯ ФАЗА					ЖИДКАЯ ФАЗА		Плотность (дегазир. Конденсата, нефти), кг/м ³	Вероятность прогноза прямыми методами
		C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	N _{2+редк.}	C _{5+в} (в пластовых системах), г/м ³	Газосодерж ание(пласт. системы), м ³ /м ³		
I	ГАЗОВЫЕ :									
1	Легкий газ	98.43	0.20	0.05	0.12	1.20	2.0-20		650	хорошая
2	Нормальный газ	95.33	0.50	0.16	0.10	3.91				
II	ГАЗОЖИДКОСТНЫЕ:									
1	Легкая газовая фаза	92.29	3.99	1.39	0.51	1.82	>20		670-800	хорошая
2	Утяжеленная газовая фаза	85.90	6.56	3.24	1.49	2.81	<1000		750-830	
III	ПЕРЕХОДНЫЕ:									
1	От газоконденсатной к нефтяной	67.20	14.00	10.50	4.60	3.70		1000-300	750-850	удовлет.
IV	НЕФТЯНЫЕ:									
1	Легкие нефти	32.70	19.80	24.0	18.20	5.30		300-50	820-870	удовлет.
2	Тяжелые нефти	91.10	2.48	1.57	0.88	3.97		<50	870	не прогн.

на глубинах 3500 – 5000 м и более в жестких термобарических условиях [44]: при АВПД, превышающих гидростатические в 1.2 – 2.0 раза и более; высоких пластовых температурах - более 353 К.

Автором обобщены и сведены в табл. 1.4 составы и свойства типичных ПГЖС, находящихся в жестких термобарических условиях. Как правило, месторождения таких ПГЖС связаны с карбонатными трещиноватыми коллекторами большой толщины, отличительной особенностью которых является наличие в составе ПГЖС значительного содержания углеводородных компонентов – сероводорода и углекислого газа.

Разведка и разработка данных уникальных месторождений показали, что задачи изучения фазового состояния ПГЖС существовавшими в РФ до 90-х годов аналитическими и экспериментальными методами не могли быть решены. Для решения данных проблем потребовалось освоение современных антикоррозионных установок фазовых равновесий, создание и совершенствование методик изучения фазовых превращений, которым посвящена настоящая диссертационная работа.

В табл.1.3, 1.4, кроме характеристик газовой и жидкой фаз, составляющих ПГЖС, и их соотношений в пластовых условиях, приведены вероятности прогнозов данных систем геохимическими методами, которые будут подробно рассмотрены в главах 6 и 7 настоящей работы.

1.2. Общие понятия о фазовых превращениях углеводородных газожидкостных систем

Для фазового поведения многокомпонентных систем, какими являются ПГЖС, характерной чертой являются обратные (ретроградные) процессы.

Понятия «ретроградная конденсация» и «ретроградное испарение» ввел И.Куенен (1883 г.), который, изучая смеси углекислоты и хлористого этила, установил, что при определенных термобарических условиях жидкая фаза

Таблица 1.4

СОСТАВ И СВОЙСТВА ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

(жесткие термобарические условия залегания (АВПД; $\uparrow T_{пл}$; H_2S)

№ п/п	СИСТЕМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	ГАЗОВАЯ ФАЗА							ЖИДКАЯ ФАЗА			Вероятность прогноза прямыми методами	Термоба- рические условия
		C_1	C_2	C_3	C_4	$N_{2+ред}$	H_2S	CO_2	$C_{5+в}$ (в пласт. системе), г/м ³	газосодержание (пласт. система), м ³ /м ³	плотность (дегазир. конденсат а, нефти), кг/м ³		
I	<u>ГАЗОВЫЕ</u> , ЛАК	69.70	2.80	0.80	0.60	0.90	15.50	9.70	30	-	-	хорошая	$P_{пл}=66.2\text{МПа}$ $T_{пл}=137^\circ\text{C}$ $K_a=1.8$
II	<u>ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ</u>												
1	АГКМ	55.26	2.44	0.93	0.60	1.45	25.07	14.25	260	-	810.6	хорошая	$P_{пл}=66.0\text{МПа}$ $T_{пл}=110^\circ\text{C}$ $K_a=1.55$
2	КНГКМ	71.00	5.10	2.50	1.84	3.61	3.65	5.22	300-700	-	810.0	удовлетвор.	$P_{пл}=52-60\text{МПа}$ $T_{пл}=76-92^\circ\text{C}$ $K_a=1.15-1.35$
III	<u>НЕФТЯНЫЕ</u>												
1	Легкие нефти, ТЕНГИЗ	53.58	10.75	6.60	4.24	0.98	20.55	3.30		600-800	806.0	удовлетвор.	$P_{пл}=79-84\text{МПа}$ $T_{пл}=175^\circ\text{C}$ $K_a=1.77-2.04$
2	Тяжелые филиппов. АГКМ	47.74	4.87	2.35	0.74	14.76	22.14	6.95		<100	924.0	не прогноз	$P_{пл}=54-60\text{МПа}$ $T_{пл}=105^\circ\text{C}$ $K_a=1.5$

(хлористый этил) при повышении давления может переходить в газовую фазу, т.е. растворяться в газе. При снижении давления происходит ее конденсация, следовательно, процесс идет в направлении, обратном обычному испарению и обычной конденсации.

Физическая сущность ретроградных явлений изложена в известных работах А.С.Великовского, М.И.Гербер, Т.П.Жузе, С.Л.Жузе, Д.Л.Катца, Ф.Курата, М. Маскета, С.Д.Пирсона, И.Н.Стрижова, М.Х.Шахназарова и других российских и зарубежных исследователей [40, 70, 72, 75, 83, 139, 163, 194, 205, 237].

Обобщенная классическая диаграмма PVT-соотношений (фазовая диаграмма) для многокомпонентных углеводородных газожидкостных смесей, на которой представлены изменения в состоянии фаз при постоянном объеме, приведена на рис.1.1. На ней отображен порядок перехода систем в парообразное, газожидкостное или жидкостное состояние при изменении давления и температуры.

Основными особенностями данной диаграммы являются:

1. Существование критической точки C_x , в которой исчезает различие между жидкой и паровой фазой.
2. Петлеобразный вид, наличие критической температуры (P_K) и критической температуры (T_K), что предполагает наличие областей ретроградных явлений.
3. Наличие области полного испарения жидкости, расположенной ниже точек росы.

Подобные диаграммы приводятся в научной литературе без указания значений давлений, температур и соотношений газовых и жидких фаз.

Теоретически ретроградные явления, согласно [75, 83, 163, 205], объясняются допущением существования сил взаимодействия между молекулами. В случае неполярных веществ, таких как углеводороды, эти силы являются чисто вандерваальсовыми и определяются членом $-a/V^2$, входящим в уравнение состояния Ван-дер-Ваальса:

$$(p + a/V^2) (V - b) = nRT, \quad (1.1)$$

где b - величина, которая вычитается из общего объема V ;

V - объем, занимаемый молекулами;

$(V-b)$ - представляет чистое пространство, в котором движутся молекулы;

a/V^2 – величина, часто называемая “внутренним давлением”. Эта поправка прибавляется к внешнему давлению (p), будучи вызвана взаимным притяжением молекул друг к другу при данном расстоянии между ними. Если температура выше критической, силы притяжения уже не в состоянии обеспечить сохранность жидкой фазы вследствие высокой кинетической энергии молекул, связанной с высокой температурой. При давлении ниже давления насыщенного пара силы притяжения уменьшаются, вследствие большого расстояния между молекулами, и поэтому жидкая фаза опять-таки не может существовать.

Те же самые силы притяжения заставляют одно вещество растворяться в другом и определяют распределение молекул между фазами. Чем меньше молекулярное притяжение и чем меньше постоянная (a), тем более летуче данное вещество.

Хотя уравнение Ван-дер-Ваальса с количественной стороны оказывается неточным при высоких давлениях, оно дает простое объяснение поведению газа.

В то время как обычные процессы испарения и конденсации являются следствием, главным образом, взаимного притяжения тяжелых молекул, ретроградные процессы связаны с притяжением между легкими и тяжелыми молекулами. Притяжение первого типа стремится втянуть молекулу в жидкую фазу, тогда как притяжение второго типа стремится втянуть более тяжелые молекулы в газовую фазу, когда последняя становится достаточно плотной, а именно: при высоких давлениях.

Ретроградная конденсация (испарение) первого типа будет происходить при изменении давления в заштрихованной области, расположенной с правой стороны от критической точки (рис. I.I). В точке 1 газожидкостная

система находится в парообразном состоянии. С повышением давления парообразная система приближается к состоянию насыщения, и при пересечении кривой точек росы в точке 2 она становится насыщенной.

Дальнейшее повышение давления сопровождается образованием жидкой фазы, количество которой по мере повышения давления увеличивается, и при давлении, соответствующем точке 3, количество конденсата достигает максимума. Далее, однако, увеличение давления приводит к уменьшению количества жидкой фазы, и при вторичном пересечении кривой точек росы в точке 4 вся смесь переходит в газообразное состояние, которое сохраняется, несмотря на дальнейшее повышение давления.

Испарение смеси на участке 3-4, вызванное повышением давления, получило название обратного или ретроградного испарения.

При изотермическом снижении давления на участке 4-3 также протекает обратимый процесс, при котором возможно наблюдать обратную или ретроградную конденсацию. При этом, как видно из диаграммы, максимальное количество конденсата увеличивается с понижением давления.

Обратное (ретроградное) влияние температуры наблюдается между точками 6 и 7. В этой области изобарическое изменение температуры в направлении 5-6-7 приводит к тому, что жидкая смесь (точка 5) через двухфазное парожидкостное состояние опять приходит к однофазному жидкому состоянию.

Ретроградная конденсация первого типа имеет важное значение при разработке и эксплуатации газоконденсатных месторождений.

Если давление в критической точке ниже, чем в критической точке, это свидетельствует о ретроградной конденсации второго типа (рис.1.2). Следовательно, при изотермическом сжатии смесь становится двухфазной, причем содержание паровой фазы вначале возрастает, а затем уменьшается до полного исчезновения. Это условие может быть реализовано при очень низких температурах.

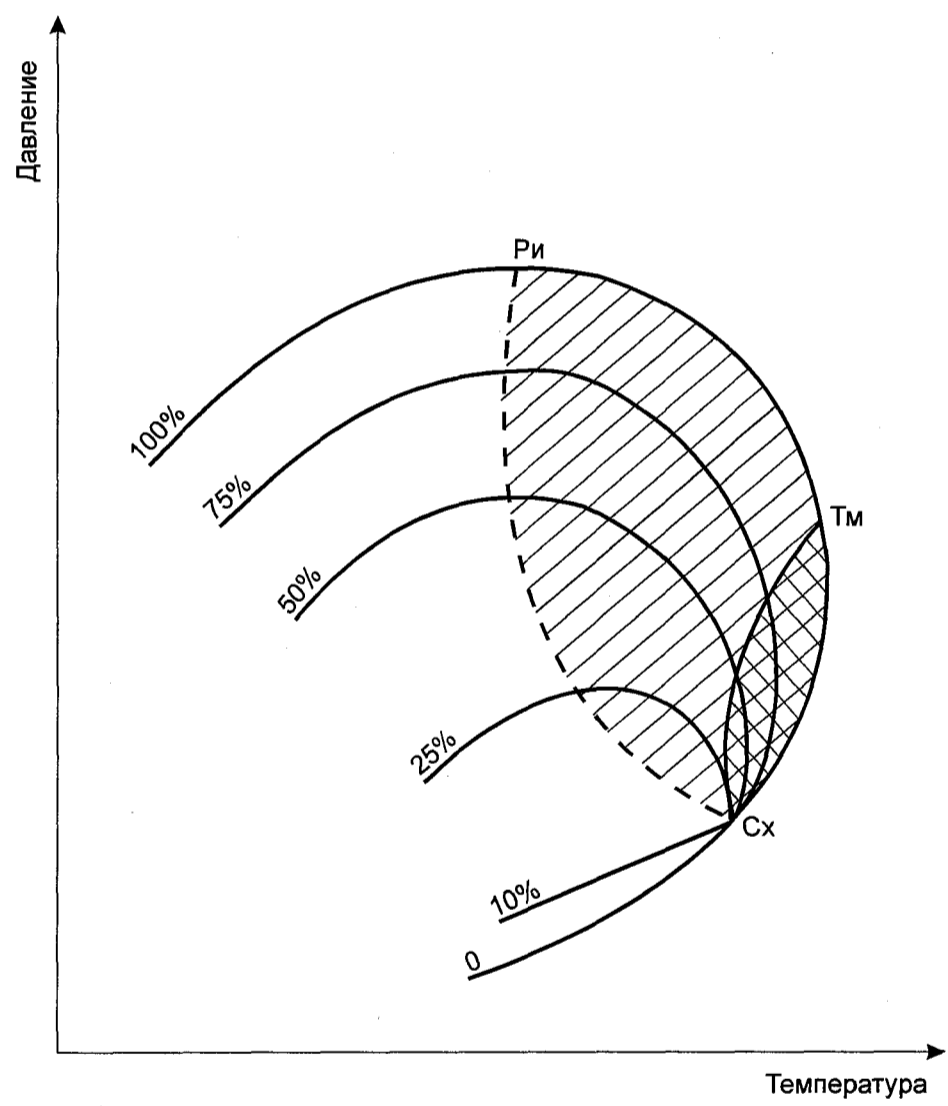


Рис. 1.2. Фазовая диаграмма углеводородных систем в условиях низких температур (ретроградная конденсация второго типа) по М.И. Гербер

Классическая фазовая диаграмма (рис.1.1) постоянно включается в учебники и научные труды по разработке нефтегазоконденсатных месторождений. Однако, приведенные в данной работе результаты наших и других исследований показали, что подобный “гипотетический” вид фазовой диаграммы не отображает реального поведения углеводородных газожидкостных систем.

Исследования, проведенные автором диссертационной работы [99, 100, 103, 104-106, 111] и другими исследователями [6, 12, 85], позволили установить вид реальных фазовых диаграмм, полученных при исследовании модельных и природных нефтегазоконденсатных систем различного состава. Реальные фазовые диаграммы по виду наиболее близки диаграмме, полученной Катцем и Курата [83, 234, 237] при исследовании смеси природного газа с газолином (рис.1.3). Реальные фазовые диаграммы газожидкостных систем отличаются тремя характерными областями:

- I - область, где система находится в жидкостном состоянии;
- II - область околокритического и критического состояния;
- III - область ретроградного газоконденсатного состояния.

В ряде случаев [186] возможно появление областей ограниченной взаимной растворимости газовой и жидкой фаз.

1.3. Методы математического моделирования парожидкостного равновесия углеводородных газожидкостных систем

Исследования фазовых превращений многокомпонентных систем, какими являются пластовые смеси нефтегазоконденсатных месторождений, осуществляются с помощью специальных термодинамических методов, основанных на физическом и математическом моделировании. Достаточно перспективным методом являются комплексные методы, сочетающие математическое и физическое моделирование.

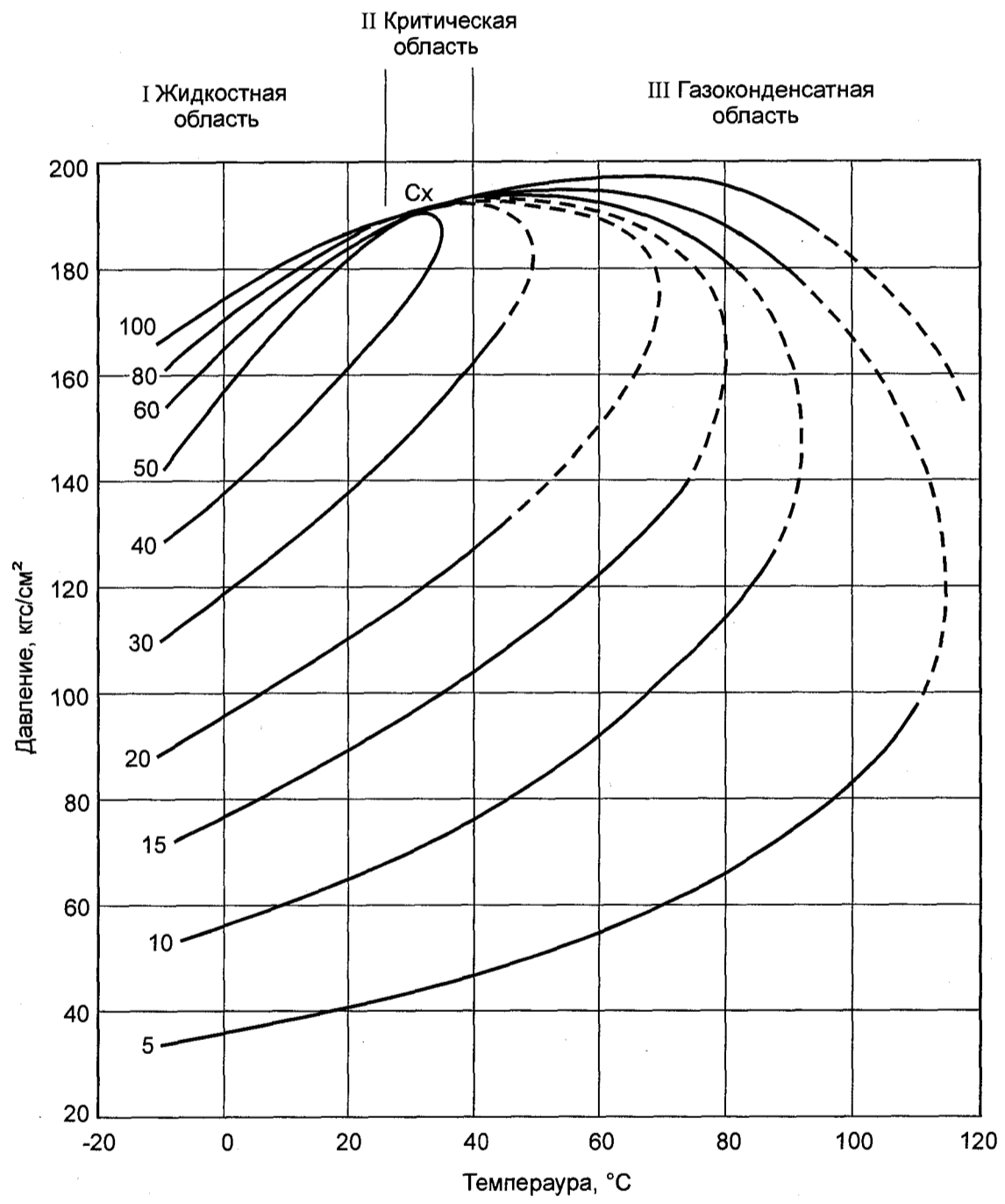


Рис. 1.3. Фазовая диаграмма смеси природного газа с газOLIном
(по Катцу и Курата)

Одним из широко применяемых в настоящее время методов исследования фазового состояния и свойств пластовой смеси является математическое моделирование.

Методы расчета фазовых равновесий углеводородных смесей можно разделить на три группы. Методы первой группы при определении коэффициентов распределения в качестве коррелирующего параметра используют давление схождения. Во вторую группу входят комбинированные методы. Третью группу составляют методы, основанные на применении уравнений состояния.

Методы I-й группы широко применялись в инженерных расчетах до середины 70-х годов [53, 186]. Вычисления давления схождения производили графоаналитическими способами, коэффициенты распределения компонентов смеси находили по таблицам и номограммам. Методы I-й группы предназначались, в основном, для проведения ручных расчетов. Их использование с применением ЭВМ требовало замены многочисленных таблиц, графиков и номограмм аппроксимационными выражениями. Так, Г.С.Степановой и др. были предложены методы расчета коэффициентов распределения метана, этана и пропана, учитывающие особенности состава равновесной жидкой фазы, получены корреляционные выражения для вычисления давления схождения и разработан алгоритм расчета парожидкостного равновесия. Эти исследования обобщены в работах [4, 50, 62, 63, 94, 140-143, 186-190, 192, 211, 224, 230], где изложены основы расчетных методов исследования парожидкостного равновесия природных газоконденсатных смесей, в том числе с помощью ЭВМ. В настоящее время методы I-й группы используются некоторыми исследователями при расчете промышленной сепарации газоконденсатной смеси и стабилизации насыщенного конденсата и нефти, когда величина давления схождения незначительно превышает рабочее давление, а смесь состоит из компонентов близкой природы. Однако, эмпирический характер методов первой группы ограничивает их применение по давлению, температуре и составу исследуемой смеси.

Комбинированные методы основаны на применении уравнений состояния для вычисления свойств газовой фазы и эмпирических методов для вычисления свойств жидкой фазы [62]. Комбинированные методы значительно сложнее других, и, что самое главное, в список исходных данных нередко входят такие параметры веществ, которые не определяются в процессе стандартных газоконденсатных исследований. Все это существенно ограничивает возможность применения комплексных методов. Апробация комбинированных методов на широком экспериментальном материале не проводилась.

Для математического моделирования наиболее успешным методом явилось применение единых уравнений состояния для описания свойств сосуществующих равновесных фаз. Метод расчета фазового равновесия по уравнению состояния наиболее удобен, так как уравнение в компактной аналитической форме содержит максимальную информацию о данной системе. Использование уравнения состояния для расчета парожидкостного равновесия основано на применении фундаментального положения термодинамики фазовых равновесий о равенстве летучестей компонентов смеси в сосуществующих равновесных фазах и строгих термодинамических соотношений для вычисления летучести j -го компонента смеси.

Используя единое уравнение состояния, можно рассчитать не только компонентные составы, плотность и долю равновесных фаз, но и их термодинамически согласованные теплофизические свойства (энтальпию, энтропию, изобарную и изохорную теплоемкости и т.д.).

Применение уравнений состояния позволяет моделировать не только двухфазное парожидкостное, но и многофазное равновесие (например, пар – жидкость – жидкость, пар – жидкость – твердое тело).

Поэтому с середины 70-х годов создание и применение единых уравнений состояния стало основным направлением математического моделирования фазового равновесия систем природных углеводородных систем.

К настоящему времени предложено большое число уравнений состояния для описания свойств систем природных углеводородов [6, 21, 53, 212, 228, 232, 245, 247, 248, 249, 250, 255, 257, 258]. В инженерной практике наиболее широкое применение нашли два вида: многокоэффициентные и кубические.

Многокоэффициентные и уравнения состояния в вириальной форме записываются в виде:

$$pv/RT = 1 + B/v + C/v^2 + D/v^3 + \dots, \quad (1.2)$$

где B, C, D... - второй, третий, четвертый и т.д. вириальные коэффициенты.

Уравнение состояния (1.1) – теоретически обоснованное уравнение для газов малой плотности.

Из этого вида уравнений состояния широкое применение при моделировании парожидкостного равновесия и теплофизических свойств смесей легких углеводородов получило восьмикoeffициентное уравнение Бенедикта-Вебба-Рубина (BWR) и его модификация – 11-коэффициентное уравнение состояния Старлинга-Хана (SH) [21,53].

Сложность и длительность расчетов по многокоэффициентным уравнениям BWR и SH предопределило преимущественное применение для инженерных расчетов более удобных кубических (относительно объема) уравнений состояния. Они представляют второй основной вид уравнений состояния, применяющихся для моделирования фазового равновесия и теплофизических свойств систем природных углеводородов. Их теоретической основой является уравнение Ван-дер-Ваальса (1.1), которое выгодно отличается от уравнения BWR и его модификаций простотой, возможностью аналитического определения корней.

Уравнение Ван-дер-Ваальса является кубическим относительно объема, поэтому любая изотерма в докритических условиях имеет один или три

действительных положительных корней, в то время как сверхкритические изотермы (рис.1.4, кривая 3) имеют один действительный положительный корень. Если моделируются PVT-свойства жидкой фазы, то при наличии трех действительных корней ее объему соответствует наименьший из положительных корней, а при вычислении свойств паровой фазы – наибольший из положительных корней.

Точка С на критической изотерме (рис.1.4, кривая 2) – критическая точка. Соответствующие этой точке давление и объем (p_c, v_c) являются критическими.

Применение условий в критической точке дает следующие выражения для коэффициентов a и b уравнения (1.1)

$$a = 3p_c v_c^2 = \frac{27R^2 T_c^2}{(64p_c)}, \quad (1.3)$$

$$b = \frac{v_c}{3} = \frac{RT_c}{(8p_c)}. \quad (1.4)$$

Подставив выражения (1.3), (1.4) в уравнение состояния (1.1) и приняв $p = p_c, T = T_c, v = v_c$ получим, что величина коэффициента сжимаемости в критической точке $z_c = p_c v_c / (RT_c)$, согласно уравнения Ван-дер-Ваальса, не зависит от характеристик вещества и равна 0.375.

К настоящему времени в специальной литературе опубликовано более 200 модификаций уравнения состояния Ван-дер-Ваальса. Наиболее широкое применение в инженерной практике получили уравнения Редлиха-Квонга и его модификации [6, 53, 249, 255].

Уравнение состояния Редлиха-Квонга (РК) имеет следующий вид:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{T^{0.5}v(v+b)}, \quad (1.5)$$

где a, b – коэффициенты.

Коэффициенты уравнения рассчитываются, исходя из условий в критической точке, по выражениям:

$$a = 0.42747 R^2 T_c^{2.5} / p_c; \quad b = 0.0864 RT_c / p_c. \quad (1.6)$$

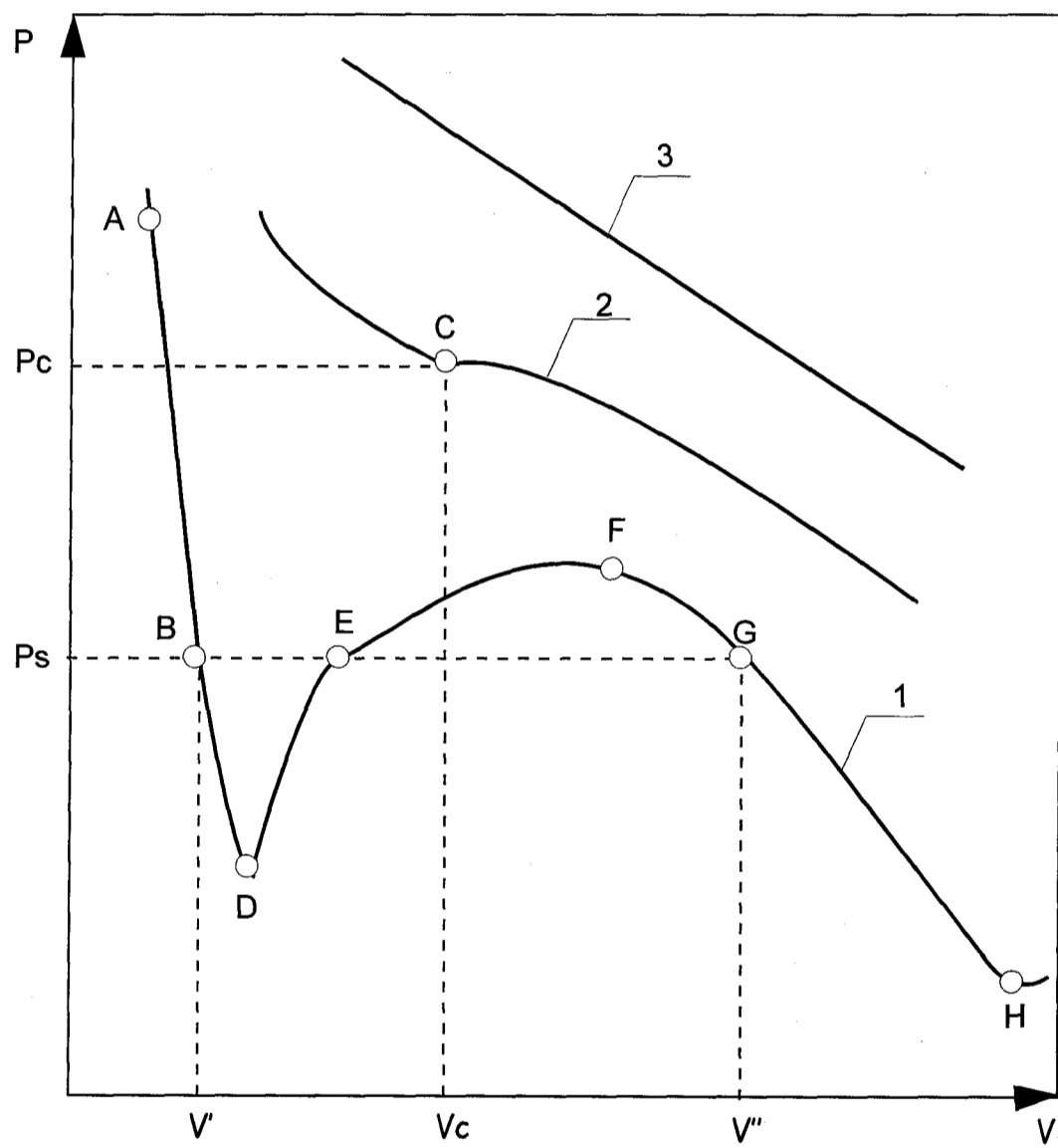


Рис. 1.4. Изотермы кубического уравнения состояния при температуре ниже (кривая 1), равной (кривая 2) и выше (кривая 3) критической

Для расчета по уравнению свойств многокомпонентных систем Редлиха и Квонг предложили вычислять его коэффициенты следующим образом

$$a_m = \left(\sum_{i=1}^N y_i a_i^{0.5} \right)^2; \quad b_m = \sum_{i=1}^N y_i b_i, \quad (1.7)$$

где a_i, b_i – коэффициенты чистого i -го компонента;

y_i – молярная доля i -го компонента в смеси;

N – общее число компонентов в смеси.

Введение температурной зависимости $T^{0.5}$ позволило существенно улучшить описание PVT – свойств газов, в частности второго вириального коэффициента. Более точной, в связи с заменой в знаменателе члена p_a “ v^2 ” на “ $v(v+b)$ ”, стало значение коэффициента сжимаемости в критической точке.

Широкое распространение в инженерной практике получила модификация уравнения Редлиха-Квонга, выполненная в 1972 г. итальянским ученым Дж.Соаве [228, 243, 245, 255].

Соаве модифицировал уравнение Редлиха-Квонга, представив его в следующем виде

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)}, \quad (1.8)$$

где a, b – коэффициенты, причем коэффициент “ a ” зависит от температуры.

Коэффициент “ a ” определяют следующим образом

$$a = a_c \cdot a(T_r, \omega), \quad (1.9)$$

$$\text{где } a_c = 0.42747 \cdot R^2 T_c^2 / P_c, \quad (1.10)$$

$$a(T_r, \omega) = [1 + m(1 - T_r^{0.5})]^2, \quad (1.11)$$

$$m = 0.480 + 1.574\omega - 0.176\omega^2. \quad (1.12)$$

Коэффициент “ b ” вычисляется по формуле:

$$b = 0.77796 RT_c / P_c. \quad (1.13)$$

Соаве вместо температурной функции $T_r^{0.5}$ во втором члене правой части уравнения состояния Редлиха-Квонга записал температурную функцию в виде (1.11). Модификация уравнения Редлиха-Квонга явилась эффективной и позволила улучшить моделирование PVT-свойств не только паровой (газовой) фазы, но и газированной жидкой фазы. И все же следует отметить, что свойства паровой фазы моделируются модификациями уравнения состояния Редлиха-Квонга значительно более точно, чем свойства жидкой фазы.

В 1975 г. Д.Робинсон и Пенг (PR) [232, 247, 248, 249, 250, 257] разработали достаточно удачную модификацию уравнения Ван-дер-Ваальса. Уравнение состояния PR имеет вид

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)+b(v-b)}, \quad (1.14)$$

где P – давление; R – универсальная газовая постоянная; T – температура, К; V – объем; b – коэффициент, учитывающий собственный объем молекул; a – коэффициент, отражающий действие межмолекулярных сил (в основном, определяется температурой).

Выражения для расчета коэффициентов " a_c " и " b " получаются в результате использования условий в критической точке (1.7):

$$a_c = 0.457235 \cdot R^2 T_c^2 / P_c, \quad b = 0.77796 RT_c / p_c. \quad (1.15)$$

Главное различие уравнений состояния RK и PR заключается в том, что Д.Робинсон и Пенг изменили знаменатель члена уравнения, характеризующего действие сил притяжения. Ввод дополнительного члена " $b(v-b)$ " привел к тому, что коэффициент сжимаемости в критической точке стал равным 0.3074. Таким образом, z_c , определяемое по уравнению PR, ближе к реальному диапазону изменения z .

А.И.Брусиловским [21] показано, что из наиболее распространенных уравнений состояния RK, RKW, SRK, RKSB, PR наиболее точным является

уравнение состояния Пенга-Робинсона. Это кубическое уравнение состояния до сих пор является наиболее распространенным в мировой практике моделирования свойств природных газоконденсатонефтяных систем. В работах [20-23, 26, 52, 53] приведены алгоритмы расчетов парожидкостного равновесия многокомпонентных систем с использованием уравнения состояния PR.

Данные алгоритмы успешно применялись для расчета на ЭВМ парожидкостного равновесия с использованием уравнения состояния PR А.И.Брусиловским, Г.Р.Гуревичем, А.И.Леонтьевым, В.Ф.Перепеличенко и др. при прогнозировании изменения фазового состояния пластовых смесей Оренбургского, Вуктыльского и других месторождений [5, 19-23, 37, 51, 52, 56, 58, 59, 89-92, 132, 133, 137, 150-152, 165, 166, 168].

При этом в ряде случаев опыт использования данного уравнения состояния при давлениях, превышающих 30 МПа, а также для газоконденсатных смесей со значительным содержанием компонентов группы $C_{5+в}$ показывает, что как при расчете фазового состояния, так и при моделировании PVT-свойств паровой (газовой) и жидкой фаз искусственных (т.е. специально созданных для исследовательских целей) и природных смесей появляются значительные погрешности. Поэтому точность описания фазовых равновесий природных углеводородных систем глубокопогруженных залежей с помощью уравнения состояния PR не всегда была удовлетворительной. Например, расчеты фазовых превращений более сложных ПГЖС, которые находятся в жестких термобарических пластовых условиях (табл.1.4) показали на возможные значительные погрешности [164-166, 168]. В дальнейшем повышение точности расчетов достигалось за счет:

- совершенствования алгоритмов расчета;
- разработки более совершенных способов моделирования состава пластовых систем;
- создания новых уравнений состояния.

Л.Я.Непомнящим, И.А.Леонтьевым [152] были проведены следующие изменения алгоритма [52, 53]. Так, для давлений, близких к давлению начала конденсации $P_{нк}$ в качестве приближений коэффициентов распределения использовались k_i при $p_{нк}$.

Преобразования, проведенные в алгоритме, позволили рассчитывать парожидкостное равновесие по уравнению состояния PR в более широком диапазоне давлений, температур и составов пластовых смесей, включая область вблизи критической точки, а также существенно сократить время расчетов на ЭВМ и получить качественно новые результаты.

По уточненному алгоритму [137] была рассчитана фазовая диаграмма пластовой смеси Астраханского месторождения. Кривая точек росы оказалась выше кривой, полученной с использованием прежнего алгоритма, а критическая точка существенно сместилась в сторону более низких давлений и температур. Были подтверждены экспериментальные данные о том, что пластовая смесь Астраханского месторождения при начальных условиях представляет собой газоконденсатную систему в однофазном газообразном состоянии. Однако, и при уточненном алгоритме остается достаточно большое расхождение между расчетными и экспериментальными давлениями начала конденсации пластовых смесей с повышенным содержанием конденсата, что затрудняло применение этой методики в инженерных расчетах.

Одной из причин отличия расчетного давления начала конденсации от экспериментального является использование в уравнении состояния недостаточно обоснованных эмпирических коэффициентов парного взаимодействия компонентов смеси, которые определяются в результате обработки экспериментальных данных по двухкомпонентным системам и принимаются постоянными для каждой пары веществ и являются независимыми от давления, температуры и состава многокомпонентной смеси. Другая причина расхождения экспериментальных и расчетных параметров парожидкостного равновесия в области высоких давлений возникает из-за недостатка и не-

точности исходных данных при проведении расчетов по уравнению состояния.

Для моделирования фазовых превращений ПГЖС с помощью уравнений состояния необходимы следующие данные: мольный компонентный состав системы, свойства каждого компонента – критические давления и температуры, ацентричный фактор, коэффициенты взаимодействия компонентов.

Нефтегазоконденсатные системы (табл.1.3, 1.4) включают газовую (H_2S , CO_2 , N_2 , CH_4 - C_4H_{10}) и жидкостную ($C_{5+в}$) составляющую. Было отмечено [6, 48, 53, 54, 137, 186, 190], что даже незначительные изменения концентрации и свойств высококипящих углеводородов могут существенно влиять на параметры фазового состояния системы при данных термодинамических условиях, а также на положение таких характерных точек фазовой диаграммы, как крикондетерма, крикондебара и критическая точка.

В настоящее время при определении химического состава пластовых смесей газоконденсатных месторождений тяжелые углеводороды, как правило, начиная с пентанов, объединяют в группу $C_{5+в}$. Для повышения точности расчетов парожидкостного равновесия эту группу принято условно разделять на отдельные фракции, которые рассматриваются как компоненты пластовой смеси. Разбивка группы $C_{5+в}$ проводится по результатам фракционной разгонки дебутанизованного конденсата с учетом перехода определенного количества пентанов, гексанов и гептанов в газы сепарации, дегазации и дебутанизации и невыкипающего остатка. Когда в процессе лабораторных исследований определяется плотность и молекулярная масса выделенных фракций, для их приближенной оценки используются зависимости, полученные на основе экспериментальных данных по свойствам фракций дебутанизованного конденсата ряда месторождений и соответствующие определенным интервалам кипения, по которым рекомендуется объединять фракции, выделенные в процессе разгонки конденсата [54].

При отсутствии данных о фракционном составе конденсата для определения состава группы C_{5+} используют графический метод [53], в основе которого лежат зависимости распределения индивидуальных парафиновых углеводородов в пластовых смесях газоконденсатных месторождений.

Л.Я.Непомнящим [150] разработана методика разбивки группы C_{5+} на компоненты, учитывающая результаты фракционной разгонки конкретного конденсата и общие закономерности распределения углеводородов в природных газоконденсатных смесях. Разложение группы C_{5+} на фракции проводится таким образом, чтобы разница между экспериментальным и рассчитанным по уравнению состояния давлениями начала конденсации была минимальной.

Расчеты фазовых переходов пластовой смеси Карачаганакского месторождения с помощью уравнения PR и уточненной разбивки C_{5+} на фракции была проведена Л.Я.Непомнящим на основе экспериментальных данных, полученных во ВНИИгазе.

В табл.1.5 приведены расчетные и экспериментальные давления начала конденсации пластовой смеси Карачаганакского месторождения при различных температурах.

Таблица 1.5

Сравнение экспериментального давления начала конденсации
с расчетным

Температура, °С	Давление начала конденсации, МПа						Относительное расхождение между расчетными и экспериментальными величинами, %		
	расчетное		экспериментальное						
20	52.4		53				1.1		
85	49.7		49.8 (контактная конденсация)				0.2		
85	49.7		50.1 (дифференциальная конденсация)				0.8		
110	49.4		48				3		
Компонент	C_1	C_2	C_3	<i>i</i> - C_4	<i>n</i> - C_4	C_{5+}	N_2	CO_2	H_2S
Молярный состав, %	69.55	5.98	2.88	1.02	1.88	9.66	0.65	4.8	3.58

Относительное отклонение между расчетными и экспериментальными величинами не превышает 3%. В результате проведенных [150] уточне-

ний разбивки группы $C_{5+в}$ на фракции с учетом экспериментальных данных по фазовому равновесию, область двухфазного существования системы стала рассчитываться с более высокой точностью. Проведенные исследования показали, что с помощью уравнения PR с учетом улучшения алгоритмов расчета и уточнения разбивки группы $C_{5+в}$ на фракции [137, 152] можно проводить оценку фазового состояния пластового флюида и проводить расчеты фазовых превращений пластовой смеси при проектировании разработки Карачаганакского месторождения с высоким содержанием жидкой фазы. Однако, следует иметь в виду, что расчетное содержание жидкой фазы в газоконденсатной смеси остается существенно завышенным по сравнению с фактическим. Следовательно, методика расчета парожидкостного равновесия, основанная на применении уравнения состояния PR, требовала дальнейшего совершенствования с целью приближения расчетных параметров фазового состояния к экспериментальным в области высоких давлений для месторождений с высоким содержанием конденсата в пластовой смеси.

С этой целью Брусиловским А.И. [6, 18, 24] было:

- 1) проведено усовершенствование расчетов критических параметров фракций $C_{5+в}$ и ацентрического фактора;
- 2) создано новое кубическое уравнение состояния для моделирования фазового поведения и PVT-свойств природных газоконденсатных смесей при повышенных термобарических условиях.

При разработке уравнения состояния использовались экспериментальные данные о свойствах компонентов пластовых УВ флюидов и их смесей при давлениях до 100 МПа и температурах до 200°C. Новое уравнение состояния значительно точнее, чем другие кубические уравнения, моделирует свойства жидкой фазы и паровой (газовой) фазы при высоких давлениях. Уравнение имеет следующий вид:

$$p = \frac{RT}{v-b} \cdot \frac{a}{(v+c)(v+d)}, \quad (1.16)$$

где a, b, c, d – коэффициенты; v – молярный объем.

Структура коэффициентов уравнения состояния определена следующим образом:

$$a \equiv \frac{\alpha R^2 T_c^2}{P_c} \varphi(T); \quad b \equiv \frac{\beta R T_c}{P_c}; \quad c \equiv \frac{\delta R T_c}{P_c}; \quad d \equiv \frac{\sigma R T_c}{P_c}; \quad \varphi(T_c) = 1, \quad (1.17)$$

где T_c, P_c – соответственно критическая температура и давление вещества; $\varphi(T)$ – температурная функция.

В результате применения классических условий в критической точке

$$\left. \frac{\partial T}{\partial v} \right|_{T=T_c, V=V_c} = \left. \frac{\partial^2 P}{\partial v^2} \right|_{T=T_c, V=V_c} = 0 \text{ получаются следующие зависимости}$$

$$\alpha = \Omega_c^3, \quad (1.18)$$

$$\beta = -Z_c^* + \Omega_c - 1, \quad (1.19)$$

$$\sigma = -Z_c^* + \Omega_c \left[0.5 + (\Omega_c - 0.75)^{1/2} \right], \quad (1.20)$$

$$\delta = -Z_c^* + \Omega_c \left[0.5 - (\Omega_c - 0.75)^{1/2} \right], \quad (1.21)$$

где Z_c^*, Ω_c – независимые параметры уравнения состояния.

В табл. 1.6 приведены значения параметров Z_c^*, Ω_c и вид функции $\varphi = \varphi(T)$, приводящие обобщенное уравнение состояния к уравнениям состояния Редлиха-Квонга (RK), Соаве-Редлиха-Квонга (SRK) и Пенга-Робинсона (PR).

Таблица 1.6

Значения параметров и вид температурных функций для двухкоэффициентных уравнений состояния

Уравнение состояния	Z_c^*	Ω_c	$\varphi = \varphi(T)$	Ψ
(RK)	1/3	0.753307	$\left(\frac{T}{T_c}\right)^{-0.5}$	—
(SRK)	1/3	0.753307	$\left\{ 1 + \Psi \left[1 - \left(\frac{T}{T_c}\right)^{0.5} \right] \right\}^2$	$0.48 + 1.57\omega - 0.176\omega^2$
(PR)	0.3074	0.77039	$\left\{ 1 + \Psi \left[1 - \left(\frac{T}{T_c}\right)^{0.5} \right] \right\}^2$	$0.37464 + 1.54\omega - 0.26992\omega^2$

В [6] получены оптимальные значения Z_c^* , Ω_c , ψ для компонентов газоконденсатных систем.

При этом значения параметров уравнения состояния для $C_{5+в}$ рассчитываются по универсальным зависимостям.

$$Z_c^* = 0.3357 - 0.0294\omega; \quad (1.22)$$

$$\Psi = \begin{cases} 1.050 + 0.105\omega + 0.428\omega^2 & \omega < 0.4489; \\ 0.429 + 1.004\omega + 1.561\omega^2 & \omega \geq 0.4489, \end{cases} \quad (1.23)$$

где ω - ацентрический фактор Питцера.

Анализ результатов расчетов [6, 24] показал, что PVT-свойства всех исследований углеводородных и неуглеводородных веществ в диапазоне давлений от 0.1 до 100 МПа и температурах от 22 до 48 К рассчитываются по новому уравнению точнее, чем по наиболее широко распространенному уравнению состояния PR.

Особенно существенно то, что значительно повышается точность моделирования плотности высокомолекулярных углеводородов. Например, погрешность расчета плотности n - $C_{13}H_{28}$ уменьшается, в среднем, с 10.7 до 1.7%, а для n - $C_{20}H_{42}$ с 24.9 до 3.6%.

Для смеси коэффициенты уравнения состояния вычисляются следующим образом:

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N y_i y_j a_{ij}, \quad (1.24)$$

$$\text{где } a = (a_i a_j)^{1/2} (1 - c_{ij}); \quad b = \sum_{i=1}^N y_i b_i; \quad c = \sum_{i=1}^N y_i c_i; \quad d = \sum_{i=1}^N y_i d_i. \quad (1.25)$$

Значения коэффициентов парного взаимодействия практически для всех компонентов i и j C_{ij} существенно зависят от температуры [6].

Выражение для расчета летучести i -го компонента смеси, полученное автором [6] на основе уравнения состояния (1.16 – 1.25), является основополагающим при моделировании фазового равновесия.

В работе [6] приводятся результаты экспериментального и теоретического моделирования процессов контактной и дифференциальной конденсации газожидкостных систем. Система при контактной конденсации имела следующий состав (% мол.): $N_2 - 0.2$; $CO_2 - 2.48$; $C_1 - 76.43$; $C_2 - 7.46$; $C_3 - 3.12$; $iC_4 - 0.59$; $nC_4 - 1.21$; $iC_5 - 0.5$; $nC_5 - 0.59$; $C_6 - 6.7$; $C_7 - 6.7$ [47].

Группа фракций C_7 была разбита на 14 фракций с температурами кипения от $91^\circ C$ до $407^\circ C$, молярной массой от 95 до 377 г/моль и P_c от 3.114 до 1.071 МПа. Значение критической температуры фракций T_c рассчитывалось по выражениям Кэветта, критическое давление P_c и акцентричный фактор по усовершенствованному методу А.И.Брусиловского.

Сравнение экспериментальных и расчетных данных процесса контактной конденсации, давления начала конденсации и максимальной конденсации ($P_{нк}$, $P_{мк}$), объема насыщенной жидкости при давлении максимальной конденсации ($V_{мк}$) показали, что применение усовершенствованного способа определения P_c фракций групп $C_{5+в}$ или $C_{7+в}$ позволяет существенно (до 30%) улучшить результаты расчета $P_{нк}$, $P_{мк}$, $V_{мк}$.

Еще большие возможности для достоверного описания контактной конденсации сложных углеводородных систем дает новое уравнение состояния А.И.Брусиловского.

Автором [6] так же проверена точность математического моделирования процесса дифференциальной конденсации путем сравнения расчетных показателей с результатами экспериментального исследования пластовой смеси скв.42 АГКМ. Отборы представительных проб при исследовании скв.42 и проведение дифференциальной конденсации проведены [108]. Методика эксперимента и его результаты приведены в главе II.

Моделировалась дифференциальная конденсация пластовой смеси скв.42 при пластовой температуре 383К, состав которой был определен в процессе газоконденсатных исследований (% мол.): $N_2 - 0.63$; $CO_2 - 14.86$; $H_2S - 21.24$; $C_1 - 56.11$; $C_2 - 1.75$; $C_3 - 0.89$; $iC_4 - 0.21$; $nC_4 - 0.45$; $C_{5+в} - 3.86$. Группа $C_{5+в}$ по методике А.И.Брусиловского разбита на 11 фракций. При

этом плотности фракций изменялись от 0.641 до 0.925 г/см³, молярная масса от 74.4 до 402.6 г/моль, P_c фракций от 3.352 до 1.051 МПа.

Результаты математического моделирования фазовых превращений различными методами [6] показали, что наиболее высокая точность расчета получена при применении нового уравнения состояния и усовершенствованного способа расчета P_c фракций. Наиболее существенные расхождения в оценке $P_{нк}$, $P_{мк}$, $V_{мк}$ (до 35%) получены при применении уравнения PR + расчет P_c фракций по Кэветту. Следует отметить, что для всех использованных расчетных методов количество выпавшей жидкой фазы при минимальных давлениях, близких к 0.1013 МПа, существенно отличается от экспериментального.

1.4. Аналитические методы определения коэффициентов сверхсжимаемости

Коэффициент сверхсжимаемости Z является одним из параметров уравнения состояния газов и газожидкостных систем, функционально связанным с соотношением P , V , T . Расчеты, связанные с определением объемов газовой системы, проводятся с учетом данного коэффициента. Следовательно, точное описание фазовых превращений жидкостных систем невозможно без детальной оценки коэффициента сверхсжимаемости.

Методы определения коэффициента Z можно разделить на три группы:

Первая группа объединяет методы, базирующиеся на теории подобия, в основу которых положен принцип соответственных состояний. Данные методы используют корреляцию, связывающую коэффициент сверхсжимаемости с приведенными параметрами газов – $P_{пр}$, $T_{пр}$, $V_{пр}$. Приведенные параметры

$$P_{пр} = P/P_{кр}, \quad T_{пр} = T/T_{кр}, \quad V_{пр} = V_{мол}/V_{мол кр}, \quad (1.26)$$

где $P_{кр}$, $T_{кр}$ – соответственно критическое давление и температура;

$V_{\text{мол}}$, $V_{\text{мол кр}}$ - молярный и молярный объем в критической точке.

При инженерных расчетах для сухих углеводородных газов эти методы дают достаточно хорошие результаты для определения объема при различных давлениях и температурах, давления при различных объемах и температурах с использованием соответствующих графиков (рис.1.5) и таблиц [26, 53, 66, 80].

Вторая группа объединяет методы, которые используют теоретически обоснованное вириальное разложение P, V, T - свойств газов, константы которого непосредственно связаны зависимостью между потенциалом межмолекулярного взаимодействия, энергией и межатомными расстояниями. Следует отметить, что вириальное разложение при расчетах коэффициентов сверхсжимаемости газов не дает точных результатов, хотя методы второй группы имеют достаточно строгую теоретическую основу.

Третья группа объединяет методы, связанные с анализом соответствующих обобщенных кубических уравнений состояния газов, в результате которых получают зависимости, связывающие P, V, T , используемые при расчетах коэффициентов Z .

Наиболее распространены методы расчетов коэффициентов Z индивидуальных газов, предусматривающие корреляцию с использованием фактора ацентричности, критического коэффициента сверхсжимаемости и корреляции, основанные на принципе соответственных состояний. Метод расчета коэффициентов сверхсжимаемости Z газов с использованием фактора ацентричности ω предложен Питцером. Он устанавливает функциональную связь с приведенными параметрами газа $P_{\text{пр}}, T_{\text{пр}}, w$, т.е.:

$$Z=f(P_{\text{пр}}, T_{\text{пр}}, \omega). \quad (1.27)$$

Исходя из этой связи, уравнение для определения коэффициентов сверхсжимаемости индивидуальных газов имеет вид:

$$Z=Z^{(0)} + \omega Z^{(1)}, \quad (1.28)$$

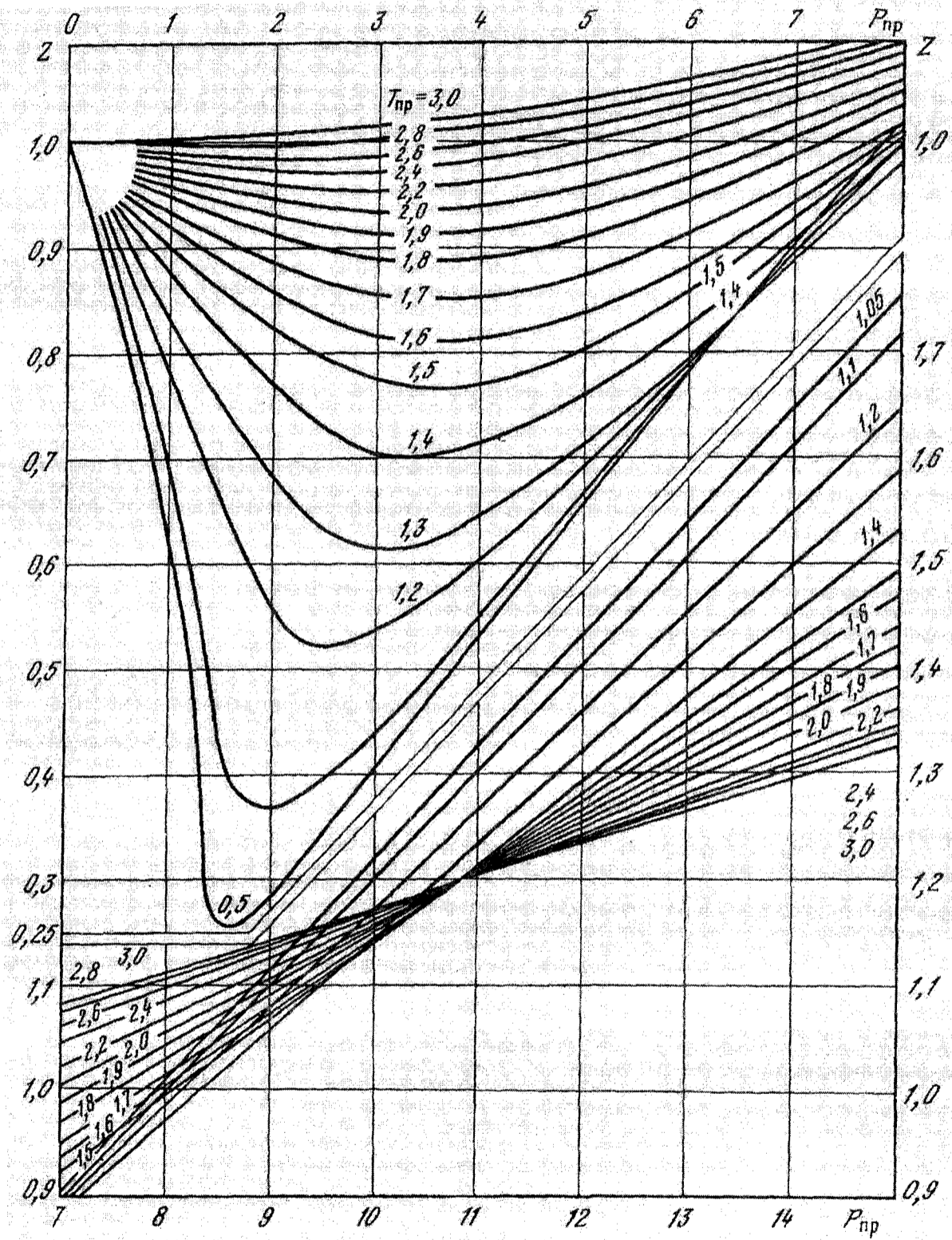


Рис 1.5 Зависимость коэффициента сверхсжимаемости Z газовых смесей от приведенных давления $P_{пр}$ и температуры $T_{пр}$ (по Брауну с соавторами)

где $Z^{(0)}$ – безразмерный коэффициент сверхсжимаемости простых газов, определяемый по графикам или таблицам в зависимости от $P_{пр}$ и $T_{пр}$; ω – фактор ацентричности.

Методы расчетов коэффициентов Z газовых смесей, основанные на принципе соответственных состояний, предусматривают использование псевдокритических параметров смесей. Наиболее простым и распространенным является правило Кея [53, 80], согласно которому псевдокритические давления, температуры, коэффициенты $Z_{пкр}$, плотности $\rho_{пкр}$ и объемы $V_{пкр}$ углеводородных смесей находятся как суммы мольных составляющих компонентов, умноженных на критические давления, температуры, коэффициенты сверхсжимаемости, плотности и объемы компонентов смесей.

Известны также и другие правила: Леланда-Мюллера, Иоффе-Стюарта, Буркхардта и Ву, Праусница – Ганна [53, 66], которые сложнее правила Кея. Все эти правила для неполярных смесей дают почти одинаковые результаты.

Методы определения коэффициентов Z по псевдоприведенным параметрам развиты авторами [53, 66, 87] на основе обобщения анализа и изучения теоретических и экспериментальных отечественных и зарубежных работ и рекомендованы для расчетов коэффициентов сверхсжимаемости углеводородных газовых смесей.

Из методов, которые для расчетов коэффициентов Z используют вириальное разложение, наиболее широко известно восьмиконстантное уравнение BWR [6, 53, 66]:

$$Z = PV/RT = 1 + \left(B_0 + \frac{A_0}{RT} - \frac{C_0}{RT^3} \right) \frac{1}{V^2} + \left(b - \frac{a}{RT} \right) \frac{1}{V^2} + \frac{aL}{RT} \cdot \frac{1}{V^5} + \frac{c}{RT} \cdot \frac{1}{V^2} \left[\left(1 + \frac{1}{V^2} \right) e^{-\gamma V^{-2}} \right], \quad (1.29)$$

где V – молярный объем; $A_0, B_0, C_0, a, b, c, \gamma$ – коэффициенты.

Уравнение (1.35) и его модификации [66] применимы, в основном, к смесям углеводородных газовых смесей, в которых молярная доля метана превышает 80 % и более.

Другим теоретическим уравнением состояния является вириальное уравнение, полученное Майером и А.Н.Боголюбовым [6, 66]. Вириальное уравнение состояния газовой смеси, предусматривающее разложение коэффициента сверхсжимаемости по обратным степеням удельного объема, имеет вид:

$$Z = PV/RT = 1 + [B(T)]/V + [C(T)]/V^2 + [D(T)]/V^3 + \dots, \quad (1.30)$$

где $B(T)$, $C(T)$, $D(T)$... [i-го] - соответственно второй, третий, четвертый и т.д. вириальные коэффициенты, являющиеся функциями температуры и внутримолекулярной потенциальной энергии (для чистых газов являются функциями только температуры). Расчеты коэффициентов с использованием вириального уравнения весьма сложны и трудоемки, требуют специальных приемов и средств вычислительной техники, что ограничивает его применение.

Поэтому для инженерных расчетов, как и в случае расчетов парожидкостного равновесия, наиболее удобным является кубическое уравнение состояния [6, 43, 53]. До настоящего времени широко используются различные модификации двухконстантного уравнения RK, которое для определения коэффициента Z записывается в виде:

$$Z^3 - Z^2 + Z(a - b^2p - b)p - abp^2 = 0, \quad (1.31)$$

$$\text{где } a = 0.4275 T_{кр}^{2.5} / P_{кр} T^{2.5}; \quad b = 0.0867RT_{кр} / P_{кр}. \quad (1.32)$$

Г.Р.Гуревичем [49] проведена оценка точности вычисления коэффициентов Z по вышеприведенным и др. уравнениям – модификациям уравнения BWR [220, 229], RK [172, 260], графиками Вичерта-Азиза, Питцера, Брауна и др. аппроксимациям.

Показано, что ни один из 15 проанализированных методов не позволяет рассчитать с одинаковой погрешностью величины Z в интервале давлений 7 – 60 МПа. Наибольшим диапазоном изменения давления, в преде-

лах которого погрешность не превышает 5%, обладают методы [172, 299]. Температура оказывает незначительное, по сравнению с давлением, влияние на изменение погрешности расчета Z .

В последние десятилетия для расчетов Z стали широко использоваться кубические уравнения состояния. Наибольшее распространение получило двухкоэффициентное кубическое уравнение PR, которое, записанное относительно коэффициента Z , имеет вид:

$$Z^3 - (1-B)Z^2 + (A-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-B^3) = 0, \quad (1.33)$$

$$\text{где } A = a(T)P / R^2T^2; \quad B = bp / RT. \quad (1.34)$$

Кубическое уравнение состояния (1.16) для расчетов коэффициентов Z преобразуется в выражение:

$$Z^3 + (C+D - B - 1)Z^2 + (A-BC+CD-BD-D-C)\frac{Z}{\sqrt{Z}} - (BCD+CD+AB) = 0, \quad (1.35)$$

$$\text{где } A = \frac{aP}{R^2T^2}; \quad B = \frac{bP}{RT}; \quad C = \frac{cP}{RT}; \quad D = \frac{dP}{RT}; \quad (1.36)$$

a, b, c, d – коэффициенты уравнения.

Следует отметить, что точность аналитических методов определения коэффициентов Z оценивается сравнением расчетных значений коэффициентов Z с экспериментальными.

Расчеты, приведенные в главе 2, свидетельствуют, что значения коэффициентов Z , определенные по кубическому уравнению PR при изучении реальных газов и газоконденсатных смесей, не всегда адекватны экспериментальным.

В [6] приводится сравнение результатов определения коэффициентов Z , полученных автором диссертации [57, 117] экспериментальным путем, с расчетом коэффициента Z по уравнению состояния (1.41). Показана достаточно высокая точность расчета, которая не превышала 3.4% при различных давлениях и температурах.

Резюмируя сказанное, следует отметить, что повышение точности расчетных методов невозможно без базы сравнения, поэтому, наряду с необходимостью дальнейшего совершенствования аналитических методов, достаточно

важным является совершенствование эталонных – экспериментальных методов определения Z .

Следовательно, разработка экспериментальных установок и методик исследования PVT соотношений, в особенности для газовых смесей сложного состава в широком интервале давлений и температур, остается весьма актуальной задачей.

ВЫВОДЫ

1. Нефтегазоконденсатные залежи в зависимости от геологических условий находятся в пластах в широком диапазоне давлений и температур и разнообразны по соотношению и составам газовых и жидких составляющих пластовых систем. В последние десятилетия в РФ и странах СНГ открыты гигантские месторождения, пластовые системы которых залегают на глубинах 3500-5000 м при АВПД и высоких температурах, отличительной особенностью которых является наличие в составе ПГЖС сероводорода и углекислого газа. Подобные термобарические и геохимические особенности будут определять фазовое поведение данных ПГЖС в пластах, скважинах, промысловых трубопроводах, сепараторных установках.

2. Последние работы ведущих российских термодинамиков позволили существенно повысить точность расчетов фазовых характеристик и сверхсжимаемости углеводородных газожидкостных систем. Например, А.И.Брусиловским создано уравнение состояния и методика расчета, дающие возможность адекватно описывать фазовое поведение, в том числе, сложных пластовых систем, что существенно расширяет возможность комплексного направления (аналитического и экспериментального) решения задач фазовых превращений.

3. Экспериментальное изучение особенностей фазового поведения, сверхсжимаемости различных углеводородных систем в широком интервале изменения давлений и температур и построение реальных фазовых диа-

грамм остается важнейшим направлением термодинамики природных нефтегазоконденсатных смесей, имеет теоретическую и практическую ценность. Без данных, полученных экспериментальными методами, невозможна разработка и совершенствование методов математического моделирования. Особую значимость, в связи с введением в разработку глубокозалегающих месторождений со сложными пластовыми системами, приобретает изучение фазовых превращений сложных газожидкостных систем, содержащих в своем составе сероводород и углекислый газ.

Г Л А В А II
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО
ИССЛЕДОВАНИЯ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ И СВЕРХСЖИМАЕМОСТИ
ПЛАСТОВЫХ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ СЛОЖНОГО СОСТАВА

*2.1. Совершенствование аппаратуры, применяемой для физического
моделирования фазовых характеристик газожидкостных систем*

Физическое моделирование осуществляется с помощью установок фазовых равновесий (УФР или PVT) различных типов. В газоконденсатных лабораториях РФ в основном используются поршневые установки АСМ-300, АСМ-600, УГК-3, УФР-2, и др. [12, 13, 41, 46, 74, 80, 161, 203].

Наиболее модернизированной считается установка УФР-2 (рис.2.1), в которой пространства цилиндров за поршнями связаны с обводной системой, что способствует разгрузке поршней от осевых усилий и обеспечивает их синхронное перемещение при движении поршня жидкостного цилиндра; объем жидкой фазы и объем газа отсчитывается по сельсин счетчику указателя объема. Термостатирование рабочей камеры осуществляется тремя электронагревателями.

Объем камеры PVT равен 1200 см^3 , причем жидкостная часть составляет 200 см^3 , что позволяет исследовать пластовые системы с конденсатосодержанием углеводородов до $2000 \text{ см}^3/\text{м}^3$ и более. Камера PVT рассчитана на максимальное рабочее давление 100 МПа и температуру 293-473 К.

К недостаткам установок подобного типа относятся: обычное, не антикоррозионное, исполнение основных узлов, исключающее возможность исследования пластовых систем, в составе которых содержатся сероводород и углекислый газ; невозможность создания температур ниже 293 К, что сужает диапазон исследования и степень изученности газоконденсатных систем.

В последние годы за рубежом создано несколько установок PVT в антикоррозионном исполнении. Это: Мини PVT, Raska-PVT, Magra-PVT, Арнулин-Сермип-Франс (АСФ- PVT) и др.

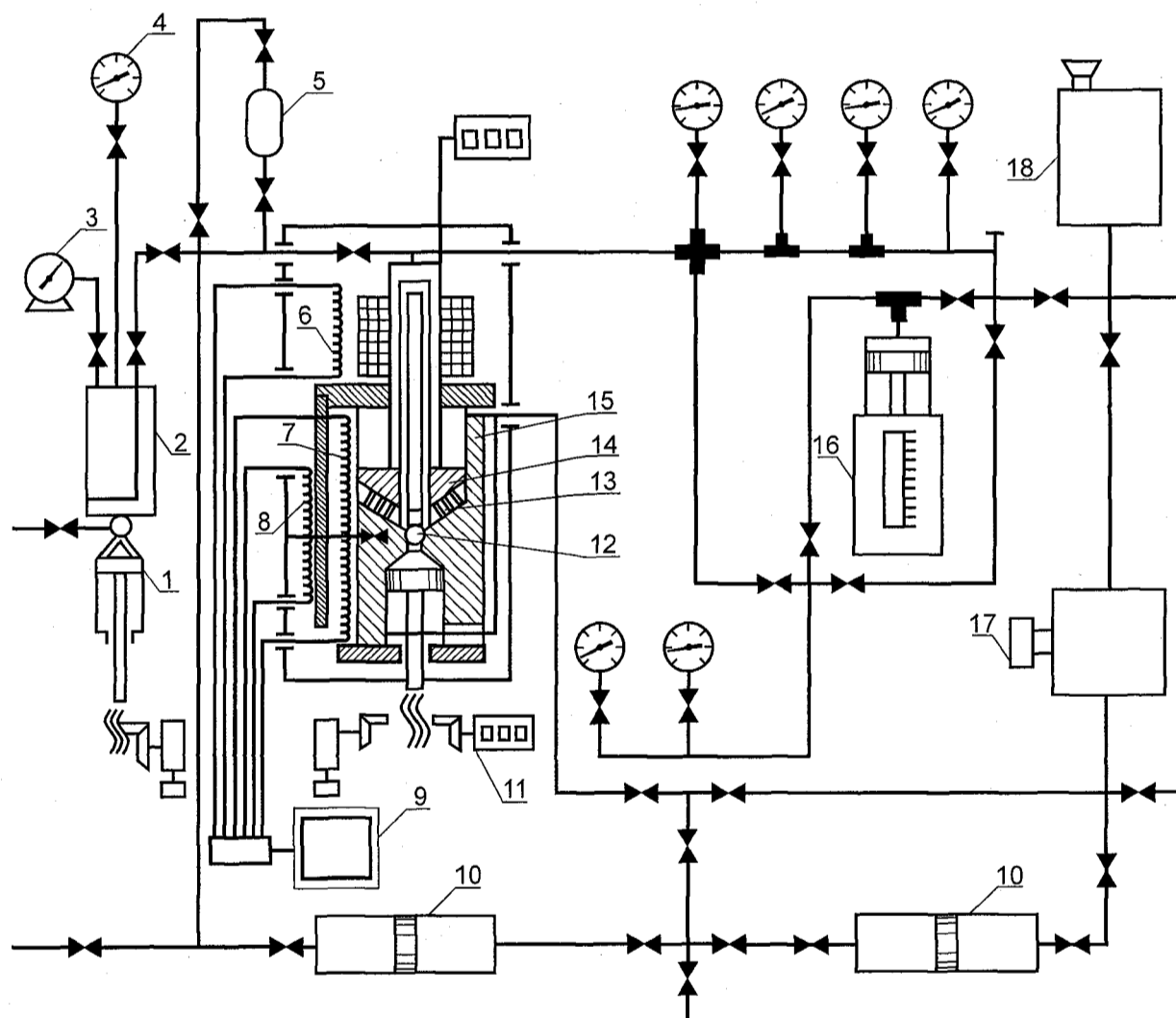


Рис. 2.1. Схема установки УФР-2 для исследования газоконденсатных смесей.
 1 - плунжер измерительный, 2 - сепаратор, 3 - счетчик, 4 - манометр,
 5 - пробоотборник газа (пикнометр), 6, 7, 8 - электронагреватели,
 9 - потенциометр, 10 - контейнер поршневой, 11 - указатель объема,
 12 - стекло смотровое, 13 - мешалка электромагнитная, 14 - шток поршня,
 15 - цилиндр газовый, 16 - гидропресс, 17 - насос масляный с ресивером, 18 - бачок напорный

Отличительной особенностью данных установок является применение в качестве агента, передающего давление, ртути. Применение ртути в аппаратуре обуславливается ее подвижностью, высоким удельным весом, инертностью в отношении агрессивных компонентов газоконденсатных смесей, легкостью, с которой ртуть, проходя по всем коммуникациям, быстро воспринимает изменение давления (снижение или повышение).

Характеристика зарубежных PVT установок в антикоррозионном исполнении, применяемых для исследования пластовых смесей, содержащих агрессивные компоненты - сероводород и углекислый газ, приведена в табл.2.1.

Таблица 2.1

Наименование установки	Мини PVT	Raska-PVT	Magra-PVT, АСФ-PVT
Характеристика			
Рабочее давление, МПа	до 60	до 80	120-170
Диапазон температур исследования, К	293-423	293-423	253-473
Объем камеры исследования, л	0.05	0.5	3.8
Допустимое содержание агрессивных компонентов, % об.	15 – H ₂ S 15 - CO ₂	15 – H ₂ S 15 - CO ₂	25 – H ₂ S 25 – CO ₂

Установки Мини-PVT из-за малого объема рабочей камеры 0.05л в основном применяются для оценочных исследований газоконденсатных систем. Более современной является установка Raska-PVT, которая успешно используется во ВНИИгазе. Широкие возможности для исследования представляются при использовании установок нового поколения Magra-PVT и АСФ-PVT. Автором с сотрудниками данные установки освоены и с 1986 г. успешно эксплуатируются в лабораториях г.Астрахани [112, 113, 121-123].

Установка “Magra-PVT” (рис.2.2) включает четыре основных блока: основная камера PVT объемом 3.8 л, пульт управления камеры PVT, блок подачи с камерами PVT — 2.0 л и 0.7 л; пульт управления блока подачи.

Основная камера PVT (рис.2.2) предназначена для проведения детальных исследований фазового состояния газожидкостных систем, состоит из корпуса

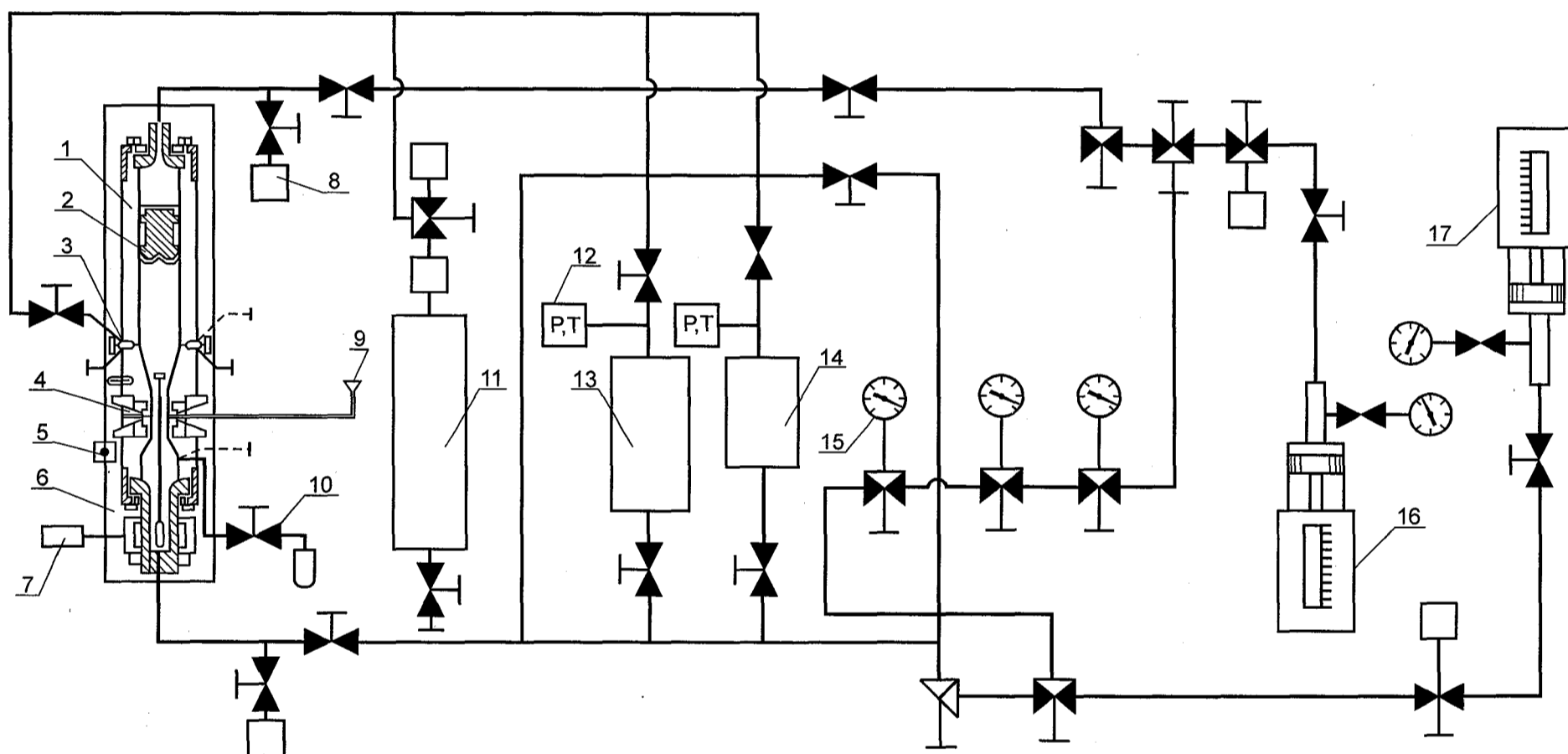


Рис 2.2. Схема установки фазовых равновесий "Magra-PVT" в антикоррозионном исполнении.
 1 - основная камера PVT - 3,8 л, 2 - поршень, 3 - каналы для заправки и отбора проб, 4 - смотровые окна,
 5 - датчики температуры, 6 - термостатическая камера, 7 - магнитная мешалка, 8 - датчик давления,
 9 - эндоскоп, 10 - вентиль для отбора проб конденсата, 11 - газометр, 12 - датчик давления, температуры,
 13 - камера PVT - 2,0 л, 14 - камера PVT - 0,7 л, 15 - манометры, 16,17 - насосы

с поршнем, корпус имеет отверстия для подвода ртути, магнитную мешалку, смотровые сапфировые стекла.

Основная камера PVT связана с комплексом сдвоенных насосов, которые позволяют осуществлять вертикальное перемещение исследуемого флюида в полости камеры при постоянном давлении. Для визуального наблюдения процессов, происходящих в камере PVT, возможно перемещение любой границы между двумя уравновешенными фазами в камере “ртуть-жидкость”, “ртуть-газ” или “жидкость-газ” по середине смотрового окна.

Путем считывания объемов между двумя границами фаз получаем искомый объем изучаемого флюида с точностью $\pm 0.01 \text{ см}^3$. Такая точность достигается за счет малого диаметра проходного отверстия между верхней и нижней секциями камеры PVT на уровне смотрового окна.

Регулирование необходимого температурного режима осуществляется термостатической камерой. Для визуального наблюдения в камеру PVT вмонтирован визир с окуляром (эндоскоп с подсветкой). Рекомбинация и стабилизация различных флюидальных систем производится магнитной мешалкой. Кроме того, основная камера PVT снабжена тремя вентилями для заправки и отбора проб газа и конденсата, выведенными за внешний контур термостатической камеры.

Пульт управления основной камеры служит для автоматической установки, регулирования, поддержания и цифрового контроля температуры и давления.

Блок подачи служит для: вакуумирования рабочих узлов системы; рекомбинации и проведения исследований пластовых систем в камерах PVT (0.7л и 2.0 л); изучения коэффициентов сверхсжимаемости газовых и газожидкостных систем и разгазирования нефтей. Пульт управления блока подачи снабжен: контрольно-измерительными приборами для поддержания заданных давлений и температур в камерах PVT(0.7л и 2.0 л) и газометре.

Установка АСФ-PVT является модификацией установки Magra-PVT. Ртутные насосы АСФ-PVT, создающие давление в системе, рассчитаны на давление до 170 МПа.

2.2. Совершенствование методик экспериментального изучения фазовых превращений газоконденсатных систем

Цикл экспериментальных работ по изучению фазовых превращений условно разделяется на подготовительный этап, включающий рекомбинацию газожидкостных смесей и перевод их в рабочую камеру PVT, и этап непосредственного исследования методом контактной или дифференциальной конденсации.

Методика проведения исследований на установках УГК-3, УФР-2 [46, 80] включает вакуумирование межпоршневого пространства до остаточного давления, заполнение камеры PVT пробами отсепарированного газа и сырого конденсата в соответствии с конденсато-газовым фактором (КГФ), измеряемым при отборе проб на скважине. Исходя из объема загруженного газа, рассчитывается объем сырого конденсата, подлежащего заправке в камеру:

$$V_k = \frac{293P_{заг} \cdot V'_г [1 - \beta(P_{заг} - P_{отб})] [1 + \alpha(t_{заг} - t_{отб})] q}{10^6 TZ}, \quad (2.1)$$

где $P_{заг}$ – давление в камере после разгрузки пробы газа, МПа;

$V'_г$ – объем газа, загруженного в камеру при давлении загрузки и комнатной температуре, л;

β – коэффициент сжимаемости конденсата, 1/МПа;

$P_{отб}$ – давление, при котором отобраны пробы газа из сепаратора, МПа;

α – коэффициент термического расширения конденсата, 1/°С;

$t_{заг}$ – температура, при которой загружается конденсат в камеру, °С;

$t_{отб}$ – температура, при которой были отобраны пробы из сепаратора, °С;

q – величина, обратная газовому фактору, м³/м³;

T – температура, при которой в камеру загружается конденсат;

Z – коэффициент сверхсжимаемости газа.

При конденсатосодержании в пластовой смеси менее 100 см^3 – в камеру необходимо загружать возможно больший объем газа, что осуществляется поршневой поджимкой.

Применение установки нового поколения Magra-PVT, имеющей камеры рекомбинации 13, 14 (рис.2.2), создает возможность разработки более совершенных методик исследования газожидкостных систем. В процессе разработки данных методик были решены задачи повышения точности и снижения времени, необходимого для исследования. Повышение точности результатов было достигнуто за счет создания методических приемов для заправки и рекомбинации, при которых достигается точное соотношение газовой и жидкой фазы. Для этого при заправке газа необходимо знание точного объема газовой и жидкой фазы. Точное определение газовой фазы достигается при использовании в расчетах экспериментального значения коэффициента сверхсжимаемости. Методика экспериментального определения коэффициента сверхсжимаемости будет подробно рассмотрена в разделе 2.4 данной главы.

Расчет давления для заправки необходимого объема газа в камеру рекомбинации предлагается производить по формуле

$$P_{\text{зап}} = \frac{P_0 T_{\text{зап}} Q_{\text{г}} Z}{T_0 V}, \quad (2.2)$$

где $P_{\text{зап}}$ - давление заправки, МПа;

P_0 – стандартное давление, МПа;

$T_{\text{зап}}$ – температура заправки, К;

$Q_{\text{г}}$ – объем газа, введенного в камеру при давлении заправки и комнатной температуре, л;

Z - коэффициент сверхсжимаемости, определенный экспериментальным путем;

T_0 – стандартная температура, К;

V – объем камеры, л.

Заправка производится следующим образом: ртутью из транспортного контейнера в камеру рекомбинации передавливается необходимый объем газа, обычно 100 л. Объем газа контролируется рассчитанным давлением заправки. В случае, когда расчетное давление в процессе заправки газа точно не устанавливается, необходимо рассчитать фактический объем газа, загруженного в камеру, $Q_{гф}$ по формуле

$$Q_{гф} = \frac{P_{зан} V T_0}{P_0 T_{зан} Z} \quad (2.3)$$

Заправка конденсата в камеру рекомбинации емкостью 0.7 л проводится аналогично заправке газа в камеру. Если газоконденсатная смесь рекомбинируется из газа сепарации и стабильного конденсата, то необходимый объем конденсата рассчитывается по формуле

$$V_{к ст} = 10^{-3} Q_{гф} \cdot КГФ \cdot к, \quad (2.4)$$

где $V_{к ст}$ - объем конденсата, который необходимо загрузить в камеру РVT при температуре сепарации и давлении заправки, $см^3$;

$КГФ$ – конденсато–газовый фактор, $см^3/м^3$;

$к$ – поправочный коэффициент, представляющий собой отношение объема стабильного конденсата при давлении и температуре заправки к объему стабильного конденсата при стандартном давлении и температуре.

В случае заправки насыщенного конденсата предлагаются следующие формулы для расчета необходимого количества конденсата:

$$V_{к зап} = V_{к нас} - \Delta V_{к(P)}, \quad (2.5)$$

$$V_{к нас} = \frac{Q_{гф} \cdot КГФ_{нас}}{P_0 \cdot 10^3}, \quad (2.6)$$

$$\Delta V_{к(P)} = \beta_k \Delta P V_{к нас}, \quad (2.7)$$

$$\beta_k = \frac{\Delta V}{\Delta P \cdot V'_{к нас}}, \quad (2.8)$$

$$\Delta V'_{к нас} = \Delta V_{сч} + \Delta V_{рт(P)}, \quad (2.9)$$

$$\Delta V_{рт(P)} = \beta_{рт} \Delta P V_{рт}, \quad (2.10)$$

где $V_{к нас}$ – объем насыщенного конденсата при условиях сепарации, $см^3$;

$\Delta V_{к(P)}$ – поправка на сжимаемость насыщенного конденсата;

β_k - коэффициент сжимаемости конденсата, МПа⁻¹, определяется по результатам экспериментальных исследований;

$V'_{к\text{ нас}}$ – изменение объема насыщенного конденсата, от начального до заданного давления (давление заправки $P_{\text{зап}}$);

$\Delta V_{\text{сч}}$ – изменение объема насыщенного конденсата по счетчику;

$\Delta V_{\text{рт}}(P)$ – поправки на сжимаемость ртути от давления.

Согласно справочным и экспериментальным данным, $\beta_{\text{рт}} = 3.8 \times 10^{-5}$ МПа.

Точный объем насыщенного конденсата, необходимый для рекомбинации, получают следующим образом. На скважине одновременно отбираются несколько контейнеров с насыщенным конденсатом, которые в лаборатории дегазируются, при этом определяется объем газа дегазации и коэффициент усадки. Пробы отобранного насыщенного конденсата считаются “кондиционными”, если разница коэффициентов усадки, определенных в лабораторных и промысловых условиях, не превышает 2-3%.

Загрузка насыщенного конденсата в камеру рекомбинации проводится при давлении на 5.0-10.0 МПа выше давления насыщения.

При переводе рекомбинированной пробы в основную камеру PVT, в работе находятся оба насоса, один передавливает пробу из камеры рекомбинации в основную камеру PVT, а другой отбирает ртуть из основной камеры PVT. При этом перепад давлений между подачей и отбором не должен превышать 1.0 МПа. Поршень опускается в крайнее нижнее положение, под поршень подается проба и отбирается ртуть из нижней части камеры до отметки по реперу, после этого низ камеры изолируется от насоса путем перекрытия крана. Подключается верхняя часть основной камеры PVT, поршень начинает двигаться вверх, проба полностью переводится в камеру. Движение поршня продолжается до тех пор, пока на линию раздела “ртуть - проба” не упадут первые капли ртути. Основная камера PVT изолируется от насосов кранами и устанавливается на стабилизацию в течение двух часов.

По окончании стабилизации системы проводится ее исследование на заданных режимах методами контактной или дифференциальной конденсации.

2.3. Проведение исследований методами контактной и дифференциальной конденсации

Контактная конденсация – это исследование газожидкостной смеси постоянной массы в замкнутом объеме, которое позволяет определить: давление начала конденсации рекомбинированной газоконденсатной смеси; объем конденсирующейся жидкости при снижении давления от начального до минимально возможного в зависимости от объема исследуемой смеси и построение на основе этих данных изотерм контактной конденсации. Контактная конденсация соответствует фазовым процессам, происходящим при движении пластовой смеси в подъемнике (скважине), промысловых трубопроводах и сепараторе. На базе изотерм контактной конденсации, снятых на различных температурах в диапазоне от -20°C до $+200^{\circ}\text{C}$, при постоянном содержании конденсата, строится фазовая диаграмма исследуемой смеси.

Определение давления начала конденсации $P_{\text{нк}}$ – наиболее сложная часть исследования. Для этого насос 16 (рис.2.2), подключенный к верху камеры PVT, ставится на малый ход и начинается откачивание ртути при снижении давления в системе. Этот процесс можно проводить непрерывно или ступенями через 1.0-2.0 МПа со стабилизацией в течение 1 часа или более. Необходимо помнить, что при уменьшении давления граница раздела “ртуть-смесь” будет смещаться вверх. Чтобы не было ошибок в определении объемов при снятии замеров, границу раздела необходимо возвращать на первоначальную отметку по реперу, работая спаренными насосами.

Давление начала конденсации в зависимости от величины конденсатосодержания, температуры, состава смеси и наличия механических примесей может определяться по следующим признакам:

- по резкому потемнению цвета пластовой смеси с последующим появлением множества мельчайших пузырьков, напоминающих морозящий дождь, и выпадением капель жидкости из смеси непосредственно на смотровое стекло;

- по появлению пленки жидкости на поверхности ртути.

В газоконденсатных системах интервал по давлению между резким потемнением цвета смеси и началом интенсивного морозящего дождя может достигать до 3 МПа, что может приводить к разногласию в оценке $P_{нк}$.

Давление начала конденсации можно оценить по экстраполяции кривой изотермы на ось давления. Для этого необходимо тщательно снимать первые две точки изотермы контактной конденсации, которые должны характеризоваться минимальным количеством выпавшей жидкой фазы и находиться как можно ближе к точке начала конденсации. После снижения давления до заданной величины система стабилизируется в течение 2-5 часов. Время стабилизации зависит от величины конденсатосодержания, температуры и состава смеси. В конце времени стабилизации производится замер выпавшей жидкой фазы. Ее объем равен разнице показаний насоса между визуально наблюдаемыми через эндоскоп границами раздела “Ртуть - жидкость” и “Жидкость – газ”. Снятие остальных точек изотермы контактной конденсации осуществляется ступенчатым снижением давления в камере PVT. На каждой ступени давления производится фиксация объема смеси по показаниям пресса.

При снятии замеров особое внимание следует обратить на момент получения точки максимальной конденсации, после которой в смеси начинается процесс обратного испарения жидкости, здесь необходимо увеличивать время стабилизации на режимах до 5 – 8 часов.

Методом контактной конденсации при $T=383$ К были исследованы модельные сероводородсодержащие системы, состав которых приведен в табл. 2.2. В качестве жидкой фазы использован конденсат скв. 42 АГКМ плотностью 0.802 г/см³, с молярной массой 150 г/моль. Результаты фракционной разгонки конденсата приведены в табл. 2.12.

Составы модельных сероводородсодержащих систем, использованных для исследования методом контактной конденсации (% мол.)

Компоненты	Смеси с конденсатосодержанием, г/м ³ сухого газа			
	181	277	401	562
H ₂ S	21.11	20.94	20.60	20.23
CO ₂	11.25	11.14	10.98	10.78
CH ₄	60.89	60.27	59.41	58.32
C ₂ H ₆	1.70	1.69	1.66	1.63
C ₃ H ₈	0.88	0.89	0.88	0.87
C ₄ H ₁₀	0.59	0.62	0.70	0.71
C _{5+в}	2.87	3.75	5.08	6.79
N ₂	0.71	0.70	0.69	0.67
Давление начала конденсации, МПа	34.9	40.8	38.5	37.0

Результаты исследований газоконденсатных систем методом контактной конденсации при T=383 К приведены в табл. 2.3.

На рис.2.3 приведены изотермы контактной конденсации, построенные в результате исследований газоконденсатных систем с различным содержанием жидкой углеводородной фазы. Следует отметить, что крутизна изотерм зависит от содержания жидкой фазы.

В процессе исследований изучена динамика выпадения конденсата во времени при различных давлениях [123]. Эксперименты проводились следующим образом. Рекомбинировались различные пластовые смеси, далее, при пластовой температуре 383 К, осуществлялась контактная конденсация на различных режимах. При этом определялись объемы выпавшей жидкой фазы в зависимости от времени стабилизации режима.

Результаты исследования модельных систем методом контактной конденсации (температура 383 К)

Конденсатосодержание, г/м ³	Давление в камере PVT, МПа	Объем смеси, см ³	Объем выпавшей жидкой фазы	
			см ³	см ³ /м ³ сухого газа
185	34.9	Начало конденсации		
	34.0	315.00	0.53	5.6
	30.2	341.00	2.86	28.88
	19.9	481.00	10.49	105.92
	12.8	754.00	13.18	133.04
	10.0	992.00	13.53	135.56
	3.5	2960.00	11.90	120.08
277	40.8	Начало конденсации		
	37.1	279.2	1.13	11.36
	35.1	295.2	2.25	22.72
	30.0	345.3	5.82	58.72
	20.1	515.4	15.16	153.04
	12.9	803.1	18.89	190.64
	9.8	1057.1	18.93	191.2
401	2.9	3572.4	16.29	164.4
	38.2	Начало конденсации		
	36.8	424.69	0.78	7.6
	34.1	437.15	4.89	47.52
	30.2	462.27	12.70	123.44
	20.1	597.91	31.79	309.04
	13.0	907.37	34.07	331.20
562	9.9	1157.36	34.41	334.48
	2.9	3708.09	30.44	295.92
	37.0	Начало конденсации		
	35.7	543.00	3.62	33.12
	33.4	557.00	11.46	104.80
	29.9	569.00	25.30	231.28
	20.2	703.00	46.81	428.00
12.9	989.00	49.44	452.00	
9.8	1256.00	48.00	438.88	
3.0	3811.00	38.62	353.12	

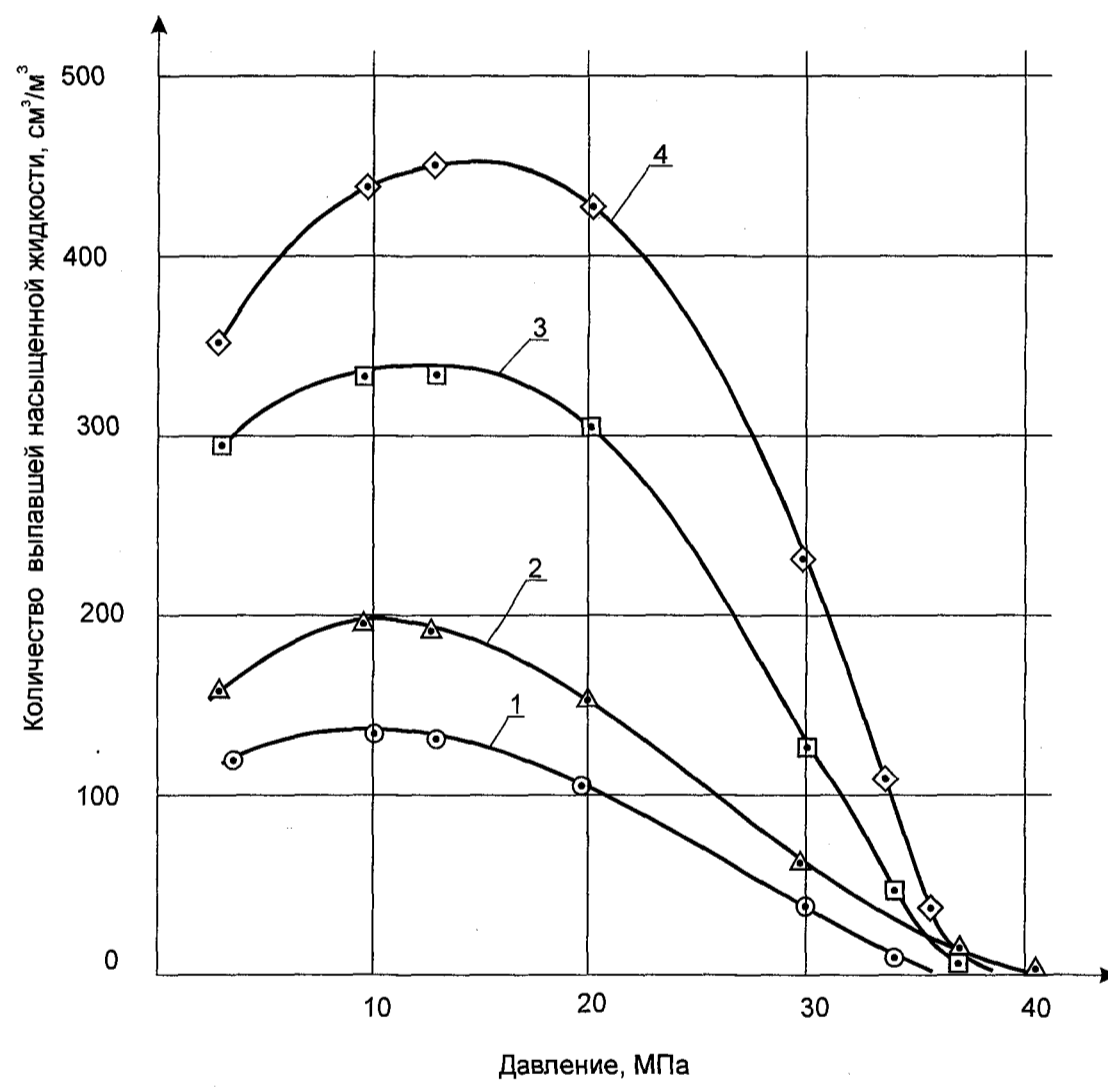


Рис. 2.3. Изотермы контактной конденсации для сероводородсодержащих газоконденсатных систем с различным конденсатосодержанием. 1, 2, 3, 4 - конденсатосодержание соответственно: 185, 277, 401, 562 г/м³. (T= 383K)

На рис.2.4 приведено изменение объема жидкой фазы при увеличении времени стабилизации при различных давлениях для пластовой смеси скв.73 Астраханского ГКМ с конденсатосодержанием 254 г/м^3 . Как следует из рис.2.4, основной объем конденсата выпадает за первый час стабилизации (70-85% от общего объема выпавшего при данном давлении конденсата), что связано с выпадением, в первую очередь, наиболее тяжелых компонентов. В дальнейшем происходит снижение скорости выпадения в результате медленного оседания малых капель конденсата, находящихся после снижения давления во взвешенном состоянии, и стекания конденсата, выпавшего на стенки камеры. Выпадение конденсата из смеси на 90-95% заканчивается на всех исследованных режимах конденсации за 2.5-4 часа.

Исследования показали, что скорость выпадения жидкой фазы из смеси в значительной мере определяется конденсатосодержанием. При конденсатосодержании до 300 г/м^3 выпадение практически полностью заканчивается за 3-4 часа, при конденсатосодержании $300-600 \text{ г/м}^3$ – за 2-3 часа; увеличение конденсатосодержания более 600 г/м^3 приводит к уменьшению времени выпадения жидкой фазы до нескольких минут. Полученные данные об интенсивности выпадения жидкой фазы при контактной конденсации позволили значительно сократить время проведения исследования на режимах.

Фазовая диаграмма характеризует зависимость фазового состояния пластовой или модельной газоконденсатной смеси при постоянном содержании конденсата от изменения температуры и давления. Строится на основании ряда кривых контактной конденсации. Фазовая диаграмма строится в координатах:

1 – давление – температура;

2 - давление – газосодержание (конденсатосодержание).

В выбранной системе координат откладываются точки, которые представляют собой отношение выпавшего насыщенного конденсата (V_k) к объему всей рабочей смеси ($V_{см}$) в процентах. После этого точки с одинаковыми значениями процентных содержаний жидкой фазы соединяются изолиниями (изо-

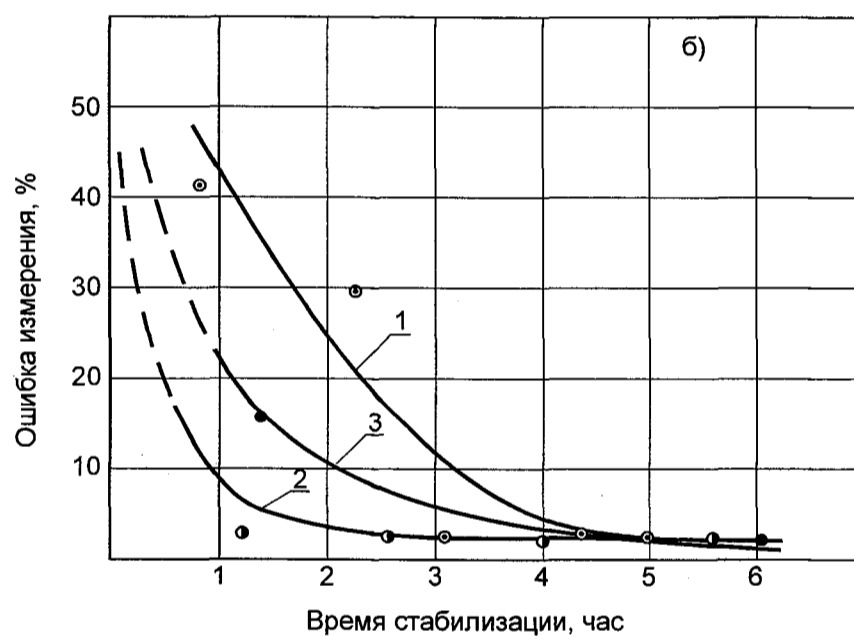
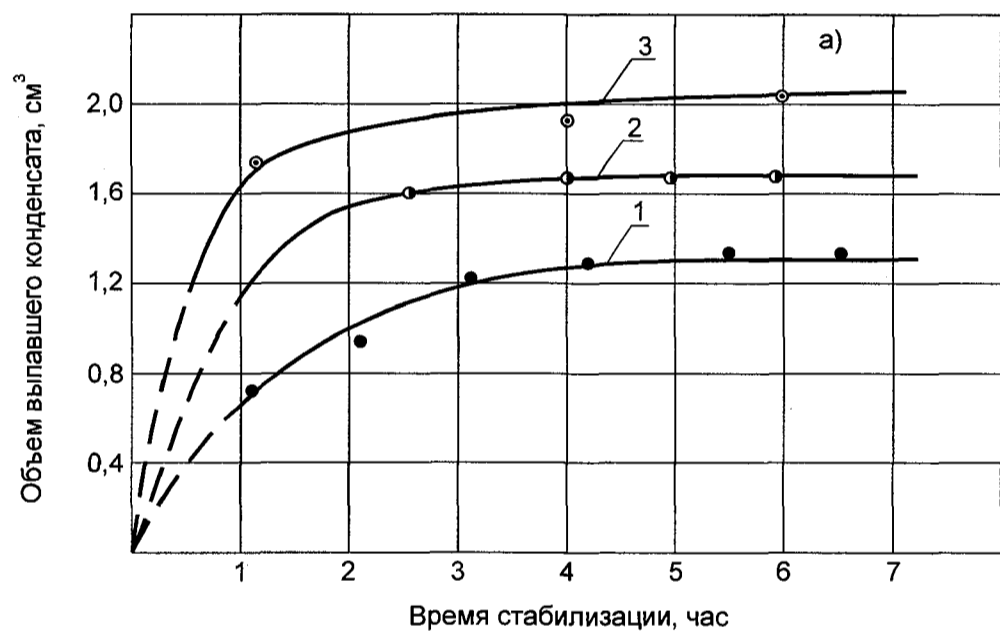


Рис. 2.4. а) динамика выпадения жидкой фазы б) ошибка измерения объема жидкой фазы при исследовании пластовой смеси скважины 73 АГКМ в процессе стабилизации при различных давлениях. 1, 2, 3 - соответственно давления: 36,5; 30,3; 24,7 МПа. (T= 383 К)

плерами). Фазовые диаграммы модельной и реальной пластовых систем приведены на рис.2.5.

Критическая область (рис. 1.3) характеризуется изменением характера изотерм контактной конденсации, так как система переходит от газоконденсатного состояния в жидкостное и наоборот. В газоконденсатной области снижение давления ниже давления начала конденсации приводит к росту процентного содержания жидкой фазы, в жидкостной области, после достижения давления насыщения, процентное содержание жидкой фазы уменьшается [104].

При дифференциальной конденсации исследуется изменение давления и массы газа при постоянном объеме системы, это позволяет определить те же параметры, что и при проведении контактной конденсации, а также:

- поведение пластовой смеси при разработке залежи;
- коэффициент конденсатоотдачи системы или пластовые потери жидкой фазы;
- состав пластовой смеси на любой стадии эксперимента.

Дифференциальная конденсация проводится по той же технологической схеме (см. рис.2.2), что и контактная конденсация, но при этом ступенчатое снижение давления в камере PVT производится путем перевода части рекомбинированной газожидкостной смеси в газометр. На каждом режиме регистрируются параметры P , V , T , замеряется количество выпущенного газа и конденсата, объем выпавшей жидкой фазы и производится отбор проб выпущенного газа для хроматографического анализа.

Первая ступень снижения давления находится в диапазоне $P_{пл}-P_{нк}$. Перевод рекомбинированной пробы производят по 15 – 20 % в час от объема загруженного газа. Первые 10% снижения давления осуществляют небольшими ступенями, а затем этапы снижения давления устанавливают так, чтобы получить 6–8 точек для построения кривой изотермы дифференциальной конденсации. После каждого этапа снижения давления в бомбе перед замером скопившегося конденсата устанавливается фазовое равновесие до стабилизации давления и объема скопившегося сырого конденсата.

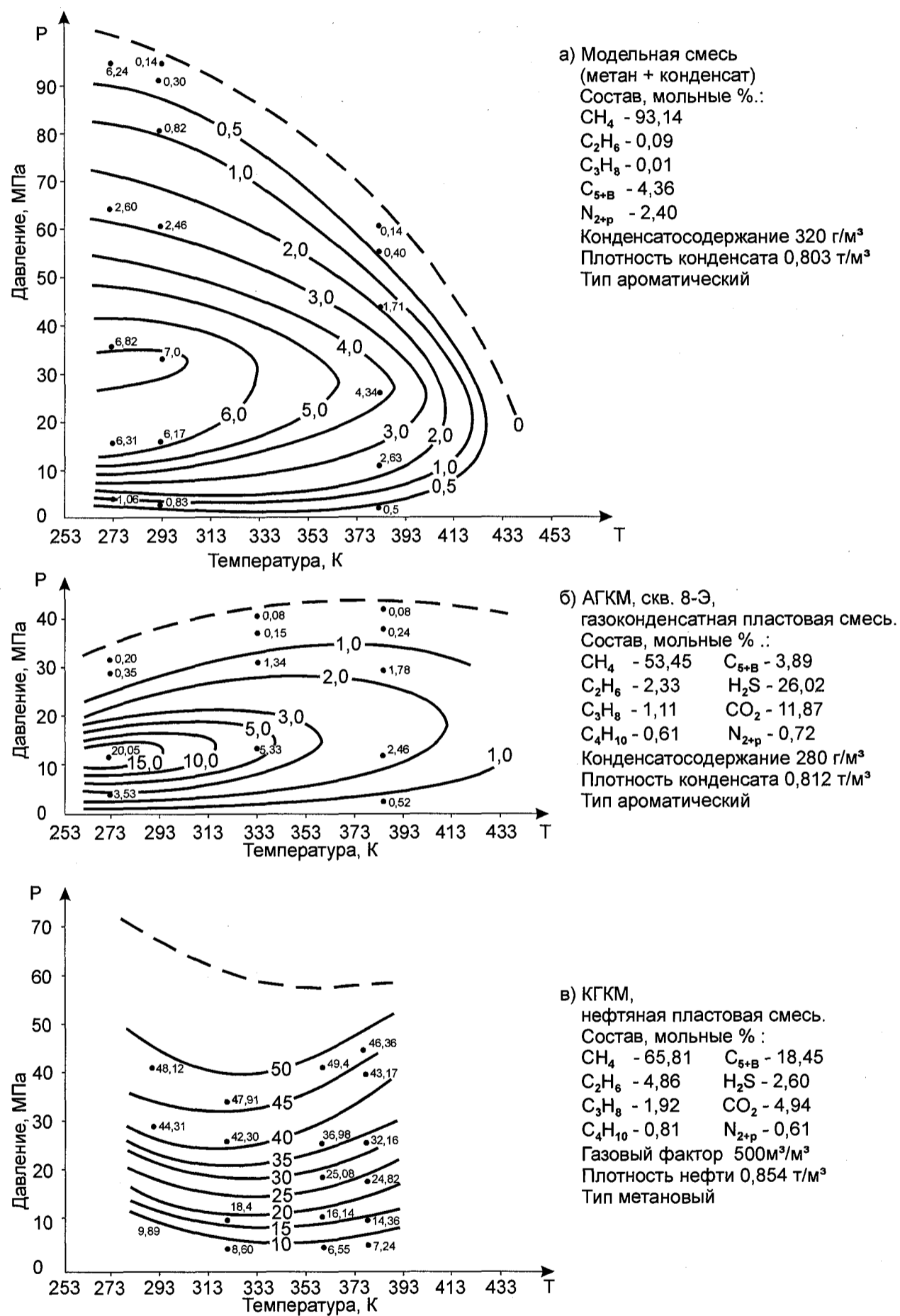


Рис. 2.5. Фазовые диаграммы модельной и реальных пластовых смесей

Исследования проводятся до тех пор, пока давление в системе не станет атмосферным. После чего отбирается выпавший конденсат в камере PVT, измеряются его объем, плотность, определяются физико - химические свойства.

Изотерма дифференциальной конденсации газоконденсатной смеси представляет собой кривую, построенную в координатах давление в камере PVT – объем выпавшего в камере конденсата (насыщенного или стабильного). От давления начала конденсации ($P_{нк}$) до давления максимальной конденсации ($P_{мк}$) в камере PVT идет увеличение объема выпавшего конденсата. При дальнейшем изменении давления (от $P_{мк}$ до 0,1013 МПа) объем жидкой фазы в камере высокого давления (PVT) уменьшается, происходит испарение.

В табл. 2.4 приведены составы пластовых систем скв.42, 43 АГКМ и модельной системы, составленной из газа сепарации и конденсата скв. 73 АГКМ, используемых для проведения дифференциальной конденсации.

Таблица 2.4

Состав пластовых систем скважин 42, 43 АГКМ
и модельной системы, используемых для исследования
методом дифференциальной конденсации, % мол.

Компоненты	Пластовые системы скважин		Модельная система
	42	43	
H ₂ S	23,35	21,63	27,42
CO ₂	12,06	15,61	17,15
N _{2+ред.}	0,75	0,42	0,49
CH ₄	55,16	55,30	47,30
C ₂ H ₆	2,47	1,99	1,39
C ₃ H ₈	1,15	0,94	0,81
i-C ₄ H ₁₀	0,84	0,06	0,19
n-C ₄ H ₁₀	0,00	0,11	0,52
C _{5+в}	4,22	3,94	4,73
Давление начала конденсации, МПа	39,6	39,8	39,2

Результаты фракционной разгонки конденсатов скв. 42, 43, 73 АГКМ приведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Результаты фракционной разгонки конденсатов
скважин 42, 43, 73 АГКМ

Фракционная разгонка, выход фракций, % об.	скв. 42	скв. 43	Скв. 73
	Температура отгона на фракции, К		
Начало кипения	339	339	345
10 % отгона	383	363	373
20 % - " -	402	388	398
30 % - " -	422	407	421
40 % - " -	444	428	446
50 % - " -	467	453	478
60 % - " -	497	483	512
70 % - " -	531	521	556
80 % - " -	571	571	612
Конец кипения	633	633	633
Выход, %	90,0	92,0	89,0
Остаток, %	9,0	7,0	10,0
Потери, %	1,0	1,0	1,0
Плотность, г/м ³	0,805	0,810	0,813
Молекулярная масса	150	150	153

Результаты исследования рекомбинированных проб пластовых систем скв.42, 43 и модельной системы показаны в табл.2.6, рис.2.6.

Конденсатоотдача пласта равна разности между потенциальным содержанием конденсата ($C_{5+в}$) в пластовом газе и пластовыми потерями. Расчет коэффициента конденсатоотдачи проводится по формуле

$$K_{\text{конд}} = \frac{q_{n2} - (V)_k^{n2} \rho_k}{q_{n2}}, \quad (2.11)$$

Таблица 2.6

Результаты исследования рекомбинированных проб пластовых систем скважин 42, 43 АГКМ и
 модельной системы методом дифференциальной конденсации

Система скважины 42

Давление, МПа	39.6 P _{нк}	39.1	37.9	31.4	25.9	17.4	14.1	2.8	0.1
Количество выпавшего конденсата (насыщенного), см ³	-	0.22	0.38	3.60	7.20	12.40	13.08	10.38	8.00
На газ сепарации, см ³ /м ³	-	2.14	3.19	34.95	69.90	120.39	127.00	100.78	77.67
На пластовый газ, см ³ /м ³	-	2.01	3.47	32.85	65.69	113.14	119.34	94.71	57.30

Система скважины 43

Давление, МПа	39.8 P _{нк}	38.1	37.0	35.7	29.9	24.8	14.9	4.9	0.1
Количество выпавшего насыщенного конденсата, см ³	-	0.24	0.59	1.01	4.52	8.65	12.87	11.12	8.0
На газ сепарации, см ³ /м ³	-	2.88	7.08	12.12	54.26	103.84	154.5	133.5	96.0
На пластовый газ, см ³ /м ³	-	2.76	6.77	11.60	51.90	99.30	147.8	127.7	91.8

Модельная система

Давление, МПа	39.2 P _{нк}	38.1	32.7	30.0	19.6	11.7	10.0	4.6	0.8
Количество выпавшего конденсата, см ³	-	0.05	5.34	8.02	18.21	18.21	17.72	15.74	13.31
На газ сепарации, см ³ /м ³	-	0.50	55.00	82.90	188.70	188.70	183.60	162.80	138.00

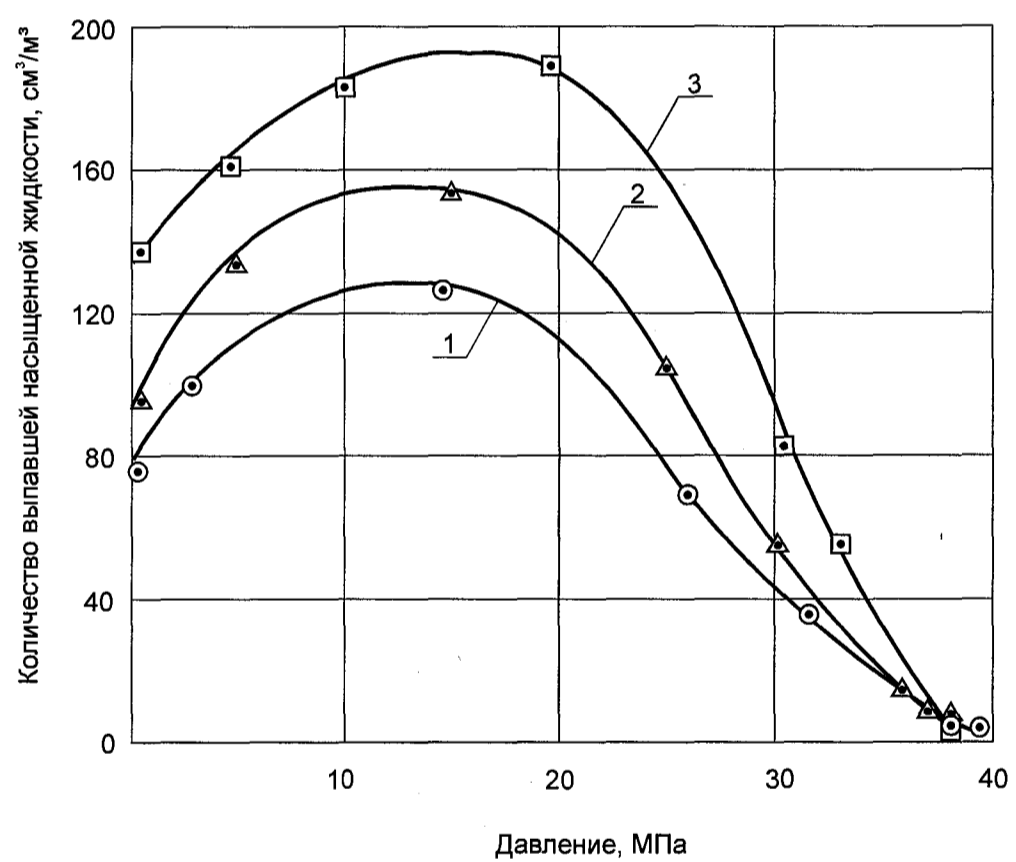


Рис. 2.6. Изотермы дифференциальной конденсации пластовых систем скважин Астраханского ГКМ ($T = 383 \text{ K}$):
1, 2 - изотермы пластовых систем скважин 42, 43;
3 - изотерма модельной системы

где $K_{\text{конд}}$ – коэффициент конденсатоотдачи;

$q_{\text{пг}}$ – потенциальное содержание конденсата на пластовый газ, г/м^3 ;

$(V)_{\text{к}}^{\text{пг}}$ – объем выпавшего конденсата на исходный пластовый газ при давлении 0.1013 МПа, $\text{см}^3/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{к}}$ – плотность углеводородов $C_{5+\text{в}}$, перешедших в жидкую фазу при давлении 0.1013 МПа.

Потенциальное содержание конденсата на конкретном газоконденсатном месторождении определяется на стадии разведки по результатам исследований скважин. Пластовые же потери конденсата определяются до промышленной разработки пласта экспериментальным путем на установке фазовых равновесий. Пластовые потери зависят от свойств газоконденсатной смеси и термодинамических условий пласта.

Для построения кривой дифференциальной конденсации стабильного конденсата ($C_{5+\text{в}}$) после каждого этапа снижения давления и замера количества сырого конденсата производится выпуск последнего путем стандартной сепарации. В результате определяется коэффициент усадки сырого конденсата. На основании данных по замеру количества сырого конденсата и коэффициента усадки вычисляется общее количество стабильного конденсата. После этого содержимое ячейки PVT выпускается, она загружается исходной газоконденсатной смесью и описанный цикл повторяется при более низком давлении. На основе полученных данных строится кривая дифференциальной конденсации стабильного конденсата при пластовой температуре и рассчитывается изменение текущего потенциального содержания конденсата в пластовом газе, а также суммарное извлечение конденсата из пласта.

При проведении газоконденсатных исследований принято, что если в пластовом газе $C_{5+\text{в}}$ более 30 г/м^3 , коэффициент конденсатоотдачи определяется с помощью установок фазовых равновесий.

Способ определения пластовых потерь [80] заключается в следующем: рекомбинируется пластовая смесь в соответствии с конденсатным фактором, замеренным на месторождении. После заправки в камеру PVT проб газа и

конденсата создают пластовые условия и производят рекомбинирование смеси до перехода ее в однофазное состояние, затем осуществляют процесс дифференциальной конденсации до намеченного давления. Далее оставляют камеру PVT в покое на "стабилизацию" до тех пор, пока количество сконденсированного конденсата перестанет изменяться. Замеряют количество сырого конденсата. Передавливают скопившийся конденсат из камеры PVT в стеклянную V-образную трубку, помещенную в баню, точно замерив количество стабильного конденсата.

После извлечения из камеры PVT конденсата все ее содержимое выпускают в атмосферу и загружают свежей газоконденсатной смесью. После установления в камере фазового равновесия из нее снова выпускают смесь и проводят процесс дифференциальной конденсации до давления меньшего, чем при первом исследовании. Исследования повторяют 6-8 раз. Полученные результаты используются для построения кривой дифференциальной конденсации C_{5+B} стабильного конденсата при пластовой температуре.

Основными недостатками известного метода являются длительность процесса определения, сложность точного воспроизведения необходимого состава пластовой смеси при ее многократной рекомбинации, что, в конечном результате, влияет на точность исследования.

Для повышения точности и ускорения исследований нами разработан новый способ проведения дифференциальной конденсации и определения пластовых потерь. При использовании предлагаемого способа, в отличие от известных методов, исследуется одна рекомбинированная пластовая система. Исследование пластовой системы проводится в два этапа. Первый этап - от давления начала конденсации ($P_{нк}$) до давления максимальной конденсации ($P_{мк}$), когда проходит увеличение объема ретроградного конденсата в камере PVT, и второй - при изменении давления от $P_{мк}$ до 0,1013 МПа, характеризующийся испарением и уменьшением объема жидкой фазы в камере PVT. На каждой ступени снижения давления от $P_{нк}$ до 0,1013 МПа ($P_{нк}$, P_1 , P_2 , $P_3 \dots P_{мк} \dots 0,1013$ МПа) проводится разделение газовой и жидкой фазы в камере

PVT, извлечение насыщенной жидкой фазы, ее разгазирование и определение объема и физико-химических свойств полученных флюидов.

Принципиальная схема установки для изучения пластовых потерь конденсата приведена на рис.2.7. Установка включает основные узлы антикоррозионной установки Magra-PVT (см. рис.2.2). Для реализации нового способа определения пластовых потерь конденсата была сконструирована и изготовлена камера высокого давления (рис.2.7, позиция – 1). Основной особенностью камеры высокого давления является специальный вентиль 5 (рис. 2.7), который позволяет на любой стадии изучения пластовой системы отсекающую газовую часть камеры PVT - 19 (рис. 2.7) от жидкостной – 20 (рис. 2.7).

При определении пластовых потерь рекомбинация проводится в соответствии с газоконденсатным фактором, полученным при исследовании скважины. Для этого в камеру PVT – 0.7 л (13) загружаются газ сепарации и конденсат, отобранные при газоконденсатных исследованиях скважины, в камере создается пластовое давление и температура, конденсат растворяется в газе и образуется пластовая смесь. Рекомбинированная пластовая смесь переводится в специальную камеру высокого давления 1 (рис. 2.7), затем проводится дифференциальная конденсация, при этом на каждой ступени исследования от $P_{нк}$, P_1 , P_2 , P_3 ... до $P_{мк}$ выпавший конденсат в конденсатной части камеры высокого давления отсекается от газовой фазы специальным запорным вентиляем 5.

Выпавший насыщенный конденсат разгазуют, газ дегазации собирают в газометр 9, а конденсат - в мензурку 8. Определяются плотность и объем собранных флюидов. В сохраненную в газовой части камеры высокого давления газоконденсатную смесь вводится весь собранный газ и конденсат, после этого проводятся дальнейшие исследования от $P_{мк}$ до $P=0.1013$ МПа. После достижения давления 0.1013 МПа из камеры извлекается оставшийся конденсат и определяются пластовые потери.

Предложенный способ определения пластовых потерь был реализован при исследовании пластовой системы скважины 107 Карачаганакского месторождения. В камеру PVT при давлении 11.28 МПа и температуре 291 К было

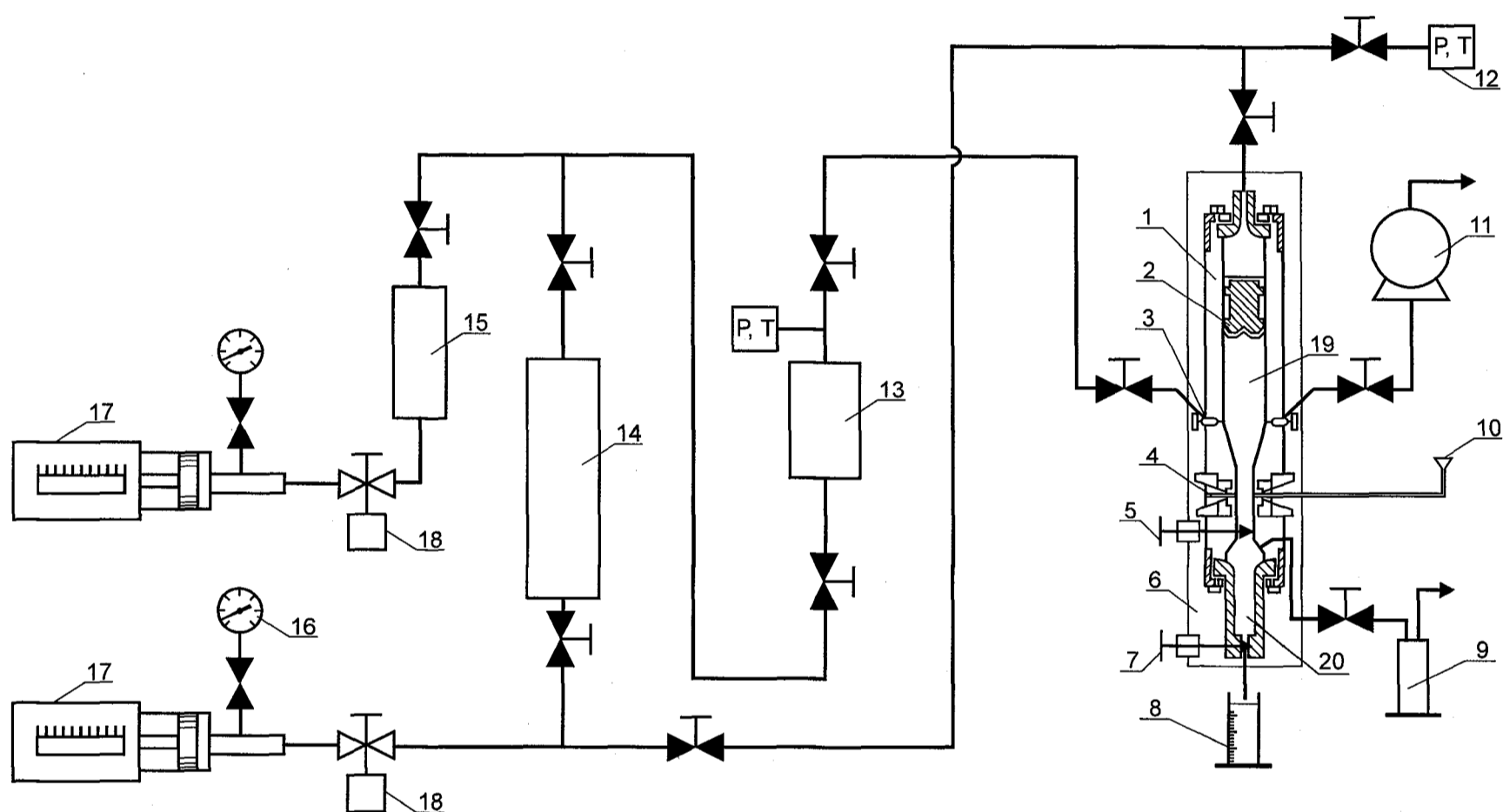


Рис. 2.7. Схема соединения блоков установки Магра - "PVT" с камерой высокого давления для ускоренного определения конденсатоотдачи пласта:
 1- камера высокого давления, 2- поршень, 3- канал для заправки газоконденсатной смеси, 4- смотровые окна, 5- основной запорный вентиль, 6- термостатическая камера, 7- запорный вентиль, 8- мензурка для сбора конденсата, 9- газометр, 10- эндоскоп, 11- газовый счётчик, 12- датчик давления температуры, 13- камера PVT-0,7л, 14- газовый контейнер, 15- конденсатный контейнер, 16- манометр, 17- насосы, 18- датчик объема, 19 - газовая часть камеры PVT, 20 - жидкостная часть камеры PVT

загружено 54.05 л газа сепарации (состав приведен в табл.7.2) и 40.8 см³ сырого конденсата (плотность стабильного конденсата 0.760 г/см³, молекулярная масса 138). При давлении 55.0 МПа и пластовой температуре 345 К система приведена в газообразное состояние. Далее система в газообразном состоянии переводится в камеру высокого давления 1 (рис.2.7), в которой при пластовом давлении 52.6 МПа и пластовой температуре 345 К проведена дифференциальная конденсация по схеме, описанной выше. Результаты исследования приведены в табл. 2.7.

Таблица 2.7

Результаты дифференциальной конденсации пластовой системы
скважины 107 Карачаганакского месторождения

Давление, МПа	40.1	29.7	20.4	10.0	5.7	0.1
Количество выпавшего конденсата (насыщенного), см ³	0.34	17.34	26.11	24.79	22.84	15.7
Количество выпавшего конденсата (стабильного), см ³	0.306	13.70	20.798	17.35	15.99	15.7
Количество выпавшего конденсата (стабильного) на газ сепарации, см ³ /м ³	5.51	246.67	375.98	312.35	287.78	
Количество выпавшего конденсата (насыщенного) на газ сепарации, см ³ /м ³	6.12	342.6	522.2	495.8	456.8	314.0
Плотность стабильного конденсата, г/см ³	-	0.800	0.785	0.786	0.788	0.790

Предлагаемым способом можно определить количество выпавшего конденсата на каждом из шести или восьми интервалов давления, его плотность и рассчитать пластовые потери. Предложенный способ позволяет снять кривую дифференциальной конденсации, в 6-8 раз сократить время на определение

пластовых потерь при высокой точности полученных результатов за счет исследования одной пластовой газоконденсатной смеси.

2.4. Разработка и совершенствование экспериментальных методов определения коэффициентов сверхсжимаемости Z газов сепарации и пластовых газов (газоконденсатных систем)

Экспериментальное определение коэффициента Z природных газов, особенно с высоким содержанием H_2S , CO_2 , рекомендуется [57, 117, 124] проводить на установке типа “Magra-PVT”. Принципиальная схема соединения технологических узлов установки “Magra- PVT” для изучения коэффициента Z природных газов приведена на рис.2.8.

Проведенные нами исследования [117, 124] показали, что наиболее технологичным способом определения коэффициента Z является способ сжатия газов в камере PVT за счет изменения объема камеры. Данное изменение объема может осуществляться нагнетанием ртути или введением поршня.

Для достижения достаточно точных результатов давление, температуру и объем необходимо замерять с точностью на порядок выше минимально измеряемых значений данных параметров. Разрешающая способность средств измерения установки “Magra – PVT” позволяет проводить измерение давлений и температур с достаточной точностью. Однако для определения истинных объемов газа при различных давлениях рекомендуется проведение специального комплекса тарировочных исследований, которые включают определение объемов камер PVT, определение поправок на термическое расширение и механическую деформацию камер PVT. Определение объемов камер PVT и насосов осуществлялось методом замера объема тарировочной жидкости (ртути) после слива ее из полностью заполненной камеры при нормальных условиях: $P_{\text{кам}} = 0.1013$ МПа, $T_{\text{кам}} = 293$ К; количество замеров не менее 15. Результаты определения объемов камер PVT и насосов по 15 замерам приведены в табл.2.8

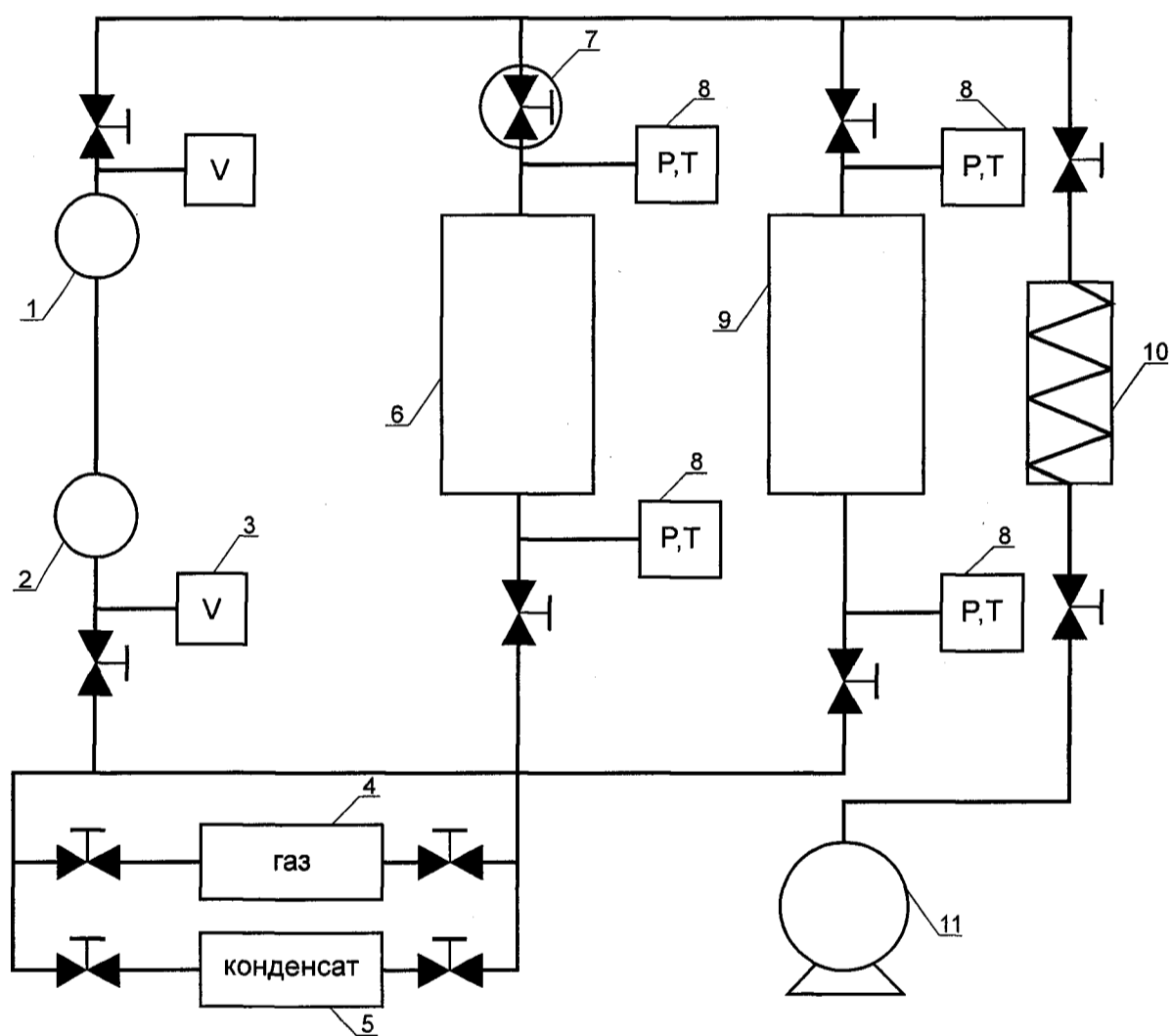


Рис. 2.8. Принципиальная схема установки для исследования коэффициентов сжимаемости газов и газоконденсатных смесей:
 1, 2 - ртутные насосы, 3 - датчик объема, 4 - контейнер с газом, 5 - контейнер с конденсатом, 6 - камера - PVT-0,7л, 7 - кран высокого давления, 8 - датчики давления и температуры, 9 - камера - PVT-3,8л, 10 - сепаратор термостат, 11 - газовый счетчик

Таблица 2.8

Результаты определения объемов камер PVT и насосов установки
“Magra-PVT”

Объемы камер PVT и насосов, см ³				
Камеры PVT			Насосы	
0.7 л	2.0 л	3.8 л	1	2
705.0	2114.0	3604.0	489.2	489.2
± 0.3	± 2.0	± 3.0	± 0.1	± 0.1

Для расчета истинного объема газа в камерах PVT использовалось следующее выражение

$$V_{г} = V_{кам} + \Delta V_{кам}(T) + \Delta V_{кам}(p) - V_{рт}(с) - \Delta V_{рт}(T) + \Delta V_{рт}(p), \quad (2.12)$$

где $V_{кам}$ – объем камеры PVT при нормальных условиях;

$\Delta V_{кам}(T)$ – поправка на термическое расширение камеры PVT ;

$\Delta V_{кам}(p)$ – поправка на механическую деформацию камеры PVT;

$V_{рт}(с)$ – объем ртути, закачанной в камеру по счетчику;

$\Delta V_{рт}(T)$ – поправка на термическое расширение закачанной в камеру PVT ртути по показанию счетчика;

$\Delta V_{рт}(p)$ – поправка на механическую деформацию ртути.

Определение коэффициента Z сухих газов (газов сепарации)

Коэффициент Z представляет собой отношение объемов равного количества молей реального и идеального газов при одних и тех же давлениях и температурах [53, 57, 96, 206]. Уравнение Клайперона – Менделеева с учетом коэффициента Z имеет вид

$$PV = ZNRT, \quad (2.13)$$

где P - абсолютное давление;

V – объем, занимаемый газом (газоконденсатной смесью) при данном давлении и температуре;

R- универсальная газовая постоянная;

N- число молей газа.

Формулу (2.13) можно записать в виде

$$N = \frac{PV}{ZRT}. \quad (2.14)$$

Учитывая, что определение коэффициента проводится без изменения числа молей газа $N_r = \text{const}$, тогда

$$N_r = \frac{P_0 V_0}{Z_0 R T_0}, \quad (2.15)$$

где V_0 – объем газа при $P_0 = 0.1013$ МПа, м^3 ;

$T_0 = 293$ К;

$R = 24.01 \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{м}^3}{\text{К}} \right)$;

$Z_0 = 1$.

Исходя из уравнений для газовых смесей, Z рассчитывается по формуле

$$Z = \frac{PVT_0}{P_0 V_0 T}. \quad (2.16)$$

Определение коэффициентов Z сухих газов начинается с заправки газа в камеру PVT, которая проводится следующим образом: в камеру PVT 6, емкостью 0.7 л (см.рис.2.8.(6)), из галонного контейнера 4 перекачивают газ в объеме, равном 50 л или 100 л. Ориентировочный объем газа оценивается по давлению заправки, которое рассчитывается по формуле

$$P_z = \frac{P_0 Z T_T Q_g}{T_0 Q_{\text{кам}}}, \quad (2.17)$$

где P_0 – нормальное давление 0.1013 МПа;

T_T – температура термостата, К;

Q_g – объем газа 50, 100 л, загруженного в камеру при T_0 ;

T_0 – нормальная температура, 293 К;

$Q_{\text{кам}}$ – объем камеры 0.7, 2.0 л с учетом поправок согласно формулы (2.12);

Z – коэффициент сверхсжимаемости.

Коэффициент сверхсжимаемости газа при этом определяется, ориентировочно, расчетным или экспериментальным путем. Далее в камере создают необходимую температуру и поэтапно повышают давление в рабочей камере до 70-80 МПа. В конце каждого этапа после стабилизации давления определяют объем сжатого газа в камере. Объем газа при $P_0 = 0.1013$ МПа и $T_0 = 293$ К измеряют, пропуская газ через термостат 10 и газовый счетчик 11.

Вычисляют коэффициент сверхсжимаемости при давлении P по формуле, записанной в виде

$$Z = PV T_0 / P_0 V_0 T, \quad (2.18)$$

где V – объем газа при давлении P и температуре T , м³;

V_0 – объем газа при $P_0 = 0.1013$ МПа и $T_0 = 293$ К, м³.

Когда стандартные условия в термостате не соблюдаются, то при пропуске газа через счетчик фиксируется объем газа V'_0 , который в дальнейшем приводится к стандартным условиям по формуле

$$V_0 = 0.3857 V'_0 \frac{P_{бар}}{273 - T_T}, \quad (2.19)$$

где $P_{бар}$ – барометрическое давление – давление паров воды в газовом счетчике;

T_T – температура термостата.

Для оценки точности определения коэффициентов сверхсжимаемости проведен цикл экспериментов с использованием газовой смеси одного состава. Всего проведено 18 повторных экспериментов, в каждом определялись объем газовой смеси и давление, Z рассчитывался по формуле 2.18 ($T = T_0 = 293$ К). В табл.2.9 приведены результаты определения коэффициентов Z газа сепарации Карачаганакского НГКМ, состав которого приведен в главе 7 в табл. 7.1.

Таблица 2.9

Результаты определения коэффициентов Z газовых систем

№ п/п	P_0 , МПа	V_0 , л	Объем смеси с поправкой V , см ³	Давление в камере P , МПа	$Z = \frac{PV}{P_0 V_0}$
1	2	3	4	5	6

Продолжение табл. 2.9

1	2	3	4	5	6
1	0.1013	99.387	306.09	29.97	0.9114
2	- // -	- // -	306.04	29.92	0.9112
3	- // -	- // -	306.09	30.02	0.9113
4	- // -	- // -	306.09	29.97	0.9115
5	- // -	- // -	306.14	29.96	0.9113
6	- // -	- // -	306.14	30.03	0.9140
7	- // -	- // -	305.59	29.92	0.9080
8	- // -	- // -	306.04	30.02	0.9110
9	- // -	- // -	306.20	30.02	0.9130
10	- // -	- // -	306.20	30.02	0.9090
11	- // -	- // -	306.14	29.97	0.9110
12	- // -	- // -	306.14	29.92	0.9090
13	- // -	- // -	306.02	29.92	0.9080
14	- // -	- // -	306.14	29.92	0.9080
15	- // -	- // -	306.14	29.99	0.9110
16	- // -	- // -	306.09	29.97	0.9114
17	- // -	- // -	306.14	30.30	0.9115
Среднее	- // -	- // -	$\bar{V} = 306.09$	$\bar{P} = 29.97$	$\bar{Z} = 0.9112$

Исходя из данных, приведенных в табл.2.9, определены значения давления и объема смеси с учетом погрешности измерения:

$$P_{см} = \bar{P}_{см} + \Delta P = 29.97 \pm 0.05 \text{ МПа}; \quad (2.20)$$

$$V_{г} = \bar{V}_{г} + \Delta V = 306.09 \pm 0.55 \text{ см}^3. \quad (2.21)$$

Среднее значение коэффициента Z равно

$$Z = \frac{P V_{г}}{P_0 V_0} = \frac{29.97 \cdot 306.09}{0.1013 \cdot 993.87} = 0.9112. \quad (2.22)$$

Коэффициент Z, с учетом среднеквадратичного отклонения, равен

$$Z = \bar{Z} + \Delta Z = 0.9112 + 0.0021. \quad (2.23)$$

Относительная погрешность косвенных измерений находилась следующим образом:

$$\bar{\sigma} = \frac{\bar{\sigma}_z}{Z} = \frac{0.0021}{0.9112} = 0.0023; \quad (2.24)$$

$$\bar{d}_z = 0.0023 \cdot 100\% = 0.23\%.$$

Анализ полученных данных позволяет судить о высокой точности определения коэффициента сверхсжимаемости газов и газовых смесей на установке “Magra – PVT”, относительная погрешность составляет лишь доли процента.

Определение коэффициентов Z газоконденсатных систем (пластовых газов)

При определении коэффициентов Z газожидкостных систем делаются следующие допущения [57, 107]:

- коэффициенты Z системы определяются при давлении выше $P_{нк}$ системы;
- объем системы при $P_0 = 0.1013$ МПа и $T_0 = 293$ К принимается равным сумме объемов сухого газа V_0 и $V_{гэ}$ - газового эквивалента, $V_{гэ}$ - объем паров, получаемых после испарения жидких углеводородов, растворенных в газе.

Определение коэффициентов Z газожидкостных систем начинается с рекомбинации пластовой смеси. Для этого в камеру PVT – 0.7 л (рис.2.8, (б)) закачивают газ сепарации и конденсат в соответствии с КГФ пластовой смеси. Затем в камере поднимают давление до 70-80 МПа и устанавливают пластовую температуру, далее, перемешивая, переводят смесь в однофазное газообразное состояние. Давление начала конденсации определяют в основной камере 3.8 л (9), используя половину объема однофазной смеси, которую переводят из камеры (б) в камеру (9).

Дальнейшие исследования проводят остальной половиной однофазной пластовой смеси в камере (б). Изотермически поэтапно снижают давление в камере (б) и в конце каждого этапа определяют объем смеси $V_{см}$ при давлении $P_{см}$. Снижение давления и определение объемов проводят до величины давления начала конденсации данной пластовой смеси, далее давление в камере (б) снижается до минимально возможного, и камера охлаждается до комнатной температуры, при этом смесь разделяется на газ и конденсат. Газ пропускается через термостат (10) при $T = 293$ К и счетчик (11), в котором

замеряется объем V_0 . Весь выпавший конденсат собирается в сепараторе и камере 0.7 л, замеряется его объем q_k и определяется плотность ρ_k .

Расчет коэффициента сверхсжимаемости проводится по формуле:

$$Z = \frac{P_{см} V_{см} T_0}{(P_0 V_0 + V_k) T_{см}}, \quad (2.25)$$

$$V_k = \frac{24,040 \cdot q_k \cdot \rho_k \cdot T_T}{293 \cdot M_k}, \quad (2.26)$$

где $P_{см}$, $T_{см}$, $V_{см}$ – давление, температура и объем смеси в камере;

V_0 – объем газа, замеренного счетчиком при P_0 ;

V_k – объем паров, получаемых после испарения выпавших жидких углеводородов (конденсата);

q_k – количество выпавшего конденсата, см^3 ;

ρ_k – плотность конденсата, г/см^3 ;

T_T – температура термостата, К;

M_k – молярная масса конденсата, г/моль .

2.5. Экспериментальные исследования коэффициентов сверхсжимаемости сухих газов и газожидкостных систем

Разработанная [57, 107, 117, 124] методика экспериментального определения коэффициентов Z позволила детально изучить сверхсжимаемость газов сепарации и газожидкостных систем сложного состава. Полученные результаты имеют особое значение, так как детального экспериментального изучения сверхсжимаемости сероводорода и сероводородсодержащих газов в Российской Федерации не проводилось. Оценка представительности методики проводилась путем сопоставления результатов определения коэффициентов Z индивидуальных газов (метана, углекислого газа, сероводорода) экспериментальным путем с данными, имеющимися в литературных источниках. На рис.2.9 приведены зависимости коэффициентов Z (метана, углекислого газа, сероводорода), определенные на установке PVT, и эталонные кривые,

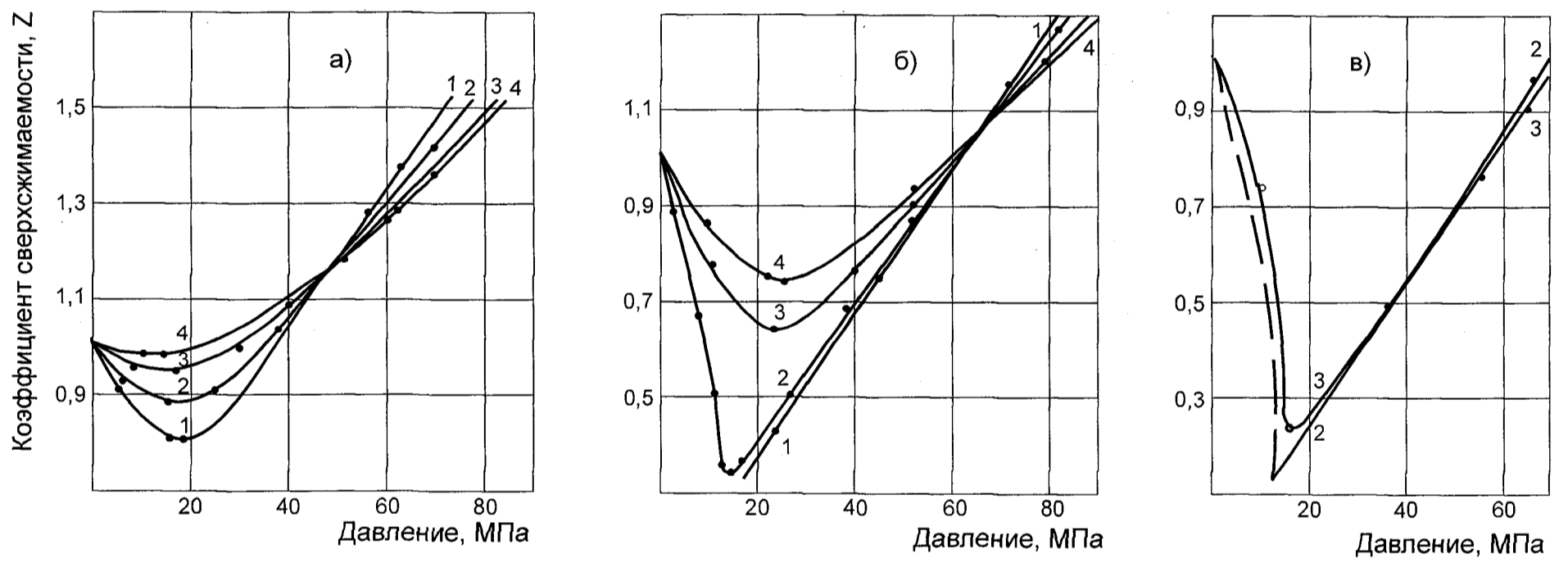


Рис. 2.9. Экспериментальные и эталонные значения коэффициентов Z для: а) метана, б) углекислого газа, в) сероводорода; 1, 2, 3, 4 температура 293, 323, 383, 423 К.
 — эталонные кривые, • экспериментальные точки

описанные в [66, 83]. Отклонение экспериментальных данных от эталонных практически на всех диапазонах давлений и температур не превышает 0.2-1.3% , что свидетельствует о достаточно высокой точности разработанной методики экспериментального определения коэффициента Z .

Для выявления влияния углекислого газа на сверхсжимаемость проведены исследования бинарной смеси, состоящей из 75 % CH_4 + 25 % CO_2 (% мол.). Результаты проведенных экспериментов показали, что растворение в метановом газе углекислого газа (см. рис.2.9(а) и рис.2.13(а)) существенно изменяет конфигурацию кривых Z .

Экспериментальные данные о сверхсжимаемости природных газов с высоким суммарным содержанием сероводорода и углекислого газа необходимы для изучения термодинамических характеристик сложных пластовых систем, которые в отечественной и зарубежной литературе практически отсутствуют.

Для уточнения влияния данных неуглеводородных компонентов на сверхсжимаемость были проведены исследования сухих газов с различным содержанием сероводорода и углекислого газа.

Изучались газы следующего состава:

1. 93.7% CH_4 + 4.0% H_2S + 2.3% CO_2 ;
2. 75.0% CH_4 + 15.8% H_2S + 9.2% CO_2 ;
3. 65.0% CH_4 + 22.0% H_2S + 13.0% CO_2 .

При этом соотношении содержание $\text{H}_2\text{S} / \text{CO}_2$ в среднем составляло 1.7, что соответствует соотношениям, существующим в сероводородосодержащих природных газах АГКМ [117, 124].

Результаты исследования газов, содержащих различное количество кислых компонентов, приведены на рис.2.9. Как следует из графиков, изображенных на рис.2.10 , различие коэффициентов Z газов без кислых компонентов и коэффициентов Z газов с максимальным содержанием кислых компонентов в области давлений 15-20 МПа при температуре 293 К составляет 25-30%. С увеличением температуры эта разница уменьшается и, при темпе-

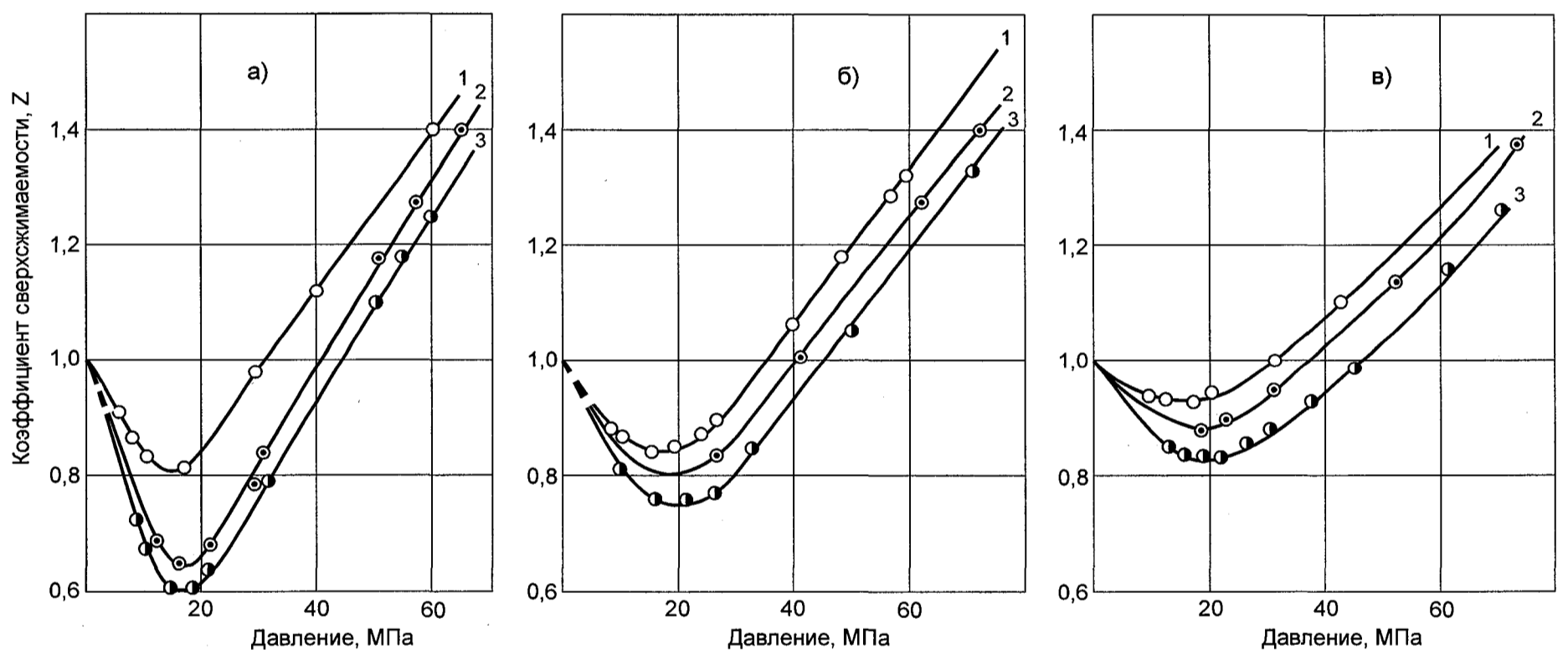


Рис. 2.10. Экспериментальные зависимости коэффициентов Z газовых смесей $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2$ с различным суммарным содержанием сероводорода и углекислого газа от давления и температуры; 1 - $\text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2 = 6.3$ %мол.; 2 - $\text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2 = 25$ %мол.; 3 - $\text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2 = 35$ %мол. а) $T=293\text{K}$; б) $T=343\text{K}$; в) $T=383\text{K}$

ратуре 383 К, она, в среднем, составляет 10-12 %. Таким образом, применение экспериментальных и расчетных данных, полученных для сухих природных газов, не содержащих H_2S и CO_2 , для расчетов параметров разработки и добычи на месторождениях с высоким содержанием неуглеводородных компонентов приведет к значительным погрешностям.

Для решения задач, связанных с разработкой, добычей и транспортом газа, на основании проведенных экспериментальных работ, разработаны графики для определения коэффициентов Z газов сепарации Астраханского и Карачаганакского НГКМ в интервале давлений от 0.1013 МПа до 70.0 МПа, температур – от 293 до 383 К [107, 129].

Для АГКМ графики (рис.2.11) построены по результатам исследования газа сепарации следующего состава: H_2S – 24.52; CO_2 – 14.68; C_1 – 55.43; C_2 – 2.63; C_3 – 1.09; C_4 – 0.56; $C_{5+в}$ – 0.41; N_2 – 0.67 % мол. Данный состав газа сепарации достаточно близок к среднему составу, полученному по АГКМ.

Для КНГКМ графики (рис.2.12) построены по результатам исследования газа следующего состава: H_2S – 3.2; CO_2 – 6.72; C_1 – 80.61; C_2 – 5.20; C_3 – 2.11; C_4 – 0.79; $C_{5+в}$ – 0.15; N_2 – 1.29 % мол.

Оценка точности основных графоаналитических методов, рекомендуемых [53] при расчетах коэффициентов Z природных газов, содержащих сероводород и углекислый газ, проведена на базе вышеприведенных результатов экспериментальных данных коэффициентов Z газов сепарации АГКМ. Для определения коэффициента сверхсжимаемости графоаналитическими методами составлена программа обработки на ЭВМ, в которую вошли пять методов графоаналитического определения коэффициента сверхсжимаемости.

Первые два метода, широко применяемые для смесей с повышенным содержанием неуглеводородных компонентов, основаны на использовании номограмм Брауна, Питцера, Максвелла по двух- и трехпараметрическим формам принципа соответственных состояний, подробно описанных в работе [53]. Псевдопараметры ($P_{пк}$, $T_{пк}$) определялись по формулам Кея.

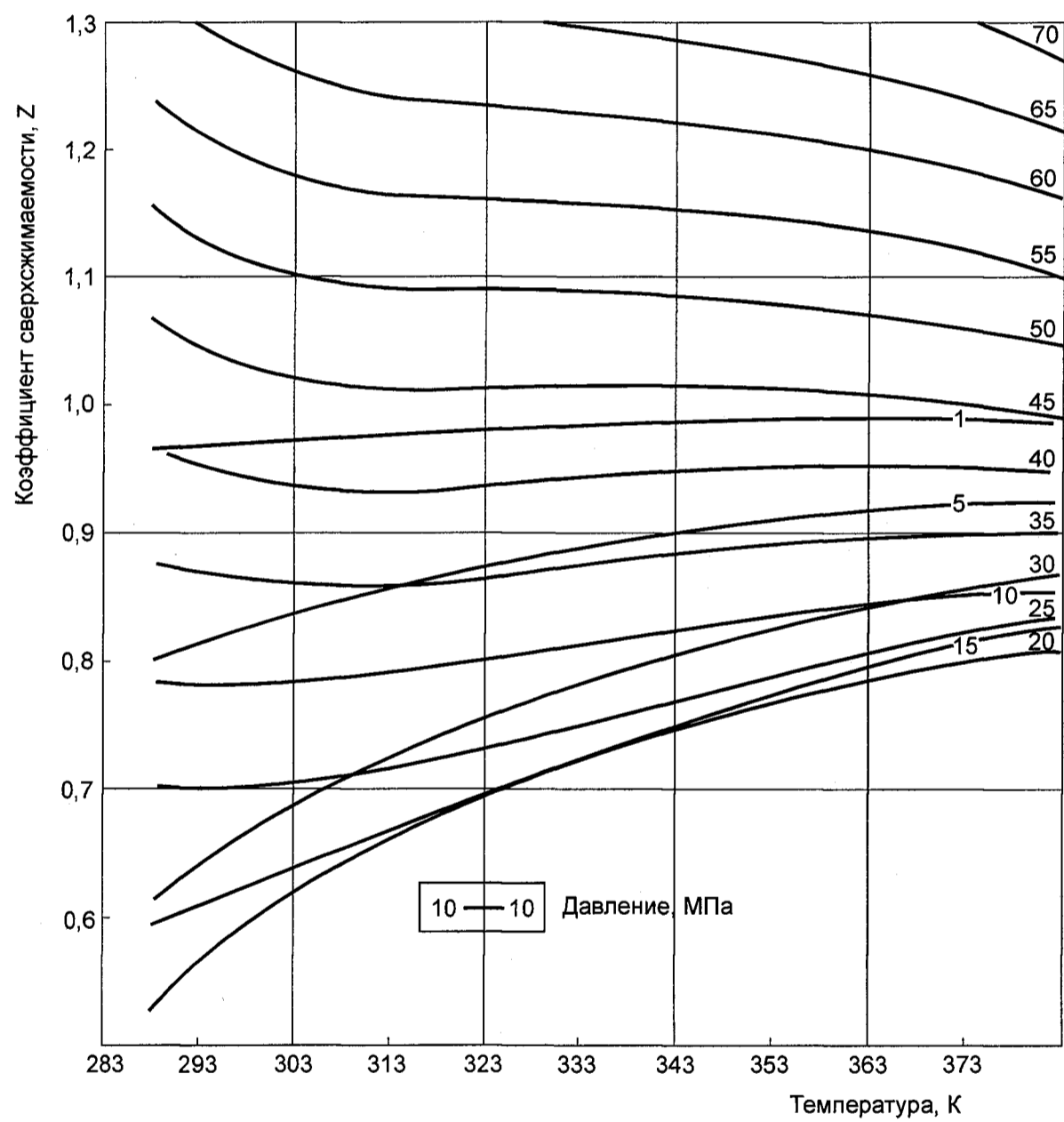


Рис. 2.11. График для определения коэффициента сверхсжимаемости Z для газа сепарации Астраханского ГКМ при различных давлениях и температурах

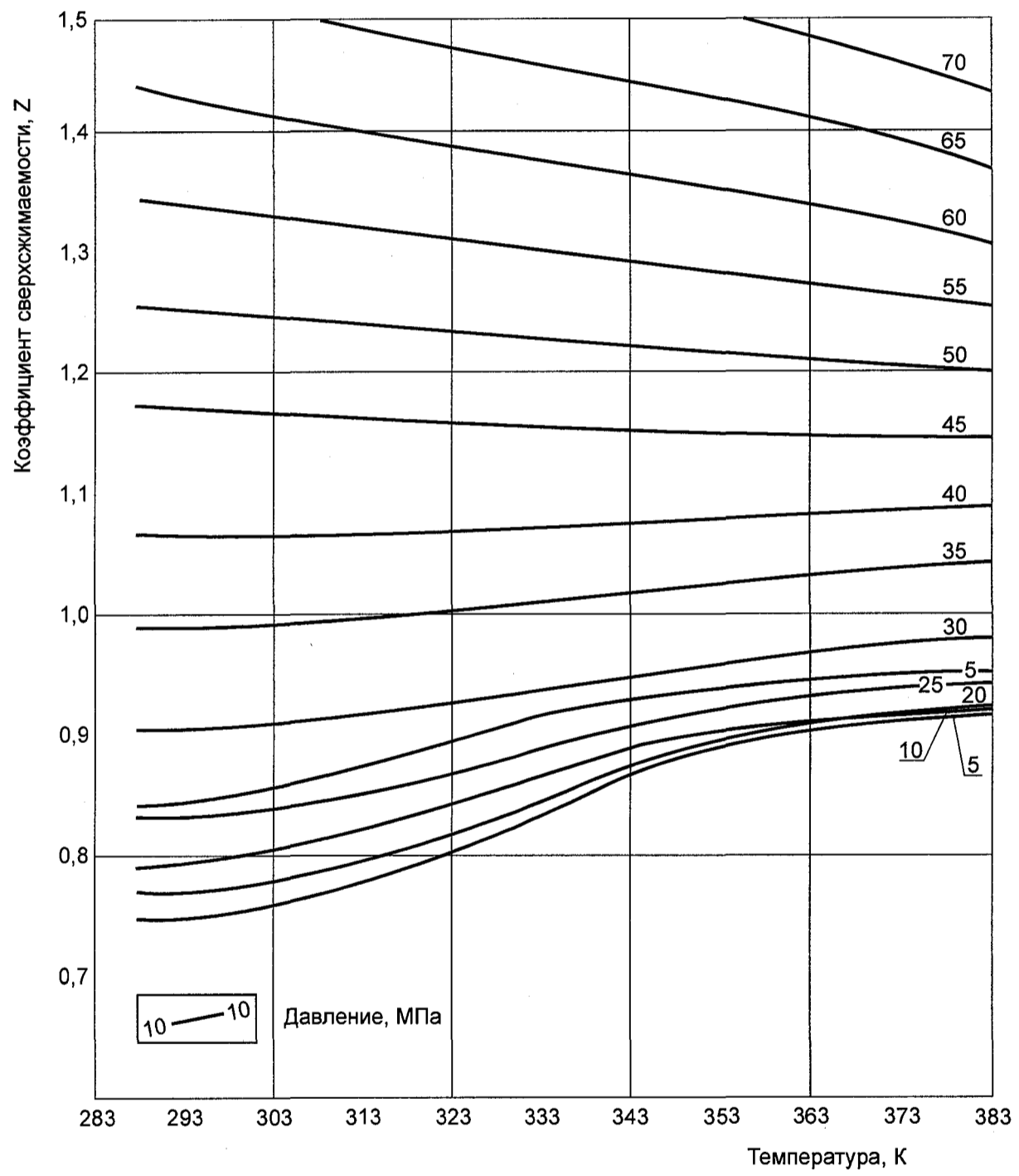


Рис. 2.12. График для определения коэффициента сверхсжимаемости Z газа сепарации Карачаганакского ГКМ при различных давлениях и температурах

Три других метода – это методы Вичерта–Азиза [53], учитывающие повышенное содержание в газе кислых компонентов, сероводорода и углекислого газа (до 50% и более). Два метода Вичерта–Азиза заключаются в том, что приведенные параметры определяются по формулам Стюарта, Букхарта и Ву, здесь вводится температурная поправка на содержание в газовой смеси CO_2 и сероводорода и рассчитываются уточненные значения псевдокритических и приведенных параметров ($P_{\text{пкр}}$, $T_{\text{пкр}}$, $P_{\text{пр}}$, $T_{\text{пр}}$). Коэффициент Z определяется в первом случае по номограммам Питцера, в другом – Брауна. Третья модификация вычисления коэффициента для условия, когда псевдопараметры ($P_{\text{пкр}}$, $T_{\text{пкр}}$) определяются по правилу Кея, а коэффициент Z находится по графикам Брауна.

Анализ сопоставления расчетных значений коэффициентов сверхсжимаемости различными методами с экспериментальными данными показал [57, 129], что отклонения различных значений от экспериментальных в различных интервалах давлений и температур доходит до 27.7 % (см. табл.2.10).

Таблица 2.10

Отклонение расчетных значений Z от экспериментальных
для различных давлений и температур

Температура, К	Метод расчета	Отклонение, %		
		Давление, МПа		
		10-30	30-50	50-70
1	2	3	4	5
293 - 348	Кей – Браун	- 27.7 ÷ 9.2	-10.9 ÷ +4.5	-5.4 ÷ -1.5
	Кей – Питцер	- 21.9 ÷ - 6.2	- 9.9 ÷ - 3.1	- 6.4 ÷ -2.2
	Вичерт – Азиз	+13.1 ÷ + 4.5	+7.6 ÷ + 3.5	+6.4 ÷ + 3.2
	Ву – Питцер	+19.4 ÷ + 7.4	+8.8 ÷ +3.8	+6.8 ÷ + 3.3
	Вичерт – Азиз	+ 18.3 ÷ + 3.1	+5.8 ÷ + 2.8	+3.0 ÷ +5.6
	Кей – Браун			
	Кей – Браун			
348 – 383	Кей – Браун	-10.7 ÷ - 6.4	- 9.2 ÷ - 3.5	-4.5 ÷ + 0.8
	Кей – Питцер	- 7.5 ÷ - 3.0	- 5.6 ÷ + 0.5	- 4.5 ÷ + 1.5
	Вичерт - Азиз			

Продолжение табл. 2.10

1	2	3	4	5
	Ву – Питцер	+3.4 ÷ + 10.9	- 5.6 ÷ + 0.5	+5.5 ÷ + 9.9
	Вичерт – Азиз			
	Вичерт – Браун	+ 5.6 ÷ + 12.3	+ 5.8 ÷ +8.8	+10.7÷ +5.4
	Вичерт – Азиз			
	Кей – Браун	+ 2.1÷ + 6.1	+11.2 ÷+7.6	+5.0 ÷+ 8.9

Таким образом, при выполнении расчетов по разработке месторождений, подобных Астраханскому, при транспортировке газа и его подготовке предпочтительно использовать экспериментальные значения коэффициента Z . Наиболее близкие к экспериментальным аналитические значения коэффициентов Z для газов сепарации АГКМ получены при использовании:

- метода определения коэффициентов сверхсжимаемости по Вичерту-Азизу-Кей-Брауну в диапазоне давлений 30-70 МПа и температур 293-348 К. Рассчитанные по этому методу значения в среднем завышены на + 5.8%;

- методов определения коэффициентов сверхсжимаемости по Кей-Брауну, Кей-Питцеру в диапазоне давлений 50-70 МПа на всем интервале температур (293 – 383 К). Отклонения расчетных Z от экспериментальных колеблются в пределах 0.8 - 5.4 %.

Из анализа проведенных нами расчетов коэффициентов Z с помощью уравнения состояния Пенга-Робинсона [57] следует, что при давлениях до 30 МПа с наименьшей погрешностью коэффициенты Z рассчитываются с помощью вышеописанного уравнения состояния. В дальнейшем погрешность расчета Z возрастает с увеличением давления.

В работе [6] проведено сравнение точности расчетов коэффициентов Z с применением уравнения состояния А.И.Брусилковского. При расчетах использованы экспериментальные данные, полученные автором диссертационной работы [57, 117] при исследовании сверхсжимаемости газов сепарации скважин 42, 43 АГКМ. Расчеты показали, что ошибка при определении коэффициента Z при расчетах по уравнению Пенга-Робинсона при температурах 298-315 К увеличивается с увеличением давления до 10,8% ($P = 64,6$ МПа).

Ошибка при расчетах, проведенных по новому кубическому уравнению состояния, не превышает 3.1 %.

Коэффициент Z газоконденсатных смесей является весьма важным параметром, необходимым для оценки начальных запасов газоконденсатных месторождений, расчетов фильтрационных характеристик дренируемых пластов и определения забойных давлений. Постоянное совершенствование экспериментальных методов определения коэффициентов сверхсжимаемости является актуальной задачей отечественных и зарубежных исследователей. Нами проведены исследования сверхсжимаемости следующих газожидкостных систем:

1. Модельных систем – метановый газ + конденсаты плотностью 0.805, 0.815 г/см³ (скв.42, 73 АГКМ); метановый газ 75% мол., углекислый газ 25% мол. + конденсат плотностью 0.805 г/см³ (скв. 42 АГКМ);

2. Пластовых смесей скважин 42, 43, 73 АГКМ; 35, 107 КНГКМ.

Результаты проведенных исследований модельных систем показали, что :

- увеличение плотности растворенной жидкой фазы от 0.805 г/см³ до 0.813 г/см³ изменяет коэффициенты Z на 0.3-0.5%. Следовательно, изменение плотности конденсата в таких интервалах существенно не влияет на величину коэффициентов Z газожидкостных систем;

- растворение конденсата (C_{5+B}) в смеси метанового с углекислым газом, при неизменном характера зависимостей коэффициента Z от температуры, приводит к увеличению значений коэффициентов Z (рис. 2.13);

- растворение в метановом газе жидкой фазы (конденсата) однозначно приводит к возрастанию коэффициента Z (см. рис.2.14). Так, при растворении C_{5+B} в количестве 200 г/м³ увеличение коэффициента Z составляет 2-5 %, при растворении C_{5+B} порядка 800 г/м³ рост коэффициента Z в зависимости от температуры составляет 17-32 %.

Компонентный состав пластовых систем скважин АГКМ и фракционная разгонка конденсатов приведены в табл. 2.4, 2.5. Исходные данные для расчетов коэффициентов Z приведены в табл.2.11.

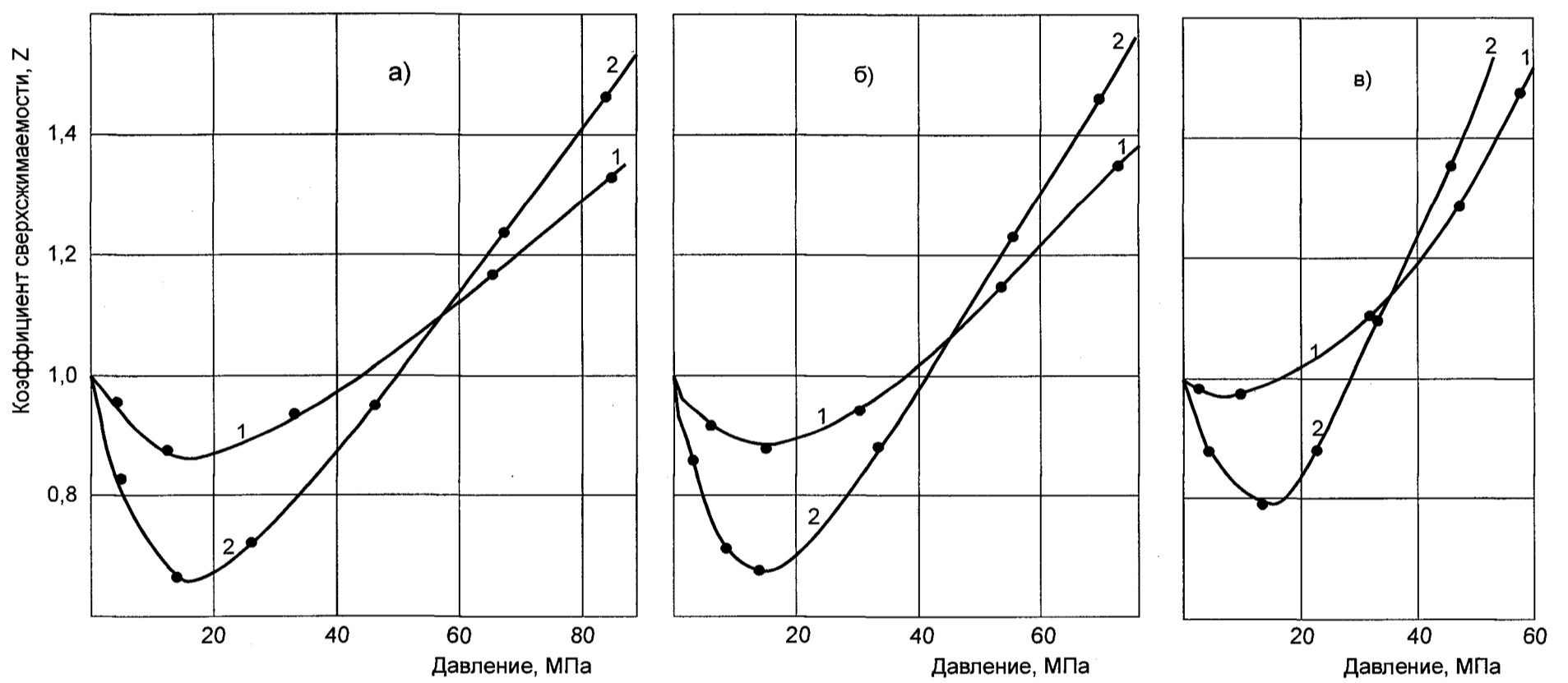


Рис. 2.13. Экспериментальная зависимость коэффициентов Z от давления и температуры для газовой и газожидкостной систем (% мол.) а) 75% CH₄ + 25% CO₂; б) 75% CH₄ + 25% CO₂ + C_{5+В} 200 г/м³; в) 75% CH₄ + 25% CO₂ + C_{5+В} 800 г/м³: 1 - T= 423К; 2 - T= 293К

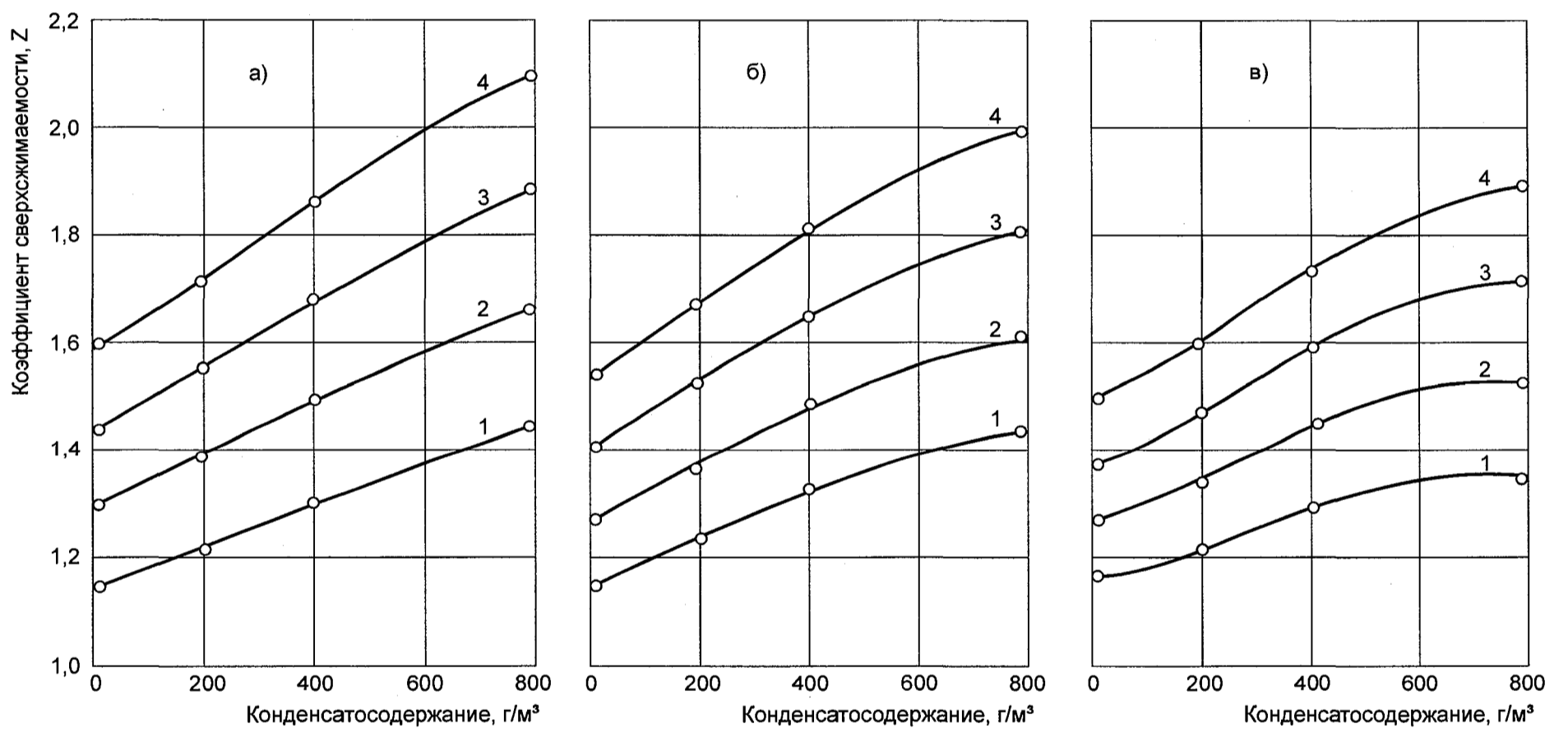


Рис. 2.14. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости Z газоконденсатной смеси от содержания конденсата при различных температурах; 1, 2, 3, 4 - давление, соответственно: 50, 60, 70, 80 МПа; а) $T=293$; б) $T=343$; в) $T=383\text{ K}$

Таблица 2.11

Исходные данные для расчета коэффициентов Z
пластовых систем скважин АГКМ

Исходные данные для расчета коэффициентов Z	Скважины		
	42	43	73
Объем газа V_0 , л	87.8	110.16	99.54
V , см ³	24.3	32.56	32.0
ρ , г/см ³	0.805	0.810	0.813
M_k , г/моль	150	150	153
$T_{пл}$, К	380	380	383
$P_{пл}$, МПа	61.9	61.0	61.8

Изучение сверхсжимаемости пластовых систем Астраханского ГКМ проводились при давлениях выше давлений начала конденсации ($P_{нк} \approx 40$ МПа). Результаты определения коэффициентов Z пластовых систем АГКМ (табл. 2.12) показали, что наличие в пластовой смеси $C_{5+в}$ (240-260 г/м³) приводит к увеличению коэффициентов Z на 8-10 %.

Таблица 2.12

Результаты экспериментальных исследований коэффициентов Z
пластовых газов скважин 42, 43, 73 АГКМ ($T=383$ К)

Коэффициенты сверхсжимаемости для пластовых газов при различных давлениях					
Скважина 73		Скважина 42		Скважина 43	
давление	Z	давление	Z	давление	Z
$P_{нк}=39.0$	0.975				
42.4	1.019	$P_{нк}=39.6$	0.976		
47.4	1.088	39.5	0.989		
51.9	1.150	49.0	1.106	$P_{нк}=40.1$	1.018
57.4	1.220	58.8	1.228	50.9	1.148
61.9	1.282	59.1	1.264	60.2	1.284
68.9	1.360	68.98	1.346	70.1	1.416

Поэтому неучет влияния конденсатосодержания при определении Z газоконденсатных пластовых смесей АГКМ приведет к ошибкам, которые будут увеличиваться с увеличением конденсатосодержания.

Используя графические зависимости коэффициентов Z для газов сепараций (рис.2.11) и результаты определения коэффициентов Z пластовых газов табл. 2.12, рассчитаны усредненные коэффициенты сверхсжимаемости пластовой смеси АГКМ в зависимости от содержания в них $C_{5+в}$ в интервалах давлений 40-65 МПа, табл. 2.13.

Таблица 2.13

Значения коэффициентов Z для пластовых смесей АГКМ ($T_{пл} = 383 \text{ К}$)

Давление, МПа	Z газа сепарации	Z при содержании $C_{5+в}$ в пластовой смеси, г/м ³			
		240	258	260	270
40	0.936	0.946	0.946	0.949	0.949
45	0.985	0.994	0.995	0.995	0.995
50	1.039	1.066	1.067	1.068	1.070
55	1.098	1.151	1.154	1.156	1.158
60	1.160	1.250	1.254	1.258	1.261
65	1.245	1.342	1.348	1.353	1.359

При изучении коэффициентов Z на КНГКМ исследованы пластовые системы скважин 35 и 107. Состав пластовых систем приведен в табл. 7.3. Установлено, что коэффициент Z при пластовых условиях скважины 107 (давление 52.6 МПа, температура 345 К) равен 1.358, скважины 35 (давление 56.2 МПа, температура 347 К) - 1.38.

С помощью графических зависимостей коэффициентов Z от температуры и давлений, полученных при изучении газов сепарации КНГКМ (рис. 2.12), а также выявленного влияния содержания жидкой фазы $C_{5+в}$ на величины коэффициентов Z (рис.2.13), построены графики для определения коэффициентов Z пластовых газоконденсатных смесей КНГКМ (рис. 2.15).

ВЫВОДЫ

1. Освоенные автором уникальные установки фазовых равновесий Магга-РVT, АСФ-РVT являются наиболее совершенными из применяемых в Р.Ф. Данные установки позволяют проводить исследования сложных газоконденсатных смесей с высоким содержанием (до 50%) сероводорода и углекислого

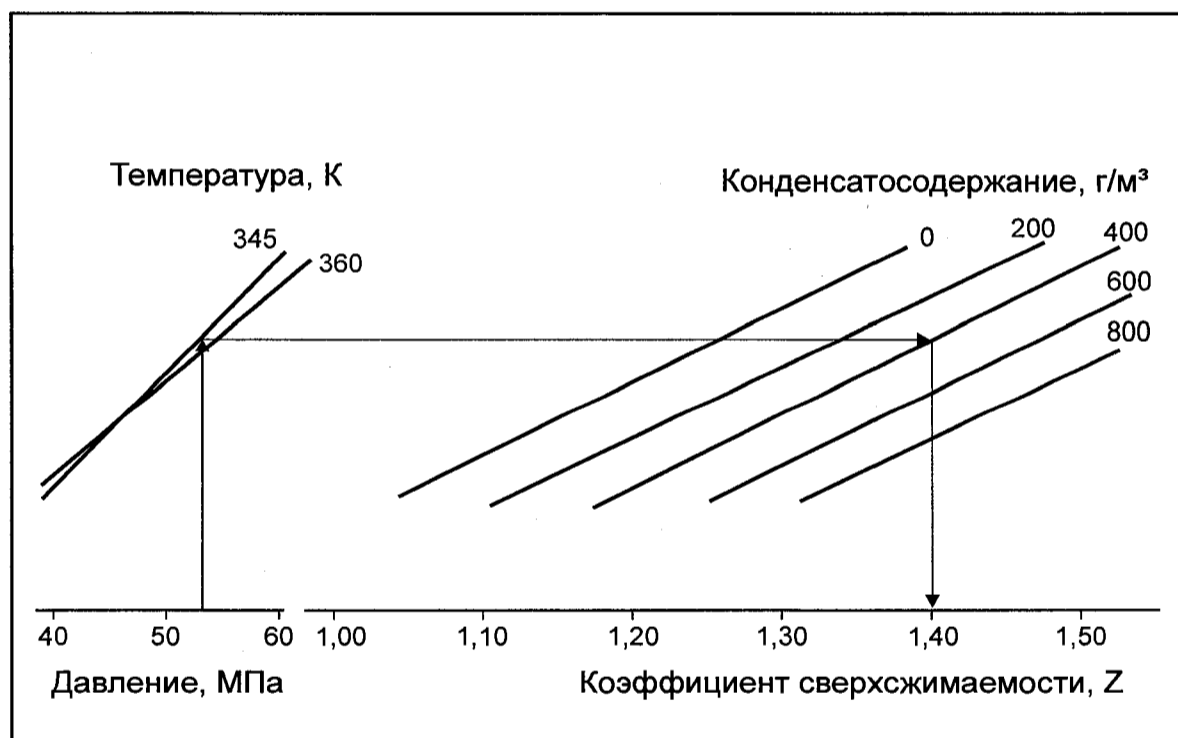


Рис 2.15. Графики для определения коэффициентов сверхсжимаемости пластовых смесей КНГКМ.

газа в широком интервале давлений (0.1013 - 120 МПа) и температур (253-473 К) и получать наиболее представительные данные об исследуемых системах.

2. В процессе освоения установок усовершенствованы методики проведения контактной и дифференциальной конденсации. Отработан способ составления рекомбинированных пластовых смесей, позволяющий получать газоконденсатные смеси заданного состава. Изучение динамики выпадения конденсата позволило оптимизировать время исследований на заданных режимах.

3. Разработаны новая методика и устройство для исследования пластовых потерь конденсата, которые при исследовании одной рекомбинированной пластовой смеси дают возможность оценки физико-химических свойств газовой и жидкой фазы на каждом интервале изменения давления.

4. Разработаны установка и методика для экспериментального исследования сверхсжимаемости газовых и газоконденсатных смесей сложного состава. Расчетная погрешность измерения Z составила 0,23 %.

Экспериментально исследована сверхсжимаемость газовых и газоконденсатных смесей с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа.

Установлены величины коэффициентов Z смесей углеводородных газов при различном содержании в них углекислого газа и сероводорода в интервалах давлений 0.1013–90 МПа и температур 293-423 К.

5. Впервые выявлено, что увеличение содержания конденсата однозначно приводит к возрастанию Z , причем при высоких конденсатосодержаниях - 1000 г/м³ и более - может возрасти в 1.5 раза и более по сравнению с сухим газом.

6. Впервые по экспериментальным данным построены графики для определения коэффициентов Z газов сепарации АГКМ и КНГКМ.

7. Анализ аналитических методов расчета коэффициентов Z газовых смесей установил сложность подбора методик расчета коэффициентов сверх-

сжимаемости газовых смесей сложного состава в широком интервале давлений и температур.

Сопоставления экспериментальных данных с аналитическими расчетами показали, что наибольшая точность – ошибка не превышает 3.1% - получена при использовании нового уравнения состояния А.И.Брусиловского.

8. Составлены таблицы и построены графики для определения коэффициентов Z пластовых смесей с различным конденсатосодержанием при различных температурах. Они использованы при расчете запасов Астраханского и Карачаганакского НГКМ.

Г Л А В А ІІІ
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФАЗОВЫХ
ПРЕВРАЩЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕТРОГРАДНЫХ
ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ

*3.1. Существующие представления о фазовых переходах
в ретроградных областях*

Представление о фазовых переходах в области ретроградной конденсации первого типа (часть фазовой диаграммы, рис.1.3, расположенной справа от критической точки) можно получить, изучая результаты исследований растворимости индивидуальных углеводородов, углеводородных фракций, а также конденсатов и нефтей в природных газах, которые были проведены известными российскими учеными А.С.Великовским, А.И. Гриценко, Т.П.Жузе, С.Л.Заксом, Т.Д.Островской, Я.Д.Саввиной, Г.С.Степановой, В.И.Юшкиным, а также зарубежными авторами Х.Х.Римером, Р.Х.Олдсом, В.П.Леси и другими [8-30, 44, 67, 70-72, 75, 97, 148,155, 157-160, 173, 174, 185, 186, 210, 245].

Опыты по растворимости углеводородов в бинарных системах показали, что:

- при одинаковой температуре кипения растворимость алканов в метане наилучшая, аренов - наименьшая;
- для гомологического ряда метановых углеводородов растворимость ухудшается с ростом числа углеводородных атомов в молекуле;
- метановые углеводороды изомерного строения растворяются в метане лучше, чем углеводороды нормального строения;
- низкокипящие углеводороды способствуют растворимости в метане высококипящих углеводородов.

Исследование особенностей поведения газожидкостных углеводородных систем свидетельствует о том, что увеличение содержания жидких углеводородов в смеси приводит к резкому снижению растворимости их в метановом газе; увеличение температуры однозначно увеличивает растворимость; наибольшей растворимостью обладают парафиновые углеводороды, наименьшей – ароматические, нафтеновые занимают промежуточное место.

Показано, что растворимость жидких углеводородов плотностью 0.800 г/см^3 при давлении 40 МПа и температуре 473 К составляет около 185 г/м^3 , увеличение давления до 90 МПа увеличивает растворимость жидкой фазы до 629 г/м^3 при ее плотности 0.845 г/см^3 .

Большое влияние на растворимость жидких углеводородов в газах оказывает фракционный состав растворяемой жидкости. Экспериментально установлено, что при одинаковых температурах и давлениях растворимость углеводородов снижается с увеличением их молекулярной массы.

Работами Л.И. Ковалева [40] показано, что при достаточно жестких термодинамических условиях и при высокой концентрации гомологов метана в системе в газовую фазу могут переходить смолы и асфальтены. В частности, на примере двух нефтей было установлено, что при 65 МПа и 373 К содержание смол в составе фракций, растворившихся в газе, равнялось 6.1 и 10 % мол. при содержании их в исходных нефтях 9.4 и 10.4 % мол. При тех же термодинамических условиях, но при наличии в системе до 30% гомологов метана, в газовую фазу перешли и асфальтены.

Установлено, что газы по растворяющей способности располагаются в следующем порядке: азот, метан, углекислый газ. Присутствие в смеси гомологов метана значительно повышает растворяющую способность газов.

Вышеприведенные данные о фазовых переходах в углеводородных газоконденсатных смесях были получены при относительно высоких температурах, но при давлении, в основном, не превышающем 50-60 МПа, что

свидетельствует о необходимости продолжения работ для решения фундаментальной задачи, которая заключается в детальном изучении фазовых превращений углеводородных газожидкостных систем сложного состава в более широком термобарическом диапазоне.

Составной частью данных исследований является оценка влияния состава и свойств газообразных и жидких компонентов на фазовые характеристики газожидкостных систем в ретроградных и критических областях. Основным способом термодинамического изучения сложных газожидкостных систем является экспериментальное и аналитическое изучение влияния состава и свойств газовых и жидкостных компонентов на фазовые превращения данных систем. Важнейшей термодинамической характеристикой газовой фазы является растворяющая способность компонентов, которая возрастает в следующем порядке: N_2 , CH_4 , CO_2 , C_2H_6 , H_2S , C_3H_8 , C_4H_{10} . У высококипящих углеводородных компонентов на фазовые переходы наибольшее влияние оказывают: для компонентов C_5 , $C_6 \dots C_i$ и фракций конденсатов, нефтей - плотность и молярная масса; для реальных конденсатов и нефтей – плотность, молярная масса, фракционный и групповой состав.

Учитывая вышеперечисленное, в данной главе подробно исследованы фазовые характеристики углеводородных газожидкостных систем, бинарных сложных модельных и реальных пластовых систем.

3.2. Закономерности фазовых превращений углеводородных систем, состоящих из метанового газа и жидких углеводородов

Уникальные возможности применяемых нами установок фазовых равновесий позволили [93, 99, 100, 103, 104, 111, 112, 121] детально оценить фазовое поведение газожидкостных углеводородных систем, для которых, при соответствующих термобарических условиях, будут наблюдаться ретроградные процессы.

Температура при исследованиях изменялась от 253 до 473 К, давление – от 2 до 120 МПа; этот диапазон охватывает условия, характерные для глубоководных газонефтеконденсатных залежей, добывающих скважин, а также систем транспорта и подготовки.

Исследования особенностей фазовых превращений реальных газоконденсатных и газонефтяных систем в большинстве случаев проводится с помощью искусственных смесей с определенным количеством компонентов. Модельная газоконденсатная углеводородная система составляется путем замены составляющих ее компонентов на псевдокомпоненты. Простые бинарные системы включают два псевдокомпонента - обычно метан и $C_{5+в}$. Модели более сложных систем состоят из трех, четырех псевдокомпонентов. Это – C_1 , C_{2-4} , $C_{5+в}$ или $C_{6+в}$, $C_{7+в}$. Иногда $C_{5+в}$ разбиваются на отдельные фракции (Φ_1 , $\Phi_2 \dots \Phi_i$) по температуре кипения и плотности.

Сложные модельные газожидкостные системы, кроме углеводородной составляющей, содержат неуглеводородные компоненты N_2 , H_2S , CO_2 .

Согласно [53, 186, 196, 234] для расчета основных параметров (критических давлений, температур, объемов, молекулярной массы и др.) используют параметры компонентов, входящих в модельные системы.

Метан является одним из основных газовых компонентов газожидкостных углеводородных систем. В этом плане значительный интерес представляет исследование фазовых превращений углеводородных систем, состоящих из метанового газа и $C_{5+в}$, индивидуальных углеводородов C_5 , $C_6 \dots C_i$ фракций (конденсатов, нефтей) и реальных конденсатов, нефтей. Полученные данные могут быть использованы в качестве базовых при дальнейшем изучении фазового поведения более сложных систем, включающих гомологи метана и неуглеводородные компоненты, которые обычно входят в состав природных газов.

Первой задачей экспериментальных работ являлось изучение фазовых превращений систем, состоящих из метанового газа и жидких углеводородных компонентов:

- 1) индивидуальных углеводородов C_5H_{12} , C_7H_{16} , C_9H_{20} ;
- 2) модельных углеводородных систем (фракций Φ) различной плотности: $\Phi_1 - 0.702 \text{ г/см}^3$; $\Phi_2 - 0.768 \text{ г/см}^3$.

Свойства жидких индивидуальных углеводородных компонентов и фракций конденсата приведены в табл.3.1.

Таблица 3.1

Свойства жидких углеводородных компонентов и фракций конденсата

Свойства	Компоненты, фракции				
	C_5H_{12}	C_7H_{16}	C_9H_{20}	Φ_1	Φ_2
Плотность, г/см^3	0.635	0.684	0.718	0.702	0.758
Молярная масса, г/моль	71.1	100.2	128.2	98.2	125

Фазовые диаграммы систем метановый газ + индивидуальные углеводородные компоненты представлены на рис.3.1, 3.2, диаграммы метановый газ + Φ_1 , Φ_2 на рис. 3.3, 3.4.

Сопоставление фазовых характеристик исследуемых систем показали:

- у систем метановый газ + C_5H_{12} , C_7H_{16} , C_9H_{20} в приведенном термобарическом поле фиксируются крикондетермы и крикондебары (см. табл.3.2);

Таблица3.2

Фазовые характеристики систем метановый газ+(C_5H_{12} , C_7H_{16} , C_9H_{20})

Фазовые характеристики систем	Содержание $C_{5+в}$, $C_{7+в}$, $C_{9+в}$, г/м^3 сухого газа					
	C_5H_{12} , г/м^3		C_7H_{16} , г/м^3		C_9H_{20} , г/м^3	
	156	313	178	356	179	359
Крикондебара, МПа	14.5	17.5	25.0	27.5	37.8	42.5
Крикондетерма, К	335	349	393	409	419	437

- растворимость индивидуальных углеводородов и фракций конденсатов в метановом газе ухудшается с увеличением числа углеводородных атомов в молекуле, на это указывает значительное повышение давления

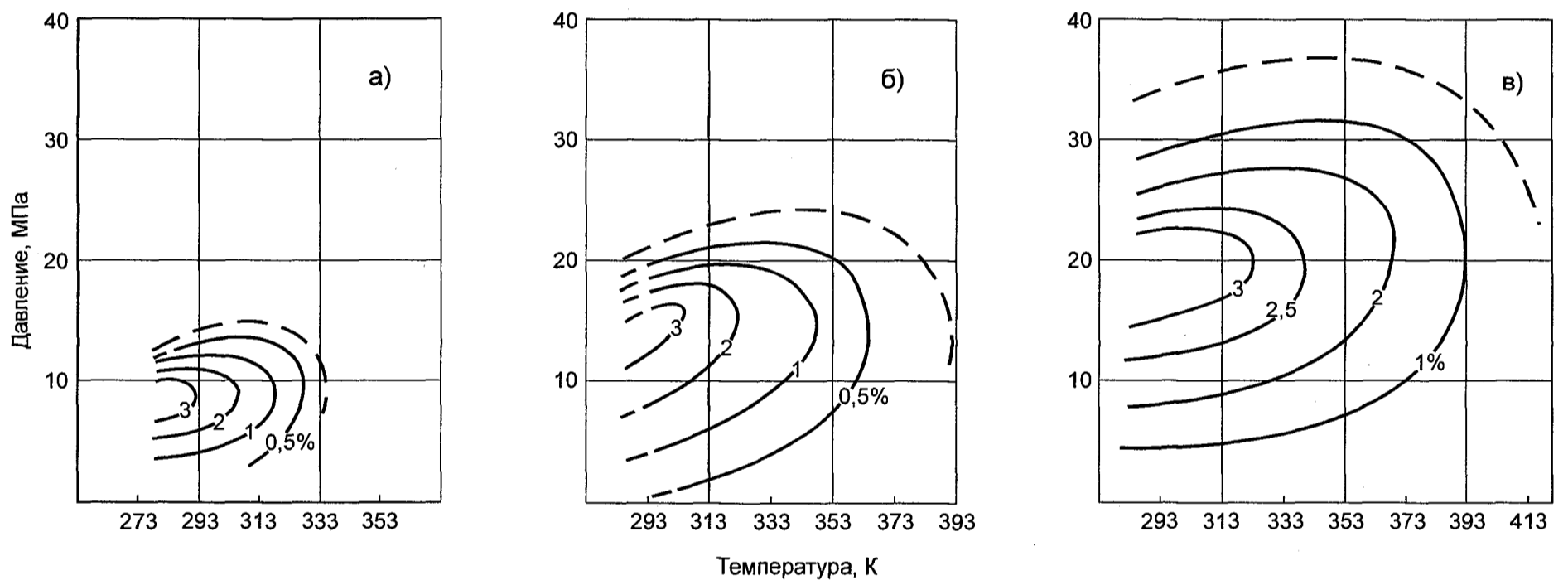


Рис. 3.1. Фазовые диаграммы газоконденсатных систем метановый газ + индивидуальные углеводороды C_5H_{12} , C_7H_{16} , C_9H_{20} :
 а) C_5H_{12} - 156 г/м³; б) C_7H_{16} - 178 г/м³; в) C_9H_{20} - 179 г/м³

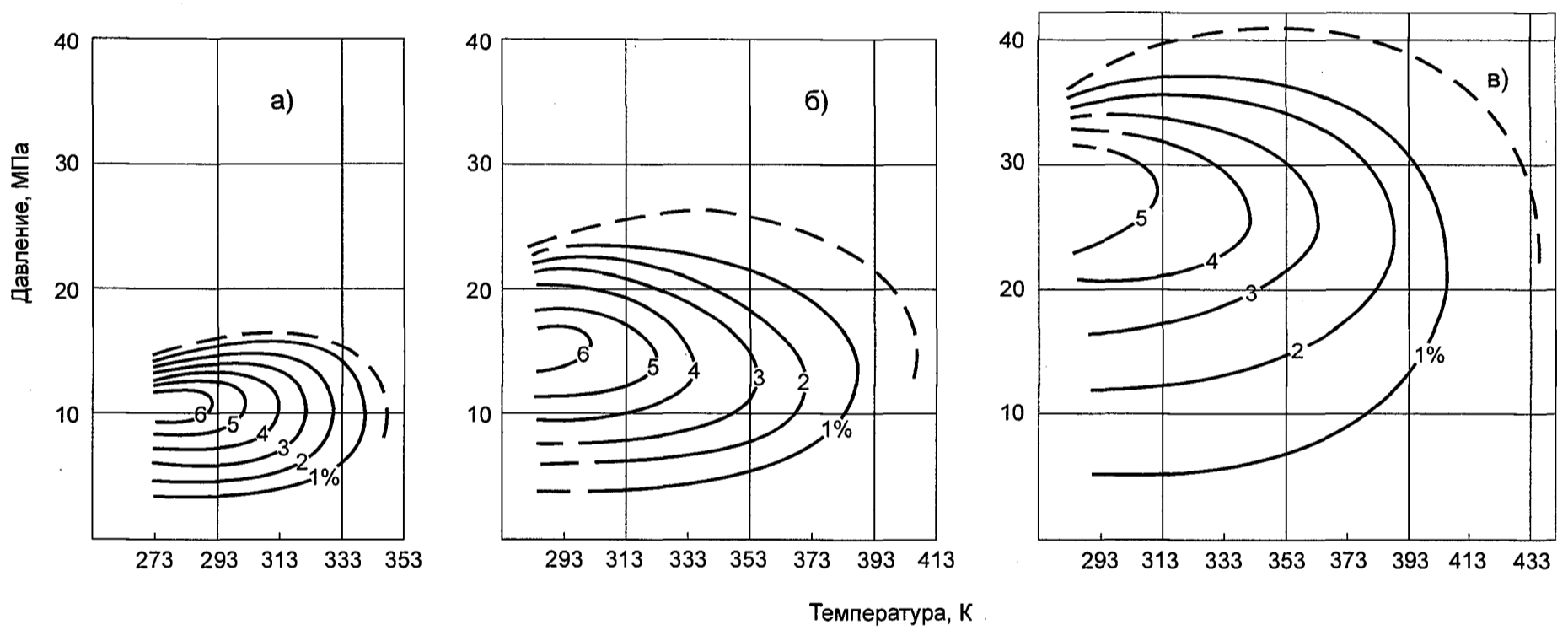


Рис. 3.2. Фазовые диаграммы газоконденсатных систем метановый газ + индивидуальные углеводороды C_5H_{12} ; C_7H_{16} ; C_9H_{20} :
 а) C_5H_{12} - 313 г/м³; б) C_7H_{16} - 356 г/м³; в) C_9H_{20} - 359 г/м³

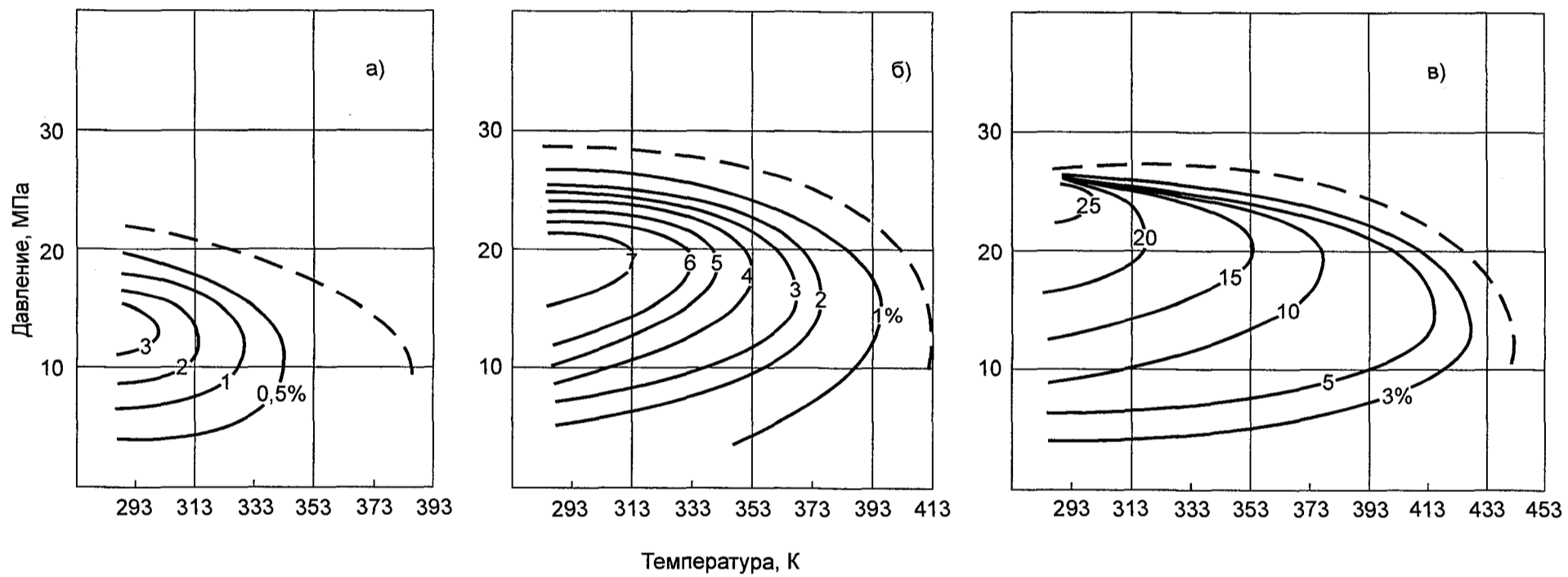


Рис. 3.3. Фазовые диаграммы газоконденсатных систем метановый газ + Φ_1 -фракция конденсата $\rho = 0,702 \text{ г/см}^3$:
 а) $C_{5+B} = 158 \text{ г/м}^3$; б) $C_{5+B} = 334 \text{ г/м}^3$; в) $C_{5+B} = 891 \text{ г/м}^3$

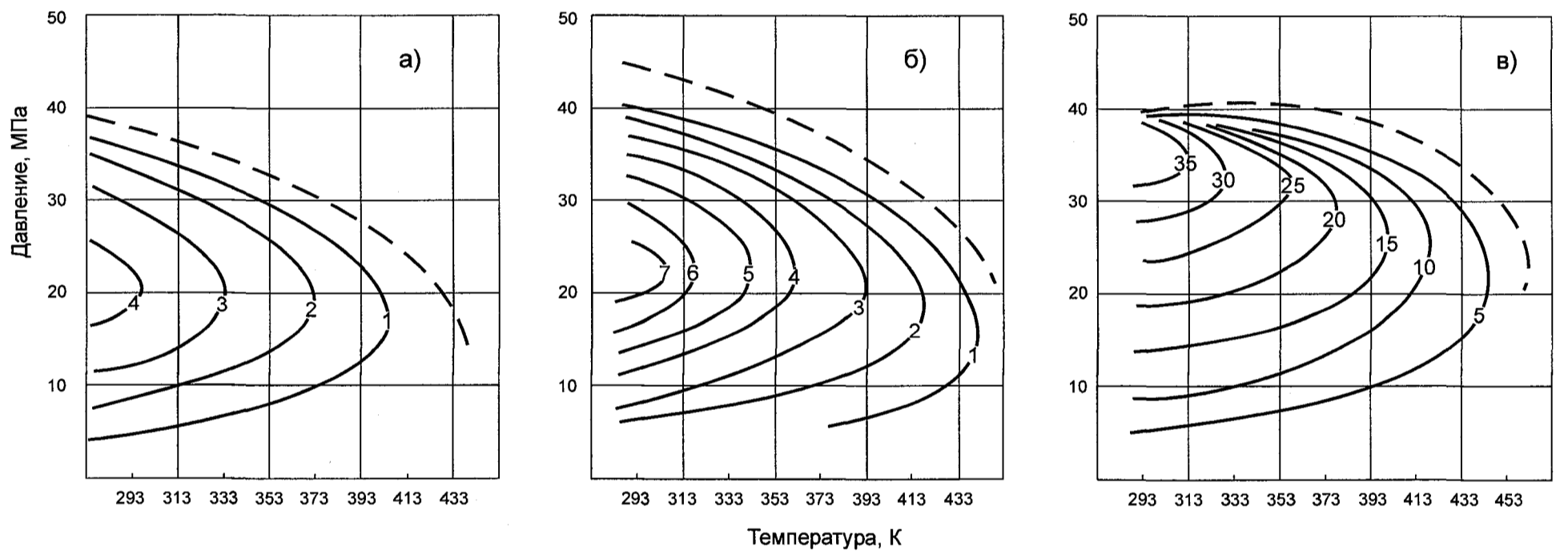


Рис. 3.4. Фазовые диаграммы газоконденсатных систем метановый газ + Φ_2 - фракция конденсата $\rho = 0,768 \text{ г/см}^3$:
 а) $C_{5+В} - 199 \text{ г/м}^3$; б) $C_{5+В} - 341 \text{ г/м}^3$; в) $C_{5+В} - 1037 \text{ г/м}^3$

начала конденсации с увеличением плотности (молекулярной массы) растворенных в метане углеводородов;

- увеличение содержания $C_{5+В}$ в системе до 350-400 г/м³ увеличивает давление начала конденсации, при дальнейшем увеличении $C_{5+В}$ давление начала конденсации снижается. Данная универсальная особенность фазового поведения газожидкостных систем будет подробно рассмотрена в настоящей работе;

- увеличение температуры у систем метановый газ + (C_5H_{12} , C_7H_{16} , C_9H_{20}) до криткондебары (323-353 К) увеличивает давление начала конденсации, затем давление снижается до криткондетермы. У систем метановый газ + фракции конденсата Φ_1 , Φ_2 увеличение температуры, в основном, снижает давление начала конденсации;

- критические области у исследованных систем наблюдаются при высоких содержаниях $C_{5+В}$ - 800-1200 г/м³. Особенности поведения газожидкостных систем в критических областях подробно рассмотрены в главе IV;

- сравнение фактических фазовых характеристик и расчетных, проведенных по уравнению Пенга-Робинсона, показало, что разница в давлении начала конденсации составляет 20-30%. Разница в определении количества выпавшей жидкой фазы при давлении максимальной конденсации при расчете, по сравнению с экспериментальными данными, увеличивается в 2 и более раз.

При дальнейшем исследовании проведено две серии экспериментов для детализации фазовых характеристик газожидкостных систем, состоящих из метанового газа и реальных конденсатов, нефтей.

В первой серии экспериментов исследовались смеси, включающие жидкую углеводородную фазу (конденсат метаново-ароматического типа плотностью 0.807 г/см³, молярной массой 155 г/моль). Результаты фракционной разгонки конденсата приведены в табл.3.4. Конденсат ($C_{5+В}$) растворялся в метановом газе следующего состава: CH_4 – 98.4; C_2H_6 - 0.10; C_3H_8

– 0.010; N₂ – 1.40 (% мол.) Составы смесей, полученных в результате растворения конденсата в метановом газе, приведены в табл.3.3.

Таблица 3.3

Состав углеводородных систем метановый газ +конденсат (0.807 г/см³),
с различным содержанием C_{5+в}

Компоненты	Содержание C _{5+в} в смеси, г/м ³ сухого газа			
	80	190	320	800
CH ₄	97.32	96.65	93.79	87.65
C ₂ H ₆	0.09	0.09	0.09	0.08
C ₃ H ₈	0.01	0.01	0.01	0.01
N ₂	1.36	1.35	1.33	1.25
C _{5+в}	1.22	2.90	4.78	11.01

Диапазон изменения содержания C_{5+в} смесей, приведенных в табл.3.3, охватывает достаточно широкий спектр содержания жидкой фазы в газожидкостных системах.

Изотерма конденсации и фазовые диаграммы, построенные по результатам исследований, показаны на рис.3.5, 3.6, 3.7, 3.8. Анализ фазовых диаграмм выявил особенности фазового поведения метановых газожидкостных систем в диапазоне давлений от 3 до 120 МПа и температур от 253 до 423 К и выше, такие как:

- углеводородные метановые газожидкостные системы с конденсатосодержанием C_{5+в} до 800-1000 г/ м³ при снижении температуры до 253 К будут вести себя как ретроградные газоконденсатные;
- при повышении температуры газоконденсатных систем от 253 до 423 К давление начала конденсации снижается;
- фазовые диаграммы разделяются на две области – область ретроградной конденсации и область нормального испарения, при этом максимальное выпадение жидкой фазы будет наблюдаться на линии, расположенной между двумя этими областями;

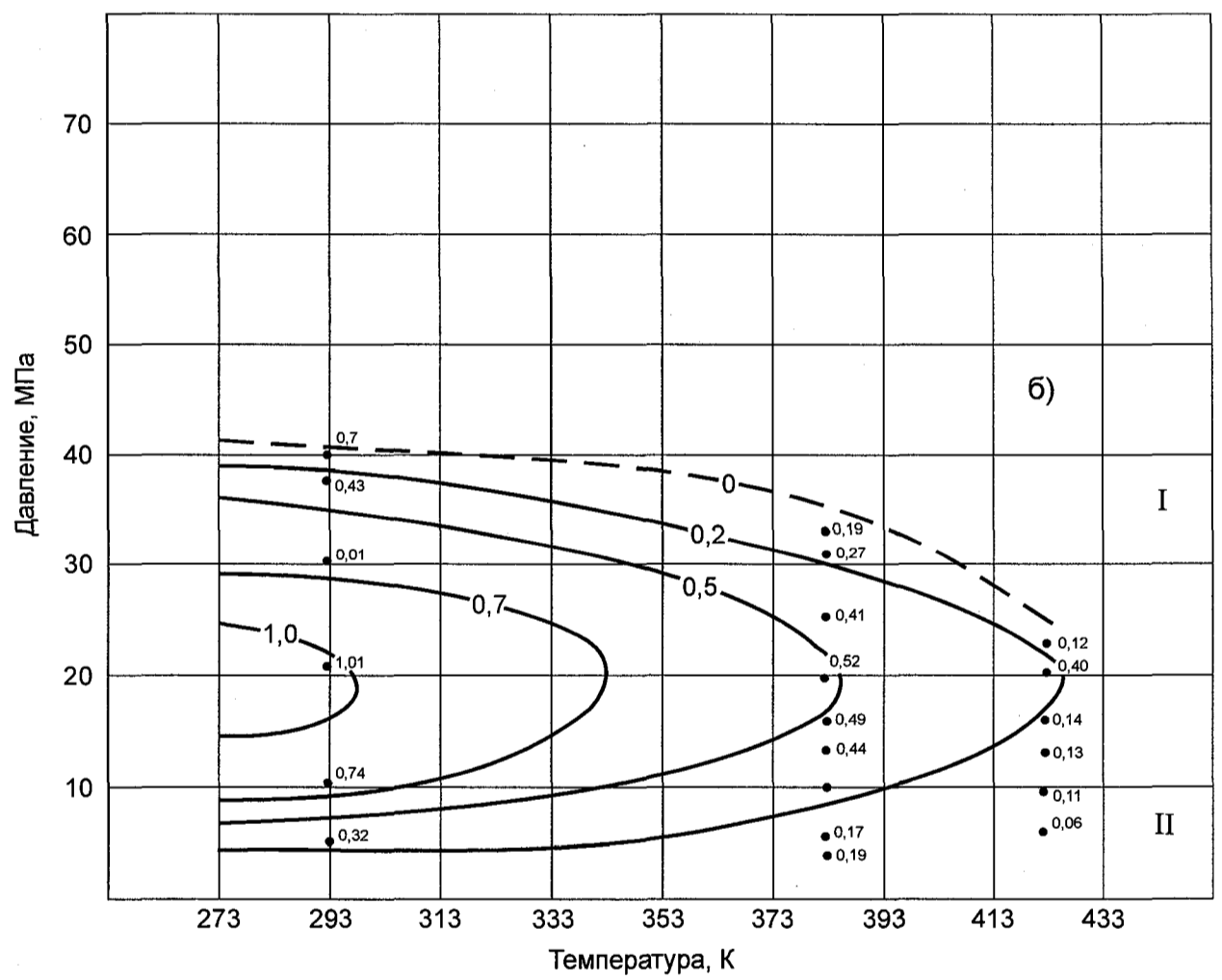
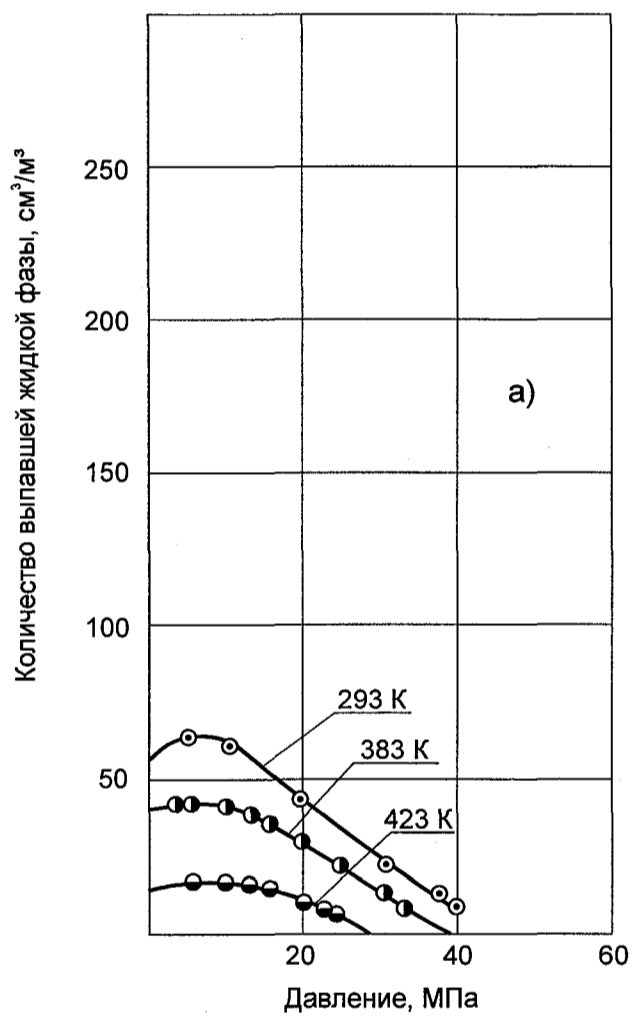


Рис. 3.5. Изотермы конденсации и фазовая диаграмма газожидкостной системы: метановый газ + C_{5+B} , содержание C_{5+B} - 80 г/м³, а) изотермы конденсации, б) фазовая диаграмма

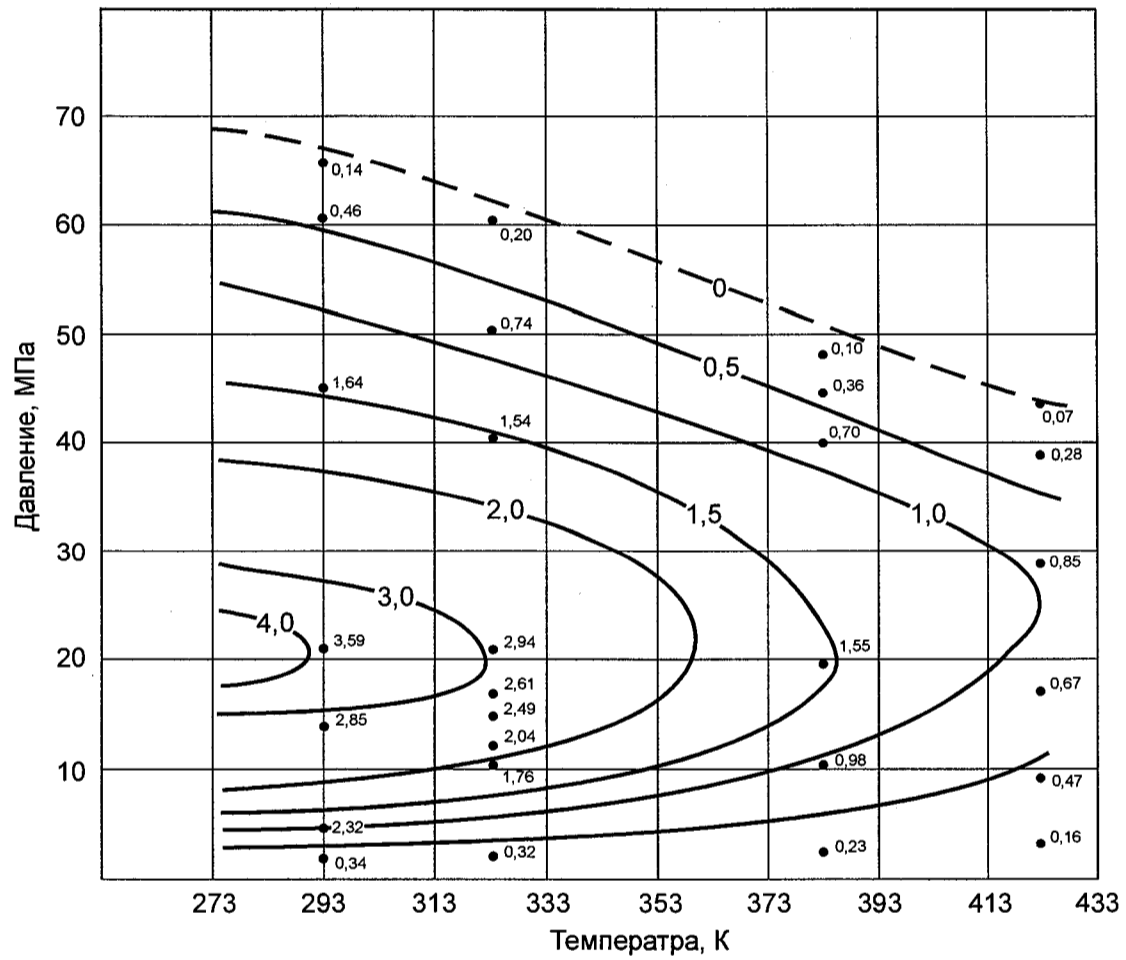
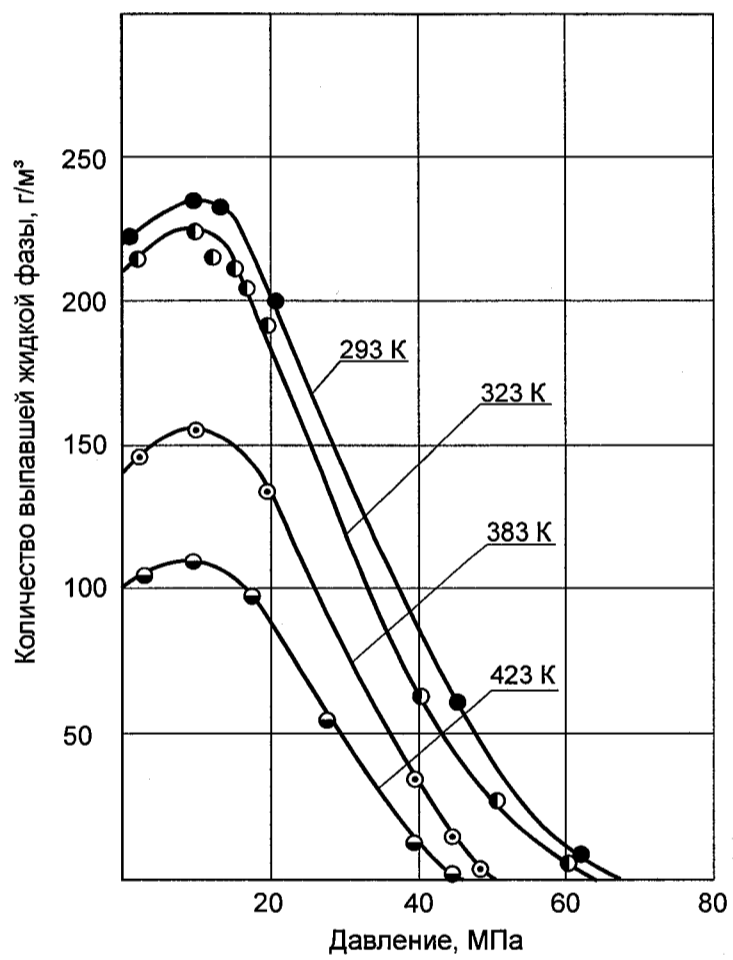


Рис. 3.6. Изотермы конденсации и фазовая диаграмма газожидкостной системы: метановый газ + C_{5+B} , содержание C_{5+B} - 190 г/м³

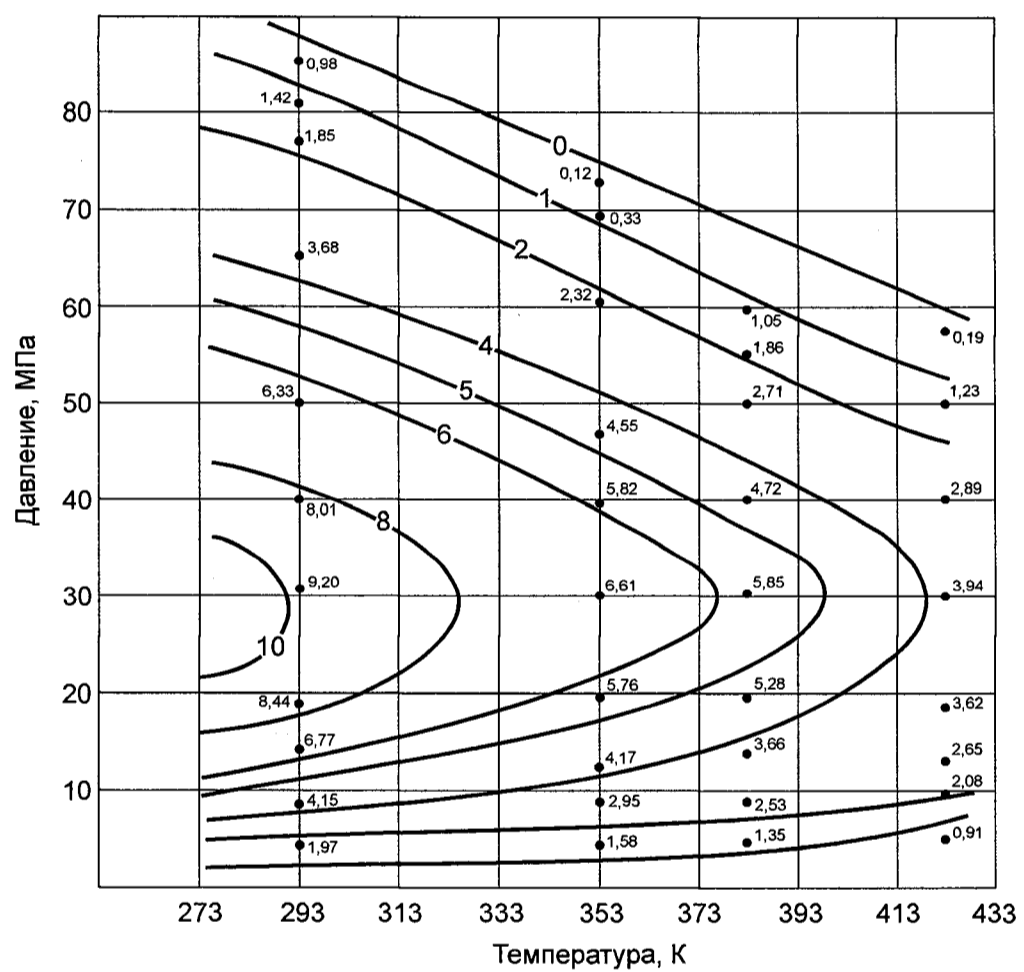
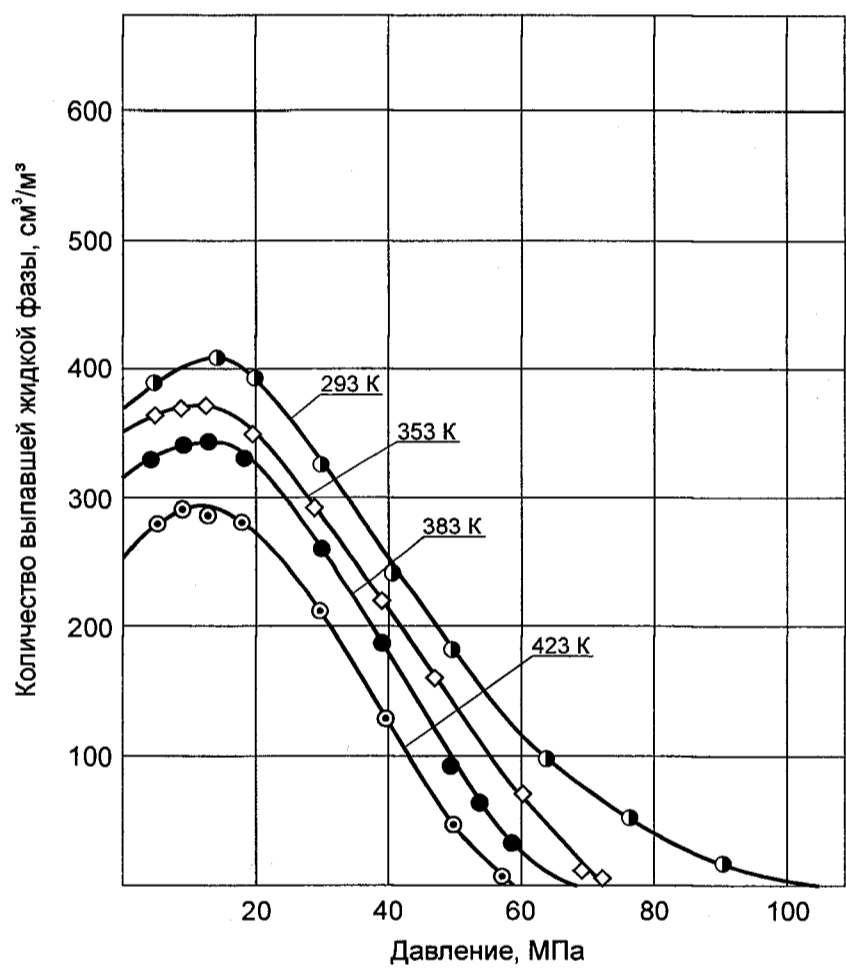


Рис. 3.7. Изотермы конденсации и фазовая диаграмма газожидкостной системы: метановый газ + C_{5+B} , содержание C_{5+B} - 320 г/см³

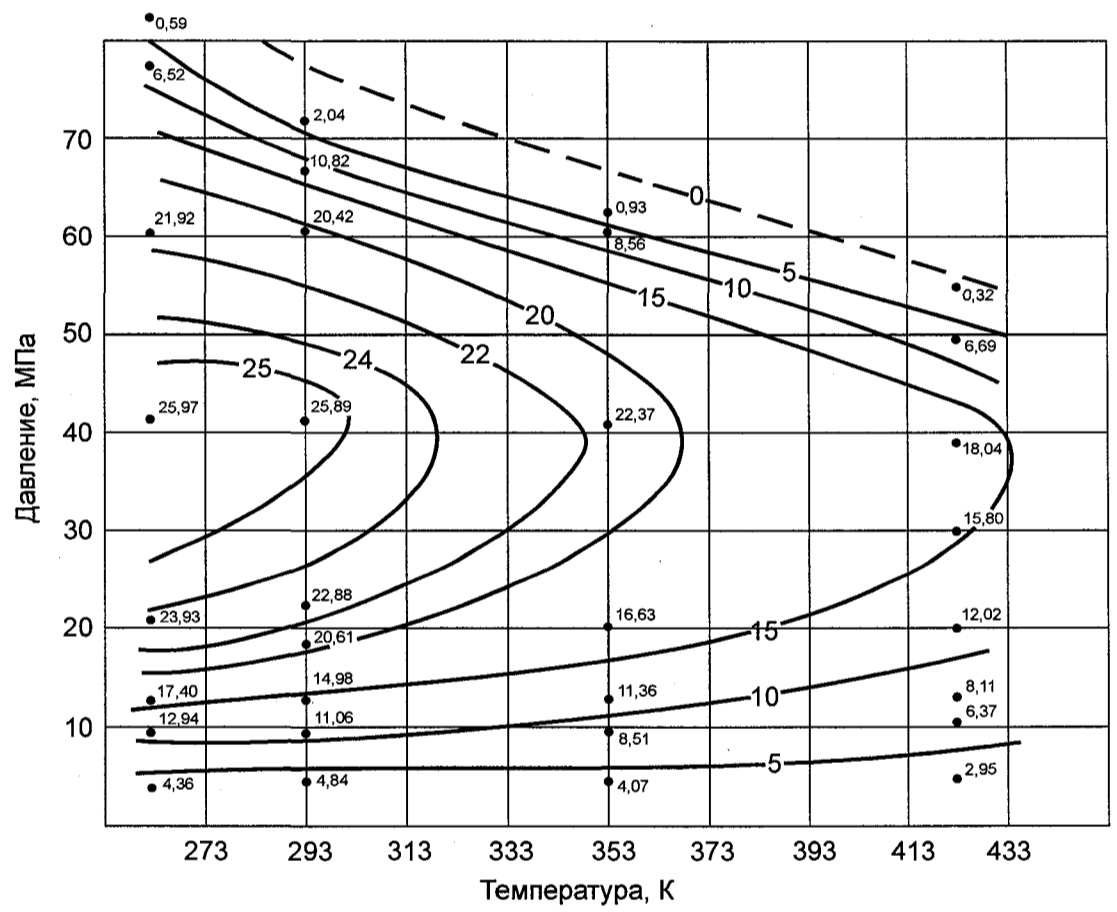
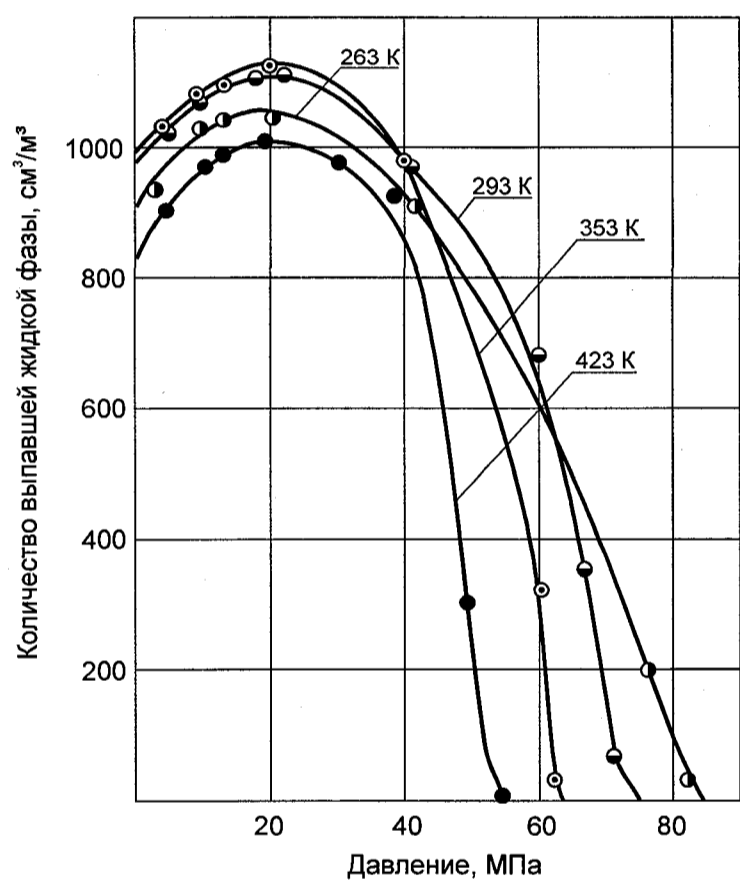


Рис. 3.8. Изотермы конденсации и фазовая диаграмма газожидкостной системы: метановый газ + C_{5+В}, содержание C_{5+В} - 800 г/м³

- общий вид фазовых диаграмм свидетельствует о пребывании смеси в интересующем диапазоне температур (273-423К) либо в однофазном газовом состоянии при давлении выше давления начала конденсации, либо в двухфазном газожидкостном состоянии. Критические точки или области на данных фазовых диаграммах в этом диапазоне температур отсутствуют.

На основании априорной информации основными факторами, определяющими форму фазовых диаграмм метановых газожидкостных систем, т.е. положение линии нулевого содержания жидкой фазы (линия давления начала конденсации), а также линии максимального количества выпавшей жидкой фазы, следует считать:

- количество растворенной в смеси жидкой углеводородной фазы($C_{5+в}$);
- физико-химические свойства растворенной жидкой фазы.

Вторая серия экспериментов была проведена для выявления влияния количества растворенной жидкой фазы и ее плотности (молекулярной массы) на давление начала конденсации и динамику выпадения жидкой фазы из углеводородных систем при различных термобарических условиях. Для этого был составлен план проведения экспериментов с помощью комбинационного квадрата (рис.3.9) [141, 145].

Исследовались газожидкостные углеводородные системы, составленные из метанового газа известного состава и жидких углеводородных компонентов – конденсатов плотностью 0.766; 0.793; 0.807; 0.825 и нефти плотностью 0.856 г/см³ (см. табл.3.4).

Таблица 3.4

Физико-химические свойства конденсатов и нефти, используемых для составления газожидкостных углеводородных систем

Фракционная разгонка Выход фракций, % об.	Плотность, г /см ³				
	0.766	0.795	0.807	0.825	0.856
	Температура отгона на фракции, К				
1	2	3	4	5	6
Начало кипения	324	328	339	341	340

P, МПа		20,0					40,0					60,0					80,0					100,0									
		K ₁	K ₂	K ₃	K ₄	K ₅	K ₁	K ₂	K ₃	K ₄	K ₅	K ₁	K ₂	K ₃	K ₄	K ₅	K ₁	K ₂	K ₃	K ₄	K ₅	K ₁	K ₂	K ₃	K ₄	K ₅					
T, К	ρ																														
	293	ρ ₁																													
ρ ₂																															
ρ ₃																															
ρ ₄																															
ρ ₅																															
333	ρ ₁																														
	ρ ₂																														
	ρ ₃																														
	ρ ₄																														
	ρ ₅																														
353	ρ ₁																														
	ρ ₂																														
	ρ ₃																														
	ρ ₄																														
	ρ ₅																														
383	ρ ₁																														
	ρ ₂																														
	ρ ₃																														
	ρ ₄																														
	ρ ₅																														
423	ρ ₁																														
	ρ ₂																														
	ρ ₃																														
	ρ ₄																														
	ρ ₅																														

Рис. 3.9. Схема рационального планирования эксперимента с помощью комбинированного квадрата. Содержание C_{5+B} , г/м³: K₁ - 200; K₂ - 400; K₃ - 600; K₄ - 800; K₅ - 1000; плотность C_{5+B} , г/см³: ρ₁ - 0,766; ρ₂ - 0,795; ρ₃ - 0,807; ρ₄ - 0,825; ρ₅ - 0,856

Продолжение табл.3.4

1	2	3	4	5	6
10%	373	374	383	383	400
20%	398	394	402	403	457
30%	417	415	422	423	494
40%	441	436	444	448	542
50%	466	459	467	478	588
60%	501	488	497	518	-
70%	543	519	531	558	-
80%	595	576	571	608	-
Конец кипения	633	633	633	633	633
Молярная масса, г/моль	138	145	150	160	220
Тип конденс.,нефти	метано- вый	метано- вый	метано- аромат.	метано- аромат.	метано- вый

На основании полученных данных после проведения экспериментальных исследований построены зависимости давления начала конденсации для газожидкостных систем с различным содержанием жидкой фазы (конденсата, нефти) различной плотности при различных температурах (рис.3.10).

Анализ полученных графиков позволил установить существенную особенность влияния содержания $C_{5+в}$ в газожидкостной системе на давление начала конденсации, которая заключается в следующем: до конденсатосодержания 300-400 г/м³ увеличение $C_{5+в}$ в смеси приводит к росту давления начала конденсации, при последующем увеличении конденсатосодержания давление начала конденсации снижается.

Данная особенность впервые была отмечена В.Н.Дзюбенко на основании результатов исследования пластовых углеводородных систем месторождений Украины [36, 45, 64, 65].

В работе [111] диссертантом сделана попытка объяснения данной закономерности с позиции молекулярно-кинетической теории.

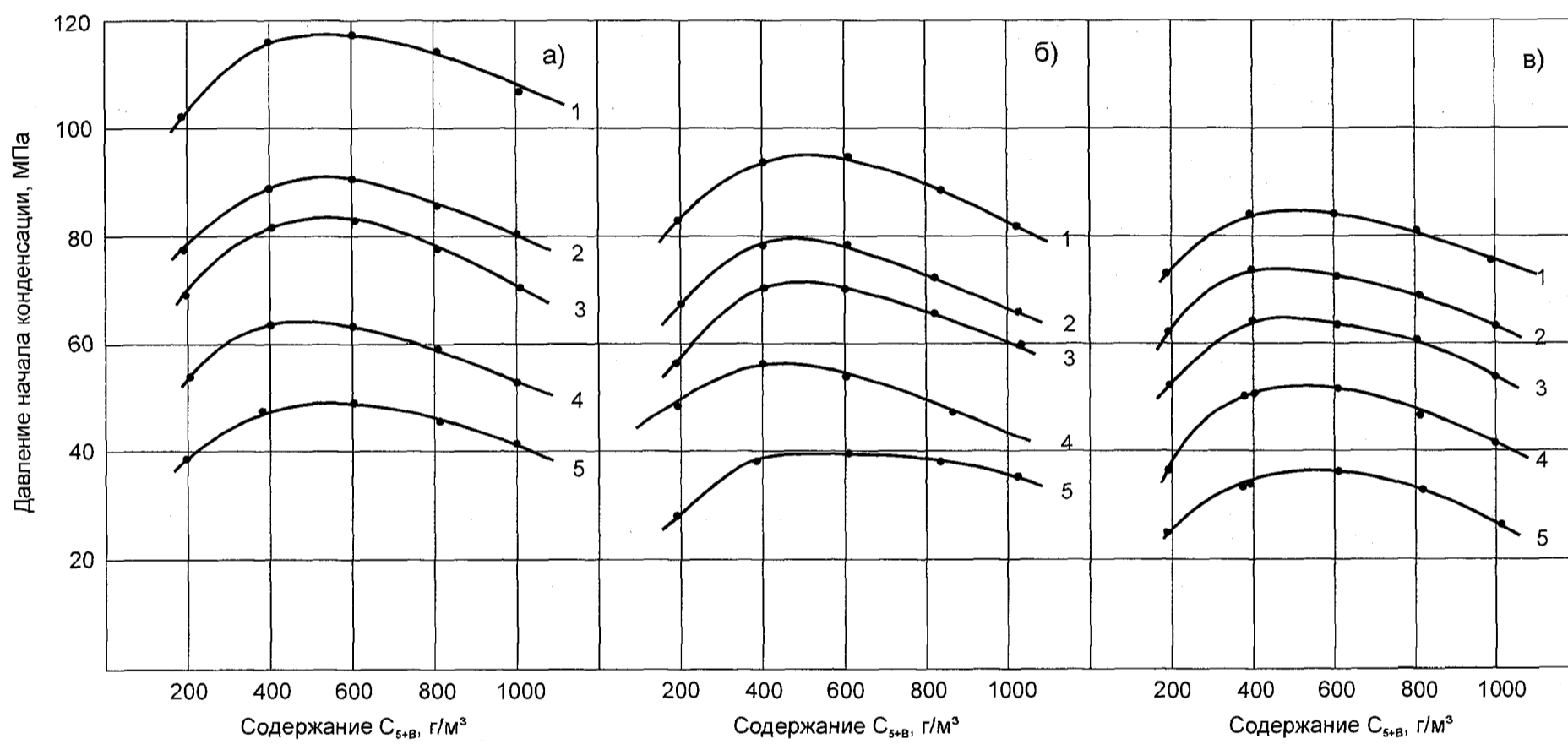


Рис. 3.10. Зависимость давления начала конденсации для систем: метановый газ+ C_{5+B}, плотность C_{5+B} :
 1 - 0,856; 2 - 0,825; 3 - 0,807; 4 - 0,795; 5 - 0,766 г/см³. Температура: а) 293; б) 353; в) 383 К

Проведенные исследования фазового поведения систем метанового газа с жидкой углеводородной фазой позволили автору построить графики для определения давления начала конденсации метановых углеводородных систем различного состава при различных температурах, рис.3.11.

Для получения аналитических зависимостей на кривых (рис. 3.11) выделены три участка характерного изменения $P_{нк}$, $C_{5+в}$ – (100-200), (200-300), (300-500) г/м³ сухого газа.

На первом участке зависимость $P_{нк}$ от содержания $C_{5+в}$ описывается уравнением

$$P_{нк} = [b_1 (C_{5+в}) + d_1] k_T, \quad (3.1)$$

на втором участке

$$P_{нк} = [a_2 (C_{5+в})^2 + b_2 (C_{5+в}) + d_2] k_T, \quad (3.2)$$

на третьем участке

$$P_{нк} = [b_3 (C_{5+в}) + d_3] k_T, \quad (3.3)$$

где a, b, d - коэффициенты уравнений;

$C_{5+в}$ - содержание $C_{5+в}$, г/м³.

Значения коэффициентов уравнений приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Значение коэффициентов уравнений 3.1, 3.2, 3.3

Коэффици- циенты	Плотность $C_{5+в}$, г/см ³					
	0.760	0.780	0.800	0.820	0.840	0.860
b_1	0,0598	0,0897	0,0803	0,0752	0,0846	0,0904
d_1	18,05	22,67	34,02	46,23	53,33	62,15
a_2	-0.00006	-0.0001	-0.00009	-0.00005	-0.00007	-0.0001
b_2	0.0672	0.1192	0.0906	0.0554	0.0714	0.1082
d_2	22.264	23.539	39.491	56.705	63.394	66.935
b_3	-0,0095	-0,0203	-0,0176	-0,0219	-0,0198	-0,0241
d_3	43,89	65,75	70,78	84,02	92,63	106,95

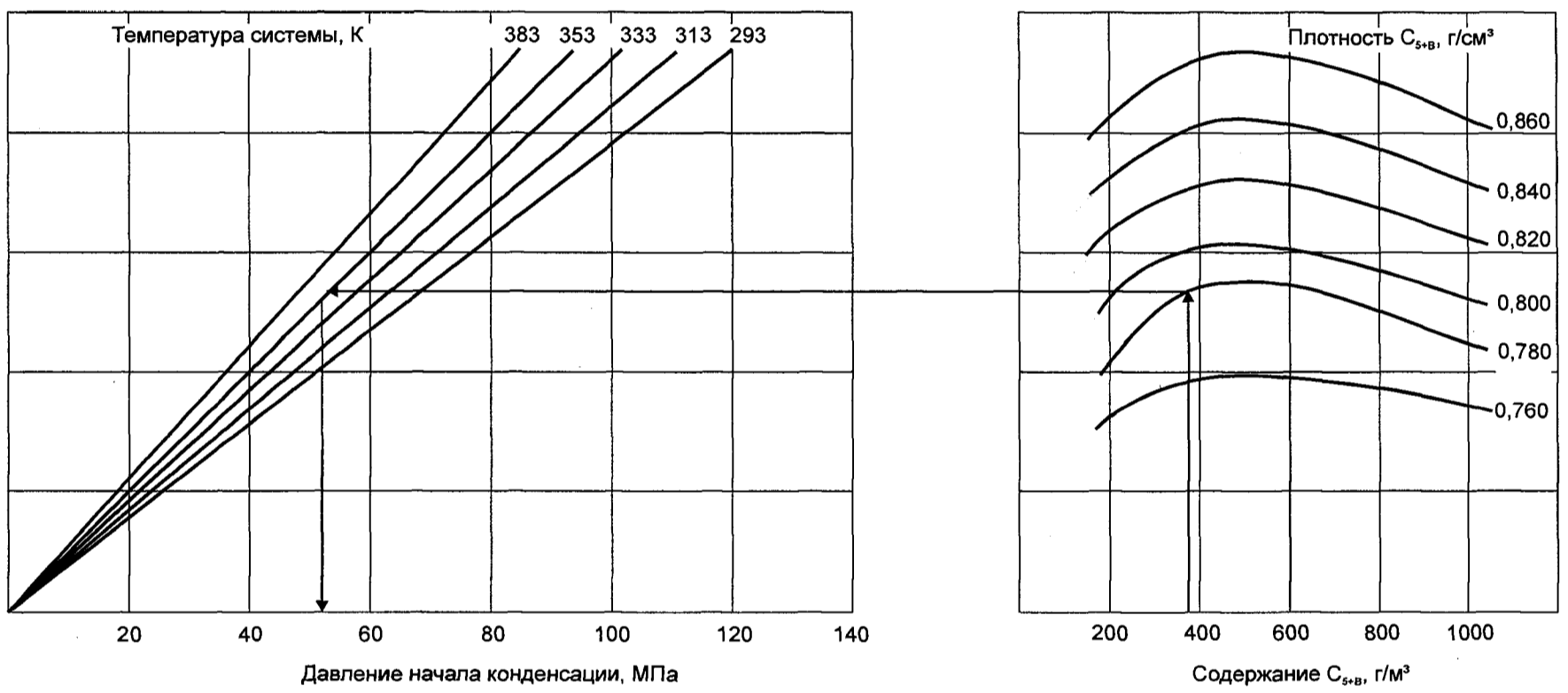


Рис. 3.11. Графики для определения давления начала конденсации углеводородных систем метановый газ + C_{5+} различного состава при различных температурах

Поправка на температуру смеси k_T (доли ед.) определяется, исходя из уравнения:

$$k_T = -0.0047 T + 2,6521, \quad (3.4)$$

где T – температура смеси, К.

Если в состав газожидкостной углеводородной смеси входит углеводородная жидкая фаза C_{5+B} ароматического типа, то давление начала конденсации такой смеси может увеличиваться на 5-10 %.

Как было показано на рис.3.5-3.8, фазовые диаграммы условно разделяются на две области: область ретроградной конденсации и область нормального испарения. Между двумя областями находится условная линия, где наблюдается максимальное выпадение жидкой фазы. Данная линия, в зависимости от содержания жидкой фазы, располагается в диапазоне давлений 18 – 40 МПа, рис.3.12(а), причем плотность, а следовательно, молярная масса жидких компонентов, растворенных в смеси, заметного влияния на данную зависимость не оказывает.

Зависимость давления максимальной конденсации (в МПа) от содержания C_{5+B} (80-1000 г/м³) описывается выражением

$$P_{MK} = -0,00002(C_{5+B})^2 + 0.0488 C_{5+B} + 14.293. \quad (3.5)$$

Зависимости максимального относительного объема выпавшей жидкой фазы в процентах от содержания C_{5+B} приведены на рис.3.12(б). Получена достаточно близкая связь насыщенности выпавшим конденсатом при давлении максимальной конденсации V_{MK} (%) от содержания C_{5+B} в смеси:

$$V_{MK} = 0,00001(C_{5+B})^2 + 0.0272 C_{5+B} \quad (T=293 \text{ К}), \quad (3.6)$$

$$V_{MK} = 0,00003(C_{5+B})^2 - 0.0004 C_{5+B} \quad (T=433 \text{ К}).$$

Согласно (3.6) насыщенность с уменьшением температуры возрастает.

Зависимости, приведенные на рис.3.11-3.12, дают возможность построения фазовых диаграмм метановых газожидкостных систем графоана-

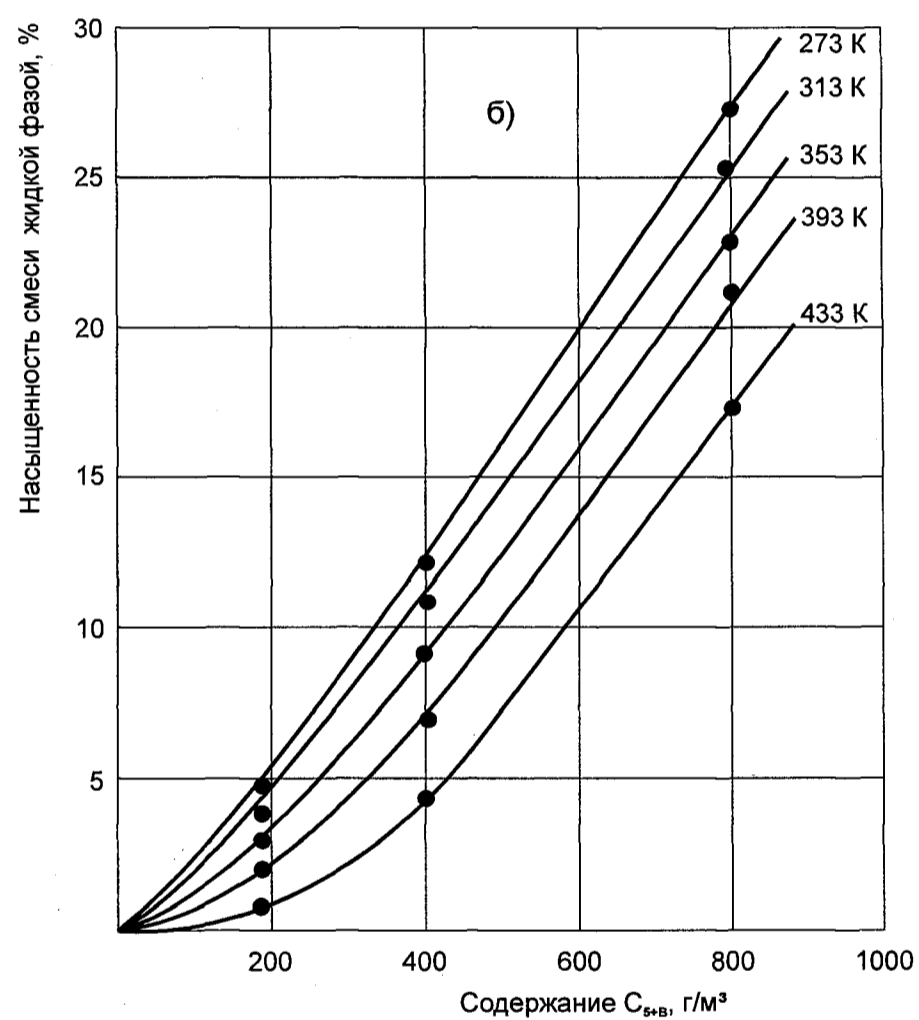
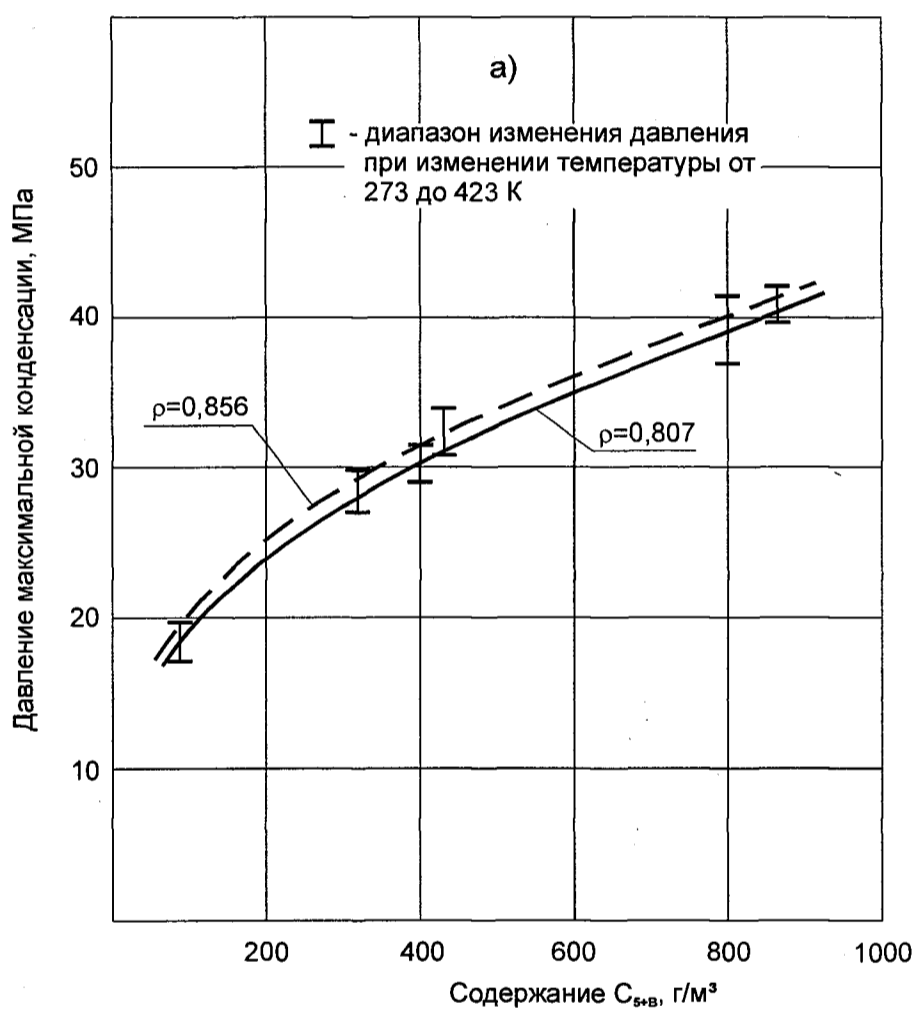


Рис. 3.12. Влияние конденсатосодержания и температуры для систем метановый газ + C_{5+B}: а) на давление максимальной конденсации; б) количество выпавшей жидкой фазы

литическим методом. Для построения диаграммы необходимы следующие исходные данные: количество растворенных в смеси жидких углеводородов $C_{5+в}$, их плотность или молярная масса.

Построение фазовой диаграммы осуществляется в координатах Р-Т по следующему алгоритму: с помощью уравнений 3.1 – 3.4 строится кривая давления начала конденсации; далее, используя уравнения 3.5, 3.6, наносится условная линия максимального процентного содержания жидкой фазы в смеси. На данную линию, согласно рис.3.12(б), наносятся точки, характеризующие долю выпавшей жидкой фазы в процентах при различной температуре. Оценив конфигурацию и местоположение изоплер на фазовых диаграммах рис.3.5-3.8, вычерчивают изоплеры равного процентного содержания жидкой фазы (1, 2, 3... %).

3.3. Исследование влияния гомологов метана на фазовые характеристики углеводородных газожидкостных систем

Реальные углеводородные газожидкостные системы в своем составе содержат гомологи метана C_2 , C_3 , C_4 . Опыты по растворимости углеводородов в бинарных системах показали, что низкокипящие углеводороды C_2 , C_3 , C_4 способствуют растворимости в метане высококипящих углеводородов $C_{5+в}$ [44, 175, 219].

Оценка влияния концентрации гомологов метана ($C_2+C_3+C_4$) в газовой смеси на растворимость $C_{5+в}$ проводилась по результатам исследований А.И. Гриценко, И.А.Гриценко, В.В.Юшкина, Т.Д.Островской [44]. Данными исследованиями показано, что гомологи метана снижают давление перехода $C_{5+в}$ в однофазное состояние. Также установлено, что влияние промежуточных углеводородов на растворимость $C_{5+в}$ при различных соотношениях жидких и газообразных фаз неодинаковое, а именно: с увеличением содержания в системе углеводородов $C_{5+в}$ степень влияния гомологов метана на растворимость снижается. Так, при растворении конденсата до

концентрации $1000 \text{ см}^3/\text{м}^3$ в газе с 10% углеводородов $\text{C}_2 + \text{C}_3 + \text{C}_4$, система находилась в однофазном парообразном состоянии при давлении 42.8 МПа. При растворении такого же количества конденсата в газе, содержащем 15% углеводородов $\text{C}_2 + \text{C}_3 + \text{C}_4$, жидкость перешла в пар при давлении 37.3 МПа, т.е. давление начала конденсации за счет обогащения газовой фазы дополнительными 5% углеводородов $\text{C}_2 + \text{C}_3 + \text{C}_4$ снизилось на 5.5 МПа. При этом же изменении концентрации $\text{C}_2 + \text{C}_3 + \text{C}_4$ в газе, но при растворении конденсата в количестве $1600 \text{ см}^3/\text{м}^3$, давление перехода в однофазное газовое состояние уменьшилось на 3.9 МПа, а при $2180 \text{ см}^3/\text{м}^3$ - на 3.2 МПа. Приведенные данные свидетельствуют об уменьшении степени влияния углеводородов $\text{C}_2 + \text{C}_3 + \text{C}_4$ на растворимость $\text{C}_{5+\text{в}}$ по мере увеличения содержания последних в системе.

Автором для уточнения влияния гомологов метана на фазовые характеристики углеводородных систем проведены исследования систем $\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_6 + \text{C}_{5+\text{в}}$; $\text{CH}_4 + \text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_{5+\text{в}}$ и $\text{CH}_4 + \text{C}_4\text{H}_{10} + \text{C}_{5+\text{в}}$. В качестве группы $\text{C}_{5+\text{в}}$ использован конденсат метано-ароматического типа плотностью $0.807 \text{ г}/\text{см}^3$, молярной массой $155 \text{ г}/\text{моль}$. Результаты фракционной разгонки конденсата приведены в табл.3.4.

В процессе экспериментов содержание $\text{C}_{5+\text{в}}$ изменялось от 202 до $906 \text{ г}/\text{м}^3$. Составы газожидкостных систем приведены в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Составы углеводородных смесей метановый газ + гомологи с различным содержанием конденсата:

1. $\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_6 + \text{C}_{5+\text{в}}$
- 2.

Компоненты	Содержание $\text{C}_{5+\text{в}}$ в смеси, $\text{г}/\text{м}^3$			
	416	582	750	832
1	2	3	4	5
CH_4	71.34	69.93	68.59	67.96
C_2H_6	24.23	23.40	22.50	22.59
$\text{C}_{5+\text{в}}$	4.43	6.17	8.81	9.45

Продолжение табл. 3.6

1	2	3	4	5
2. $\text{CH}_4 + \text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_{5+\text{в}}$				
Компоненты	Содержание $\text{C}_{5+\text{в}}$ в смеси, г/м^3			
	202	411	579	744
CH_4	71.17	70.26	68.89	67.60
C_3H_8	24.88	24.56	24.08	23.63
$\text{C}_{5+\text{в}}$	3.95	5.12	7.03	8.67
3. $\text{CH}_4 + \text{C}_4\text{H}_{10} + \text{C}_{5+\text{в}}$				
Компоненты	Содержание $\text{C}_{5+\text{в}}$ в смеси, г/м^3			
	453	633	815	906
CH_4	69.82	68.33	66.92	66.25
C_4H_{10}	24.49	23.97	23.48	23.24
$\text{C}_{5+\text{в}}$	5.69	7.70	9.58	10.51

Влияние гомологов метана на давление начала конденсации при $T = 353 \text{ K}$ и различных содержаниях $\text{C}_{5+\text{в}}$ показано на рис.3.13, 3.14. Полученные результаты свидетельствуют:

- характер зависимостей давления начала конденсации от содержания $\text{C}_{5+\text{в}}$ в смеси, подробно описанный в предыдущем разделе, остается неизменным, увеличение давления начала конденсации наблюдается при увеличении содержания $\text{C}_{5+\text{в}}$ до 400 г/м^3 , дальнейшее увеличение количества жидкой фазы в системе приводит к снижению давления начала конденсации;

- гомологи, растворенные в смеси метанового газа + $\text{C}_{5+\text{в}}$, существенно снижают давление начала конденсации. Так, при содержании в смеси $\text{C}_{5+\text{в}}$ 400 г/м^3 и растворении в нем 24.2 % мол. C_2H_6 давление уменьшается на 8.50 МПа, при растворении 24.5 % мол. C_3H_8 на - 17.30 МПа, при растворении 24.5 % мол. C_4H_{10} - на 25.4 МПа.

Газовые составляющие природных газоконденсатных систем содержат гомологи метана в определенных соотношениях. Обычно количество гомологов уменьшается с увеличением содержания в них атомов углерода. Газовая фаза пластовой смеси Астраханского ГКМ содержит гомологи ме-

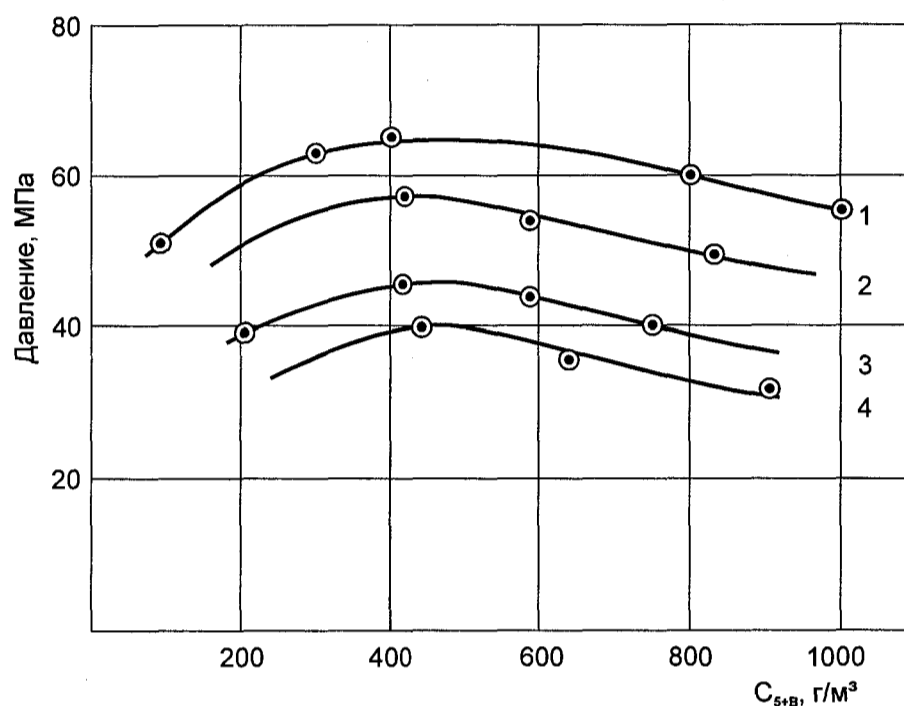


Рис. 3.13. Изменение давления начала конденсации газожидкостных систем $\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_6$; C_3H_8 ; C_4H_{10} (% мол.), при различных содержаниях C_{5+B} ($\rho = 0.807 \text{ г/см}^3$):
 1) $\text{CH}_4 + \text{C}_{5+B}$; 2) $\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_6(25\%) + \text{C}_{5+B}$;
 3) $\text{CH}_4 + \text{C}_3\text{H}_8(25\%) + \text{C}_{5+B}$; $\text{CH}_4 + \text{C}_4\text{H}_{10}(25\%) + \text{C}_{5+B}$ ($T = 383 \text{ К}$)

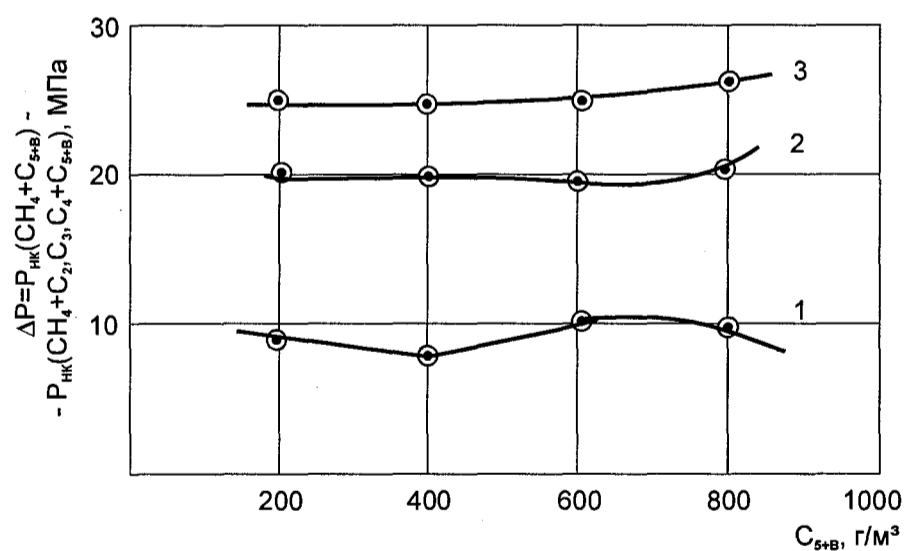


Рис. 3.14. Снижение давления начала конденсации при добавлении в газожидкостную систему $\text{CH}_4 + \text{C}_{5+B}$ гомологов метана C_2H_6 ; C_3H_8 ; C_4H_{10} (25 % мол.), при различных содержаниях C_{5+B} ($\rho = 0.807 \text{ г/см}^3$):
 1) $\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_6 + \text{C}_{5+B}$; 2) $\text{CH}_4 + \text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_{5+B}$;
 3) $\text{CH}_4 + \text{C}_4\text{H}_{10} + \text{C}_{5+B}$ ($T = 383 \text{ К}$)

тана в следующих количествах: C_2H_6 – 2.3 ÷ 2.5; C_3H_8 – 1.0 ÷ 1.2; C_4H_{10} – 0.6 ÷ 0.8 % мол.; Карачаганакского НКМ: C_2H_6 – 5.5 ÷ 7.0; C_3H_8 – 2.5 ÷ 3.5; C_4H_{10} – 1.2 ÷ 1.8 % мол. Данные соотношения гомологов реальных систем позволяют условно выразить суммарное содержание гомологов в следующих пропорциях: 5 частей C_2H_6 ; 2.5 части C_3H_8 ; 1 часть C_4H_{10} . На рис.3.15 приведены зависимости снижения давлений начала конденсации от суммарного содержания гомологов, растворенных в смеси в соотношении (5 - C_2H_6 ; 2.5 - C_3H_8 ; 1,0 - C_4H_{10}). Суммарное содержание гомологов также оказывает существенное влияние на фазовые превращения метановых газожидкостных систем. Увеличение суммарного содержания гомологов приводит к снижению давления начала конденсации. Температура существенно влияет на фазовые превращения систем, содержащих гомологи метана, изменяя конфигурацию фазовых диаграмм. Например, влияние гомологов метана, особенно C_3H_8 , на конфигурацию фазовых диаграмм близко к влиянию сероводорода (см. рис.5.8-5.10).

Разработанный способ аналитической оценки фазовых характеристик метановых газожидкостных систем, при учете влияния гомологов, достаточно адекватно описывает реальные углеводородные системы. Покажем это на сопоставлении результатов экспериментов, которые были проведены А.И. Дзюбенко [36,65] при исследовании газоконденсатных месторождений Украины с аналитическим определением фазовых характеристик данных систем по методике, предлагаемой автором данной работы.

Фазовые диаграммы, которые А.И. Дзюбенко построил по результатам исследований газожидкостных систем, составленных из газов сепарации и конденсатов, отобранных со скважин Харьковцевская 8 и Анастасьевская 8, приведены на рис.3.16. Диаграммы построены в координатах “давление-газовый фактор”. Составы пластовых систем данных скважин и физико-химические свойства конденсатов приведены в табл. 3.7, 3.8.

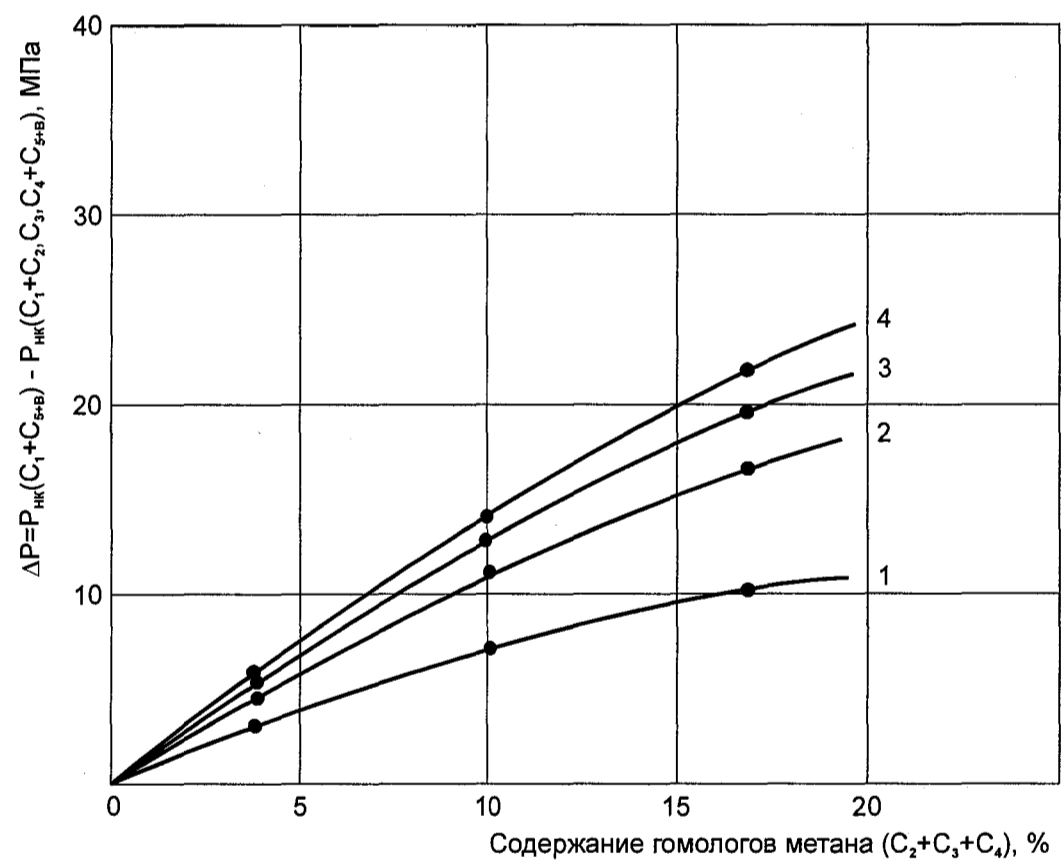
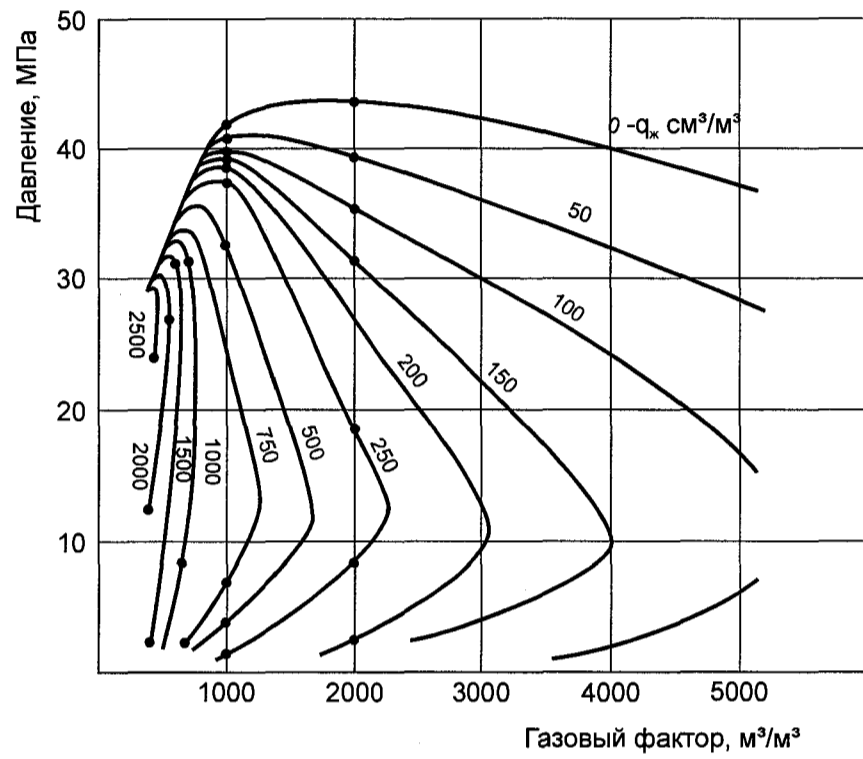


Рис. 3.15. Влияние суммарного содержания гомологов метана на давление начала конденсации газожидкостных систем (плотность $C_{5+В}$ - 0,802 г/м³). Температура: 1 - 393 К; 2 - 353 К; 3 - 313 К; 4 - 273 К

а) Харьковцевское месторождение, скв. 8



б) Анастасьевское месторождение, скв. 8

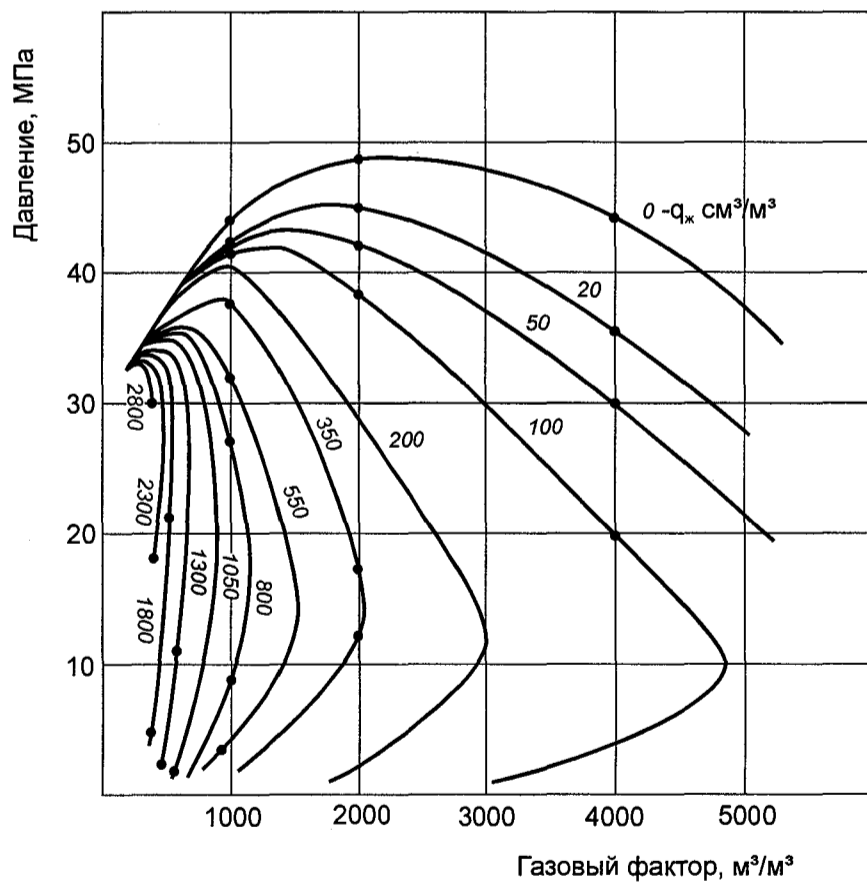


Рис. 3.16. Диаграммы фазового состояния углеводородных систем (А.И. Дзюбенко)

Таблица 3.7
Состав пластовых систем скважин Харьковцевская 8 и Анастасьевская 8

Месторождение, скважина	Компоненты, % мол.						
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C _{5+в}	N _{2+р}	CO ₂
Харьковцевское, 8	71.72	8.71	5.52	1.78	11.11	0.49	1.16
Анастасьевское, 8	60.95	10.89	6.66	2.84	12.66	2.68	3.31

Таблица 3.8

Физико-химическая характеристика конденсата скважин
Харьковцевская 8 и Анастасьевская 8

Месторождение, скважина	Плотность, г/см ³	Конденсато- содержание, см ³ /м ³	Групповой состав Конденсата, %		
			Аромат.	Нафтен.	Метан.
Харьковцевское, 8	0.801	800.9	19.50	33.50	47.00
Анастасьевское, 8	0.780	1037.9	16.30	27.10	56.60

На рис.3.17 приведены характерные кривые изменения давления начала конденсации. Кривые 1, 2 построены графоаналитическим методом с помощью графиков, представленных на рис. 3.11, с учетом снижения давления начала конденсации за счет влияния гомологов метана, рис. 3.16. Кривые 1', 2' построены по данным экспериментальных исследований А.И. Дзюбенко.

Сопоставление данных, полученных при исследовании реальных газоконденсатных систем, с данными, полученными при исследовании аналогичных модельных систем позволило:

1. Подтвердить выявленную универсальную зависимость давления начала конденсации от содержания C_{5+в} в системе. Давление начала конденсации сначала увеличивается с увеличением содержания C_{5+в}, достигая максимума при C_{5+в} порядка 400 г/м³, а затем уменьшается.

2. Выявить, что разница расчетных и экспериментальных данных, несмотря на значительный диапазон изменения содержания C_{5+в} в газожидкостных системах, не превышает 3-6 %. Это свидетельствует о представительности полученных нами экспериментальных данных по исследованию модельных углеводородных систем.

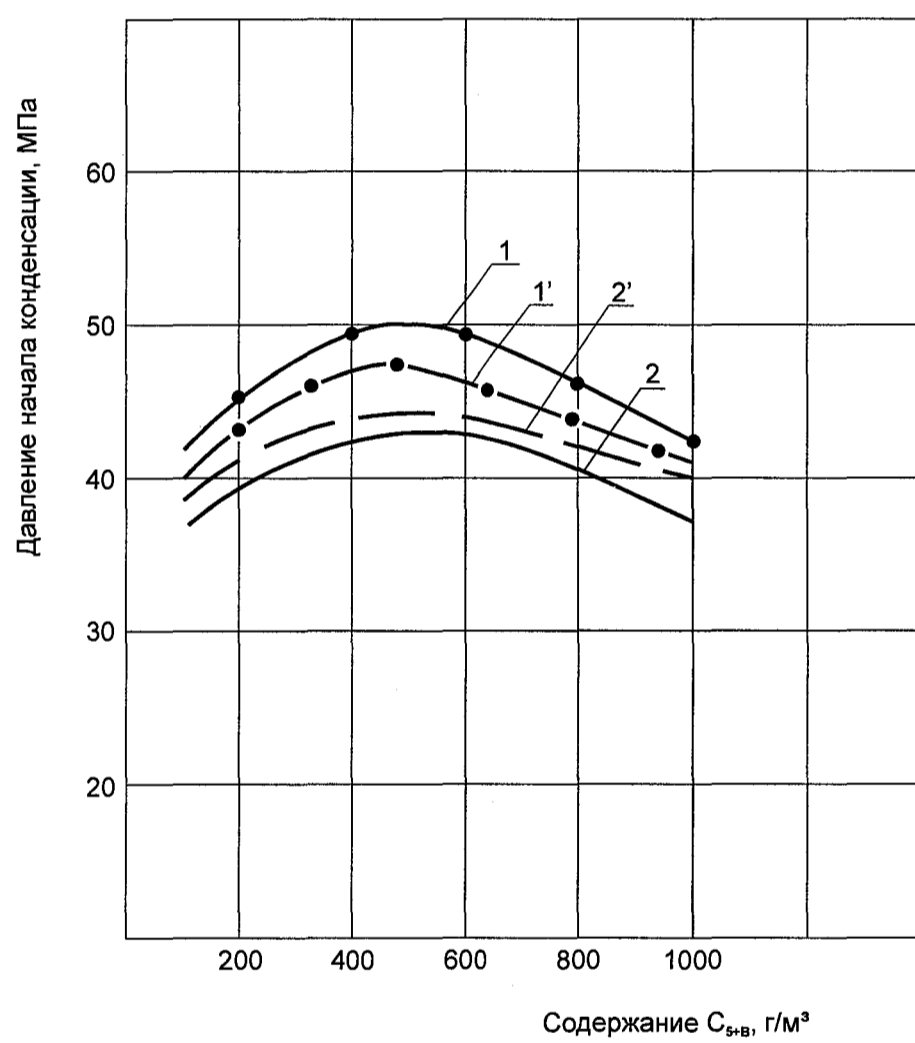


Рис. 3.17. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений давлений начала конденсации для систем с различным содержанием C_{5+B1} . 1 - расчет, 1' - эксперимент пластовая смесь Анастасьевского месторождения, 2' - эксперимент, 2 - расчет, пластовая смесь Харьковцевского месторождения

ВЫВОДЫ

1. Разработаны экспериментальные основы для решения фундаментальной задачи по изучению фазового поведения газожидкостных систем, состоящих из метанового газа и высококипящей углеводородной фазы $C_{5+в}$, различного состава при различных термобарических условиях. По виду полученных фазовых диаграмм показано, что при содержании $C_{5+в}$ до 1000 г/м^3 сухого газа системы находятся в газоконденсатной области, т.е. в однофазном парообразном состоянии при давлении выше давления начала конденсации, и в двухфазном газожидкостном состоянии при давлениях ниже давления начала конденсации.

2. Показано, что фазовые диаграммы в газоконденсатной области разделяются на две части: ретроградной конденсации и нормального испарения. Увеличение температуры в газоконденсатной области, в основном, приводит к снижению давления начала конденсации.

3. Показана немонотонность зависимости давления начала конденсации от содержания $C_{5+в}$ в газожидкостной системе.

4. Построены графики и получены аналитические зависимости для оценки давлений начала конденсации систем, составленных из метана и жидкой углеводородной фазы $C_{5+в}$ различного состава и плотности, а также зависимости количества жидкой фазы, выпадающей при давлении максимальной конденсации при различных температурах исследования и содержании $C_{5+в}$ в системе.

5. Предложен алгоритм построения фазовых диаграмм метановых газожидкостных систем графоаналитическим методом с использованием полученных экспериментальных зависимостей.

6. Оценено влияние гомологов метана на давление перехода газожидкостных углеводородных систем в однофазное состояние. Показана возможность использования полученных экспериментальных данных по исследованию модельных систем (метан, гомологи, $C_{5+в}$) для оценки фазового состояния реальных пластовых углеводородных систем. Ошибки оп-

ределения давления начала конденсации при подобной оценке не превышают 3-6 % при значительном интервале изменения содержания C_{5+} в системе.

ВЛИЯНИЕ НЕУГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ НА ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ

Природные газоконденсатные и газонефтяные системы, особенно глубокозалегающих месторождений, в своем составе наряду с углеводородными компонентами содержат азот, углекислый газ и сероводород.

Аналитические и экспериментальные исследования пластовых газоконденсатных систем, содержащих неуглеводородные компоненты, приведены в различных работах А.И. Гриценко, И.А.Гриценко, Г.Р. Гуревича, И.А. Леонтьева, Л.Я. Непомнящего, Т.Д. Островской, В.В. Юшкина, М.К.Виноградова и др. [31, 44, 59, 132-135, 137, 156-158, 210, 211, 219, 231, 258]. Однако, изученность фазовых превращений газоконденсатных смесей, содержащих в своем составе неуглеводородные компоненты, такие, как углекислый газ и сероводород, остается явно недостаточной. В этом плане интерес представляет более детальная оценка влияния неуглеводородных компонентов на фазовые характеристики пластовых систем.

4.1. Обзор исследований по оценке влияния азота, углекислого газа и сероводорода на фазовые характеристики газожидкостных систем

Авторы работы [59] аналитическим методом показали, что влияние каждого неуглеводородного компонента в отдельности на величину давления начала конденсации практически не зависит от присутствия в смеси других неуглеводородных компонентов, и их влияние можно суммировать.

Для оценки влияния азота, двуокиси углерода и сероводорода на величину давления начала конденсации в работах [59, 112], с использованием методики расчета парожидкостного равновесия по уравнению Пенга-Робинсона, проведены расчеты на примере трех искусственных смесей, начальный угле-

водородный состав которых приведен в табл.4.1, а также расчеты для смесей, полученных в результате поочередного добавления каждого из трех углеводородных компонентов к исходным смесям.

Таблица 4.1

Состав углеводородных смесей (% мол.)

Компоненты	С М Е С И		
	1	2	3
Метан	69.0	79.5	89.25
Этан	11.0	9.0	5.0
Пропан	6.0	4.0	2.0
Бутан	3.0	2.0	1.0
Пентан	11.0	5.5	2.75

Содержание углекислого газа и сероводорода в каждой из смесей доходило до 25 % мол. соответственно, а азота - до 4 % мол. Диапазон изменения температур составил 298-423 К. По результатам расчетов строили зависимости между давлениями начала конденсации ($P_{нк}$) исходной углеводородной смеси без углекислого газа и сероводорода и смеси, содержащей эти компоненты, от их содержания в смеси (рис 4.1). Так, например, для смеси 2 (см. табл.4.1) при температуре 373 К присутствие сероводорода и углекислого газа в количестве 21.11 и 11.25 % мол., соответственно, снижает величину давления начала конденсации на 5.9 и 2.0 МПа. Если бы в смеси 2 эти компоненты отсутствовали, то величина давления начала конденсации этой смеси была равна $34.9 + 7.9 = 42.8$ МПа, что соответствует гидростатическому давлению в центральной зоне АГКМ.

Корреляционные выражения для оценки изменения величины давления начала конденсации за счет изменения в смеси азота и углекислого газа приводятся в [156]. Эти выражения получены в результате обработки данных экспериментального изучения фазового состояния газоконденсатных смесей при изменении содержания азота в смеси с 0.7 до 58 % мол. и углекислого газа от 0.7 до 78 % мол. При наличии в смеси сероводорода рекомендуется [156]

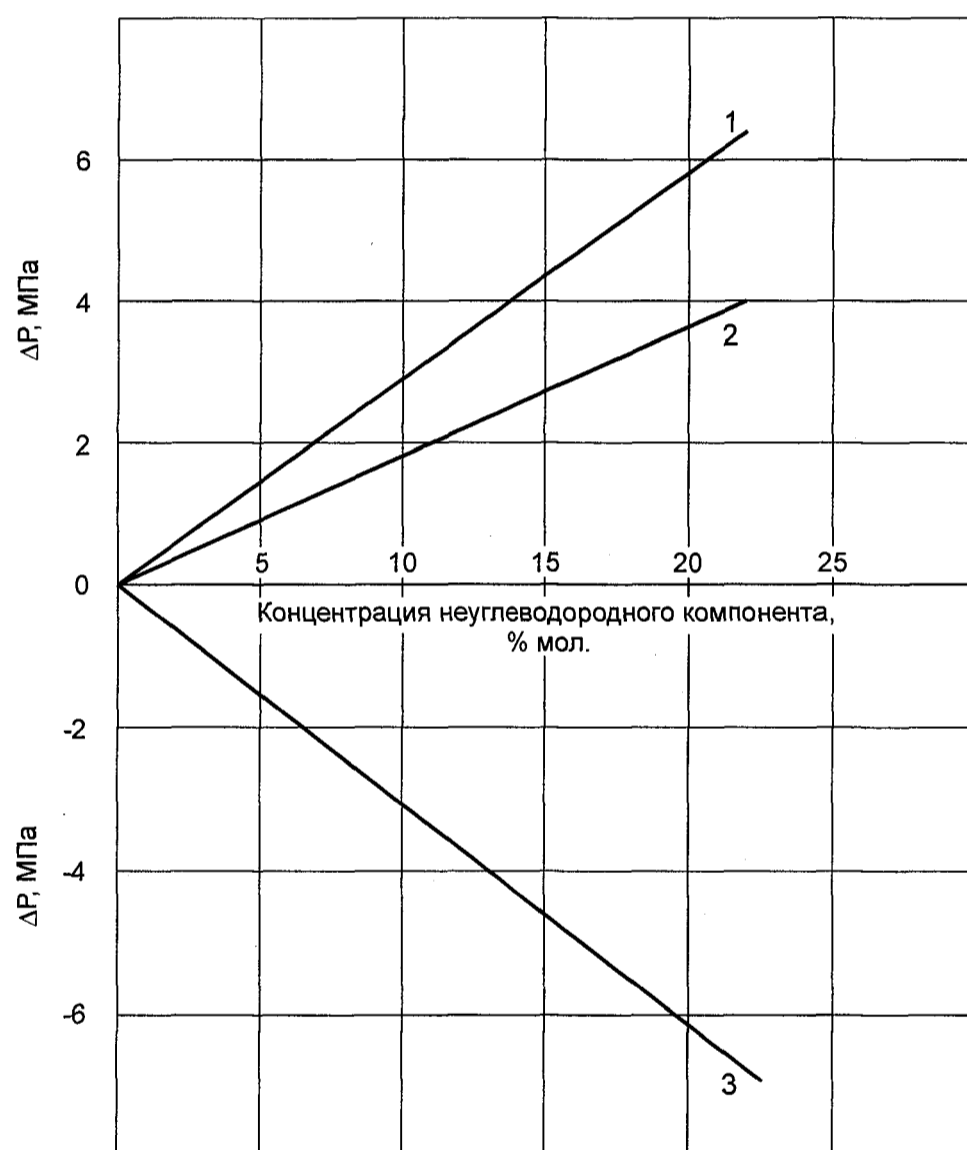


Рис. 4.1. Расчетная зависимость разности давлений начала конденсации (ΔP) смеси, содержащей углеводородные и неуглеводородные компоненты от концентрации неуглеводородного компонента:
1 - сероводород; 2 - углекислый газ; 3 - азот, ($T = 373$ К)

суммировать содержание сероводорода и углекислого газа. Это означает, что количественно влияние сероводорода на величину давления начала конденсации приравнено к влиянию углекислого газа. Если воспользоваться корреляциями из работы [156], то при отсутствии в смеси 2 углекислого газа и сероводорода давление начала конденсации увеличилось бы на 6 МПа, т.е. $34.9 + 6.0 = 41$ МПа, что мало отличается от оценки, проведенной с помощью графиков на рис.4.1.

Расчет парожидкостного равновесия в пластовых условиях смеси, полученной при исследовании скв. 8 АГКМ, показан в работе [19], содержание сероводорода в этой смеси равнялось 24.44, углекислого газа – 18.66, азота – 0.53, метана – 47.65, группы $C_{5+в}$ – 4.82 % мол. Давление начала конденсации смеси при пластовой температуре 381 К оказалось равным 31 МПа. Затем сероводород и углекислый газ были заменены на метан, то есть содержание метана в смеси стало равно 87.75 % мол. Давление начала конденсации такой смеси оказалось равным 41.6 МПа. Таким образом, расчетные данные свидетельствуют о том, что если бы в пластовой смеси АГКМ отсутствовали сероводород и углекислый газ, то давление начала конденсации было бы близко к гидростатическому давлению.

Оценка влияния на давление начала конденсации ряда компонентов, входящих в состав углеводородных газоконденсатных систем, приведена в работе [137]. Давление начала конденсации, как и в [59], рассчитывалось с помощью уравнения Пенга-Робинсона при температурах 343, 383, 423 К. Согласно данным [137], углекислый газ и сероводород при концентрации 15 и 20 % мол. и температуре 383 К, соответственно, снижает давление начала конденсации: углекислый газ – на 3.0 – 4.0 МПа, сероводород на 6.0 – 7.0 МПа; в сумме – на 9.0 - 11.0 МПа при суммарных концентрациях порядка 30-40 % мол. Азот может повышать давление начала конденсации на 4.5 МПа при концентрации порядка 15 % мол. и температуре 383 К.

Следовательно, в сущности все теоретические оценки влияния сероводорода и углекислого газа [52, 59, 137] имеют близкие значения и, как будет

показано далее, достаточно значительно отличаются от результатов экспериментальных исследований [93, 99].

4.2. Экспериментальные исследования влияния углекислого газа на фазовые превращения углеводородных систем

Количественная и качественная оценка влияния азота и углекислого газа на растворимость $C_{5+в}$ в газах проведена Т.Д.Островской, И.А.Гриценко и др.[156, 158]. Исследования проводились при температурах 313-393 К; концентрация азота и углекислого газа достигала, соответственно, 57-78 % мол. В опытах использовались конденсаты плотностью 0.745, 0.748, 0.750, 0.774, 0.800 г/см³ метанового, метано-нафтового и ароматического типов. Проведенные эксперименты подтвердили, что углекислый газ и азот в различной степени влияют на растворимость $C_{5+в}$ в газах; углекислый газ улучшает, а азот ухудшает эту растворимость. Установлено, что наибольшее влияние на фазовые переходы оказывают первые добавки углекислого газа до 20-30 % мол., тогда увеличение растворимости углеводородов $C_{5+в}$ находится в прямой зависимости от концентрации углекислого газа в системе. При дальнейшем увеличении концентрации углекислого газа его влияние значительно снижается. Растворение конденсата в газе, содержащем азот, показало, что основное влияние азота так же сказывается при его содержании до 30 % мол.

В данных работах так же рассмотрено влияние температуры и концентрации углекислого газа на давление начала конденсации и конденсатоотдачу конденсатов различного углеводородного состава. Опыты подтвердили существующее мнение о том, что лучшей растворимостью при прочих равных условиях обладают конденсаты метанового типа, худшей – ароматического. Показано, что температура однозначно повышает растворимость углеводородов $C_{5+в}$.

Влияние температуры на конденсатоотдачу изменяется следующим образом: в области низких температур величины последних находится в соответ-

ствии с растворимостью углеводородов $C_{5+в}$, большей для конденсатов метанового типа, меньшей – для ароматического. С повышением температуры конденсатоотдача увеличивается, причем интенсивнее для систем, в составе которых содержатся углеводороды метанового типа, с наименьшей интенсивностью – для ароматического.

Для всех видов конденсата существует предел концентрации углекислого газа, при достижении которого уменьшается степень влияния его на конденсатоотдачу, далее, при достижении определенной концентрации, наблюдается относительное снижение коэффициента извлечения конденсата из недр.

Интенсивность влияния концентрации углекислого газа на увеличение конденсатоотдачи снижается в условиях высоких пластовых температур. Добавка углекислого газа свыше 50 % мол. в систему, содержащую конденсат ароматического состава, 45 % мол. - для метано-нафтенного, 40 % мол. - для метанового в залежах с температурами выше 343-353 К повлечет относительное ухудшение растворимости конденсата и относительное снижение конденсатоотдачи.

Авторами [44, 156, 158] построены номограммы для определения влияния углекислого газа на величины давления начала конденсации и извлечение конденсата из недр.

Следует отметить, что исследования данных углеводородных газоконденсатных систем, содержащих углекислый газ, проведены, в основном, при температурах 303-353 К и давлениях до 55.0 МПа, что вызывает определенные сложности при построении фазовых диаграмм и анализе фазовых превращений в условиях, приближенных к пластовым для АГКМ и КНГКМ и других месторождений.

Автором [99, 106], для более детального изучения влияния углекислого газа на фазовые переходы, была проведена серия экспериментов по исследованию газожидкостных систем (ГЖС) с различным содержанием углекислого газа и $C_{5+в}$ в интервалах давлений 3-120 МПа и температур 253-473 К.

Состав ГЖС приведен в табл. 4.2.

Состав газожидкостных систем метановых + углекислый газ
с различным содержанием C_{5+B} (% мол.)

Компоненты	Содержание C_{5+B} , г/м ³ сухого газа			
	190	375	800	944
CO ₂	19.73	28.02	26.63	25.0
CH ₄	76.22	64.90	61.68	61.18
C ₂ H ₆	0.18	0.15	0.18	0.15
C ₃ H ₈	0.01	0.01	0.01	0.02
C_{5+B}	2.82	5.49	9.98	12.68
N ₂	1.04	1.43	1.52	0.97

При составлении систем использовался конденсат (C_{5+B}) плотностью 0.807 г/см³, молекулярной массой 155. Результаты фракционной разгонки конденсата приведены в табл. 3.4.

Фазовые диаграммы исследованных ГЖС показаны на рис. 4.2 – 4.5. Сравнение фазовых диаграмм ГЖС, составленных из метанового газа и конденсата (см. рис. 3.5-3.9) с фазовыми диаграммами таких же систем, содержащих углекислый газ, показало:

- углекислый газ, обладая лучшей растворяющей способностью, чем метан, снижает давление начала конденсации, причем степень снижения давления начала конденсации зависит от содержания C_{5+B} в смеси и от температуры;
- существенного изменения форм фазовых диаграмм при растворении в метановых ГЖС углекислого газа не происходит;
- системы, содержащие до 30 % мол. углекислого газа, так же как и метановые газожидкостные системы, при содержании C_{5+B} до 1000 г/м³ сухого газа ведут себя как газоконденсатные, критических областей на данных фазовых диаграммах не наблюдается;
- зависимости давления начала конденсации от содержания C_{5+B} , полученные при исследовании метановых систем (см. рис.3.10), применимы и для

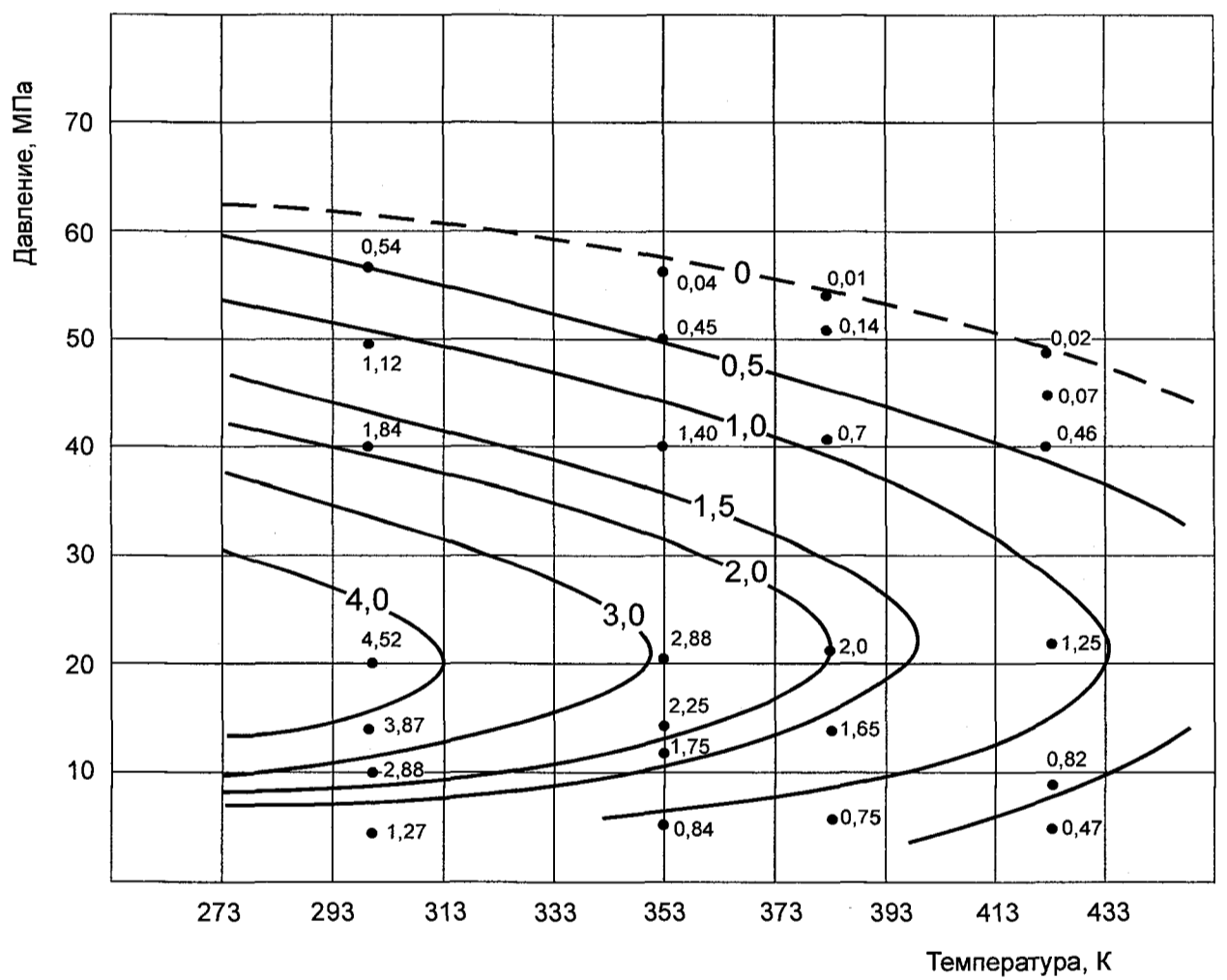
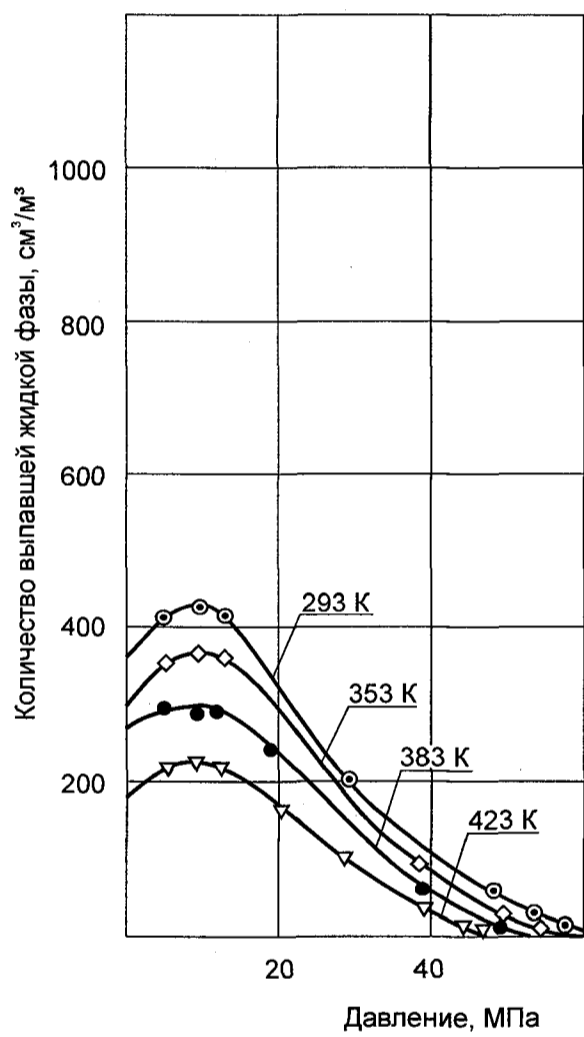


Рис. 4.2. Изотермы конденсации и фазовая диаграмма газожидкостной системы: метановый газ + углекислый газ + C_{5+В}, содержание C_{5+В} - 190 г/м³

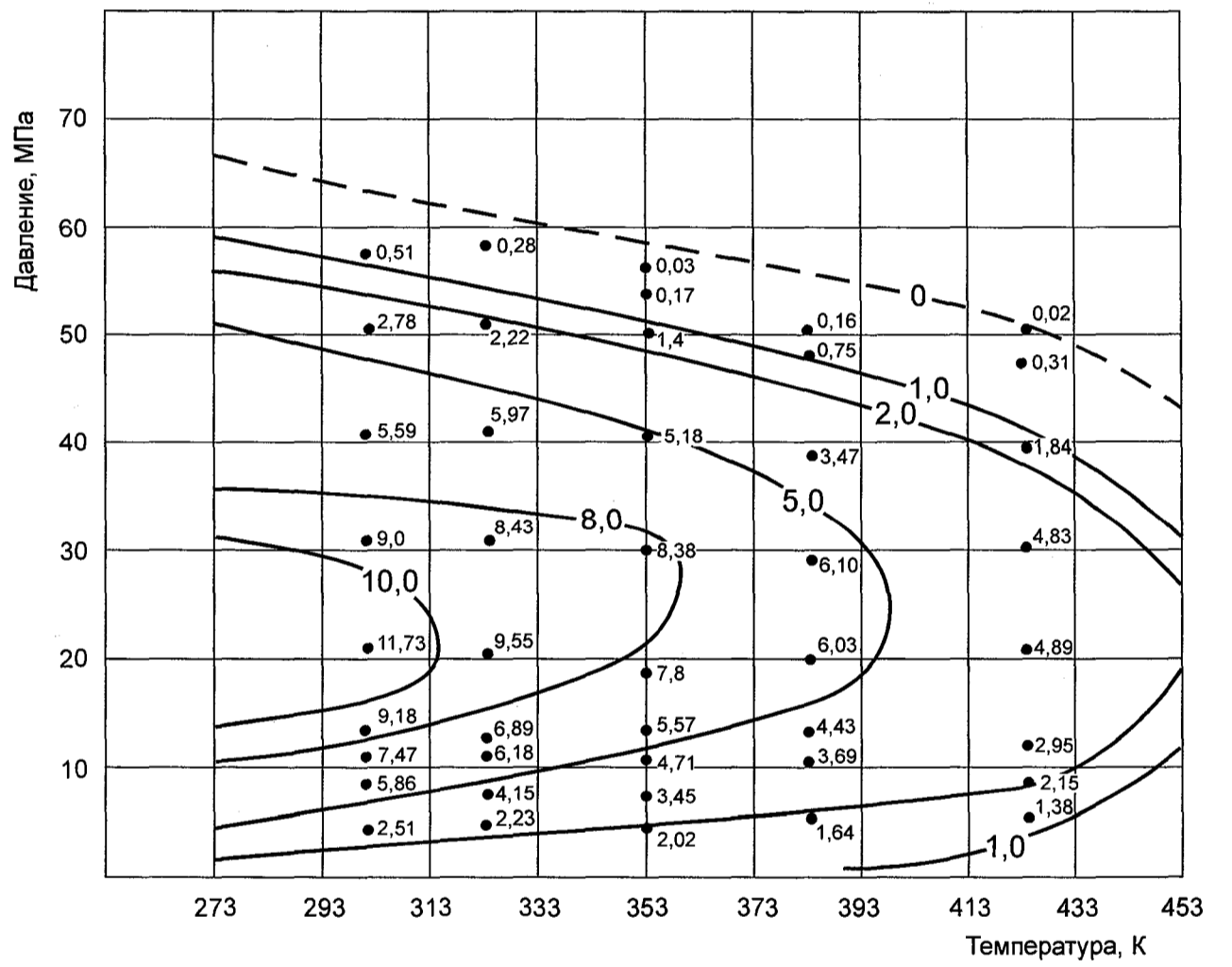
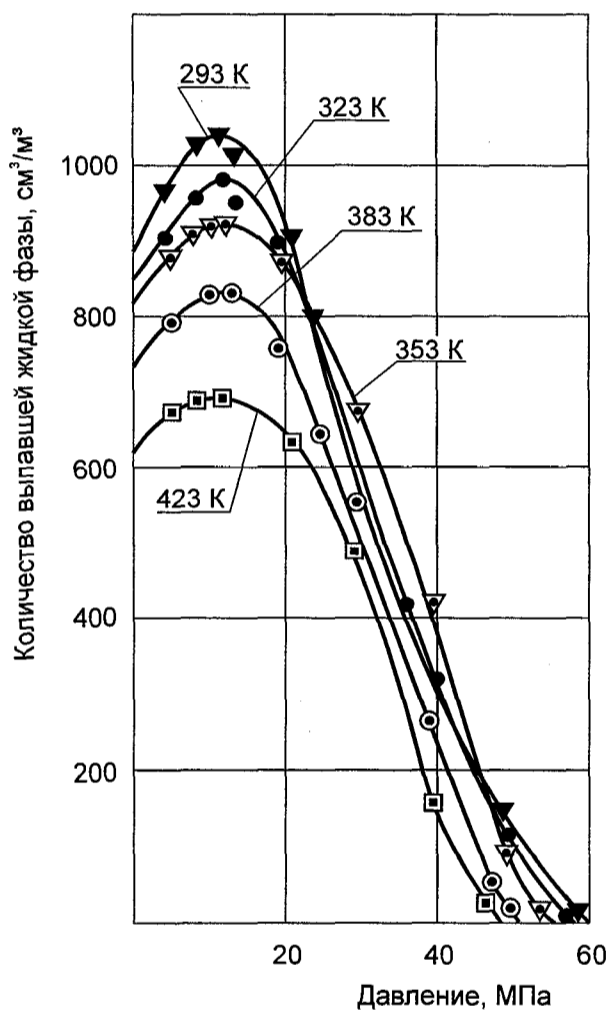


Рис.4.3. Изотермы конденсации и фазовая диаграмма газожидкостной системы: метановый газ + углекислый газ + C_{5+В}, содержание C_{5+В} - 375 г/м³

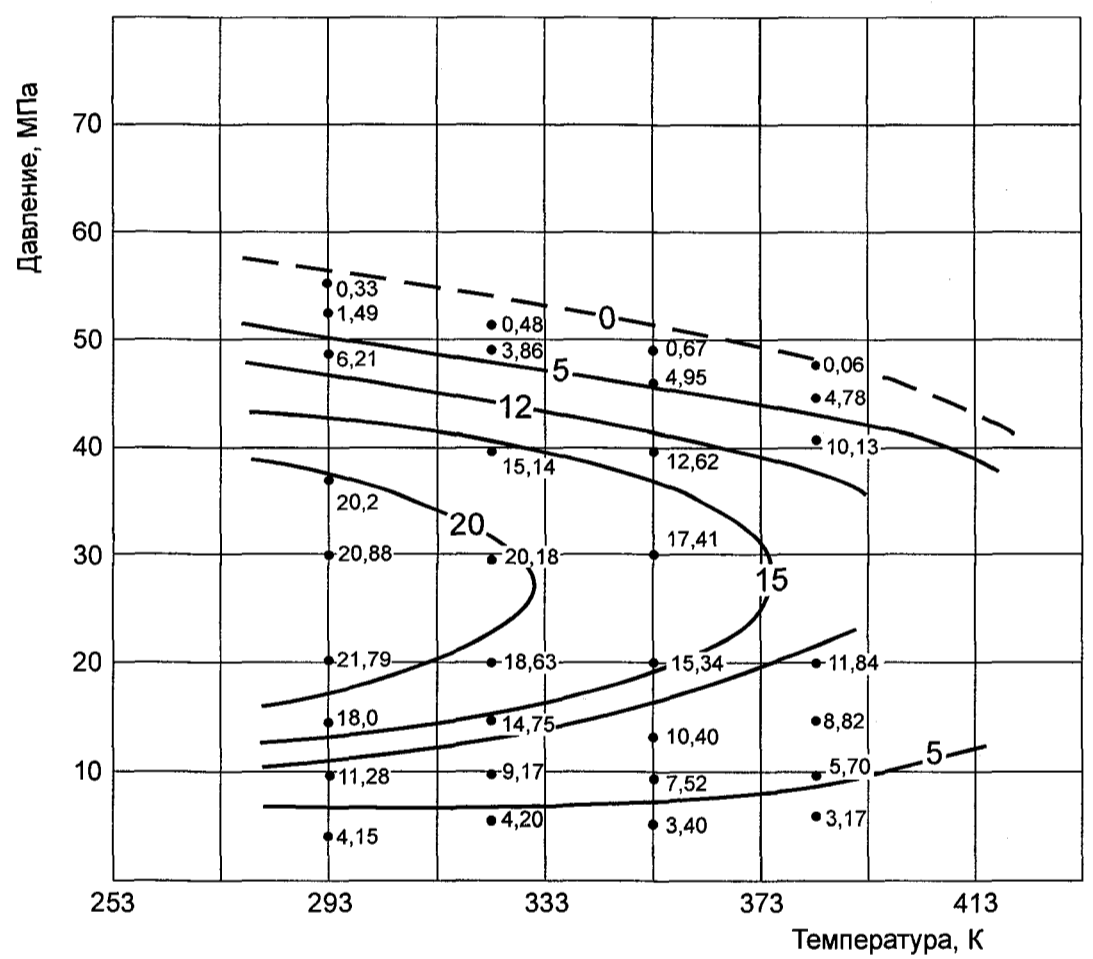
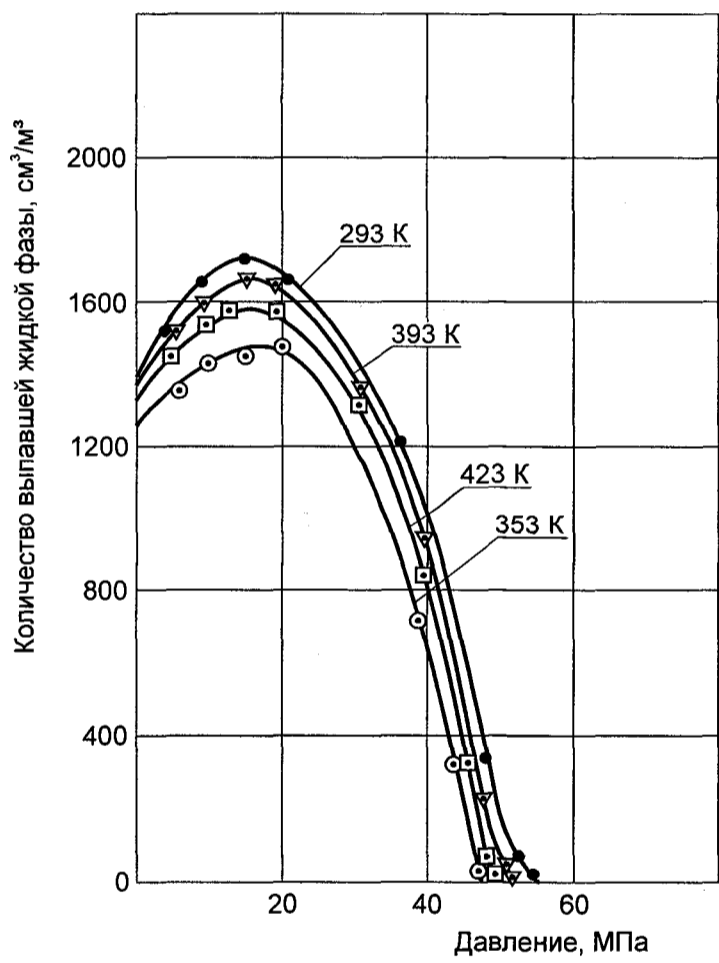


Рис. 4.4. Изотермы конденсации и фазовая диаграмма газожидкостной системы: метановый газ + углекислый газ + C_{5+В}; содержание C_{5+В} - 800 г/м³

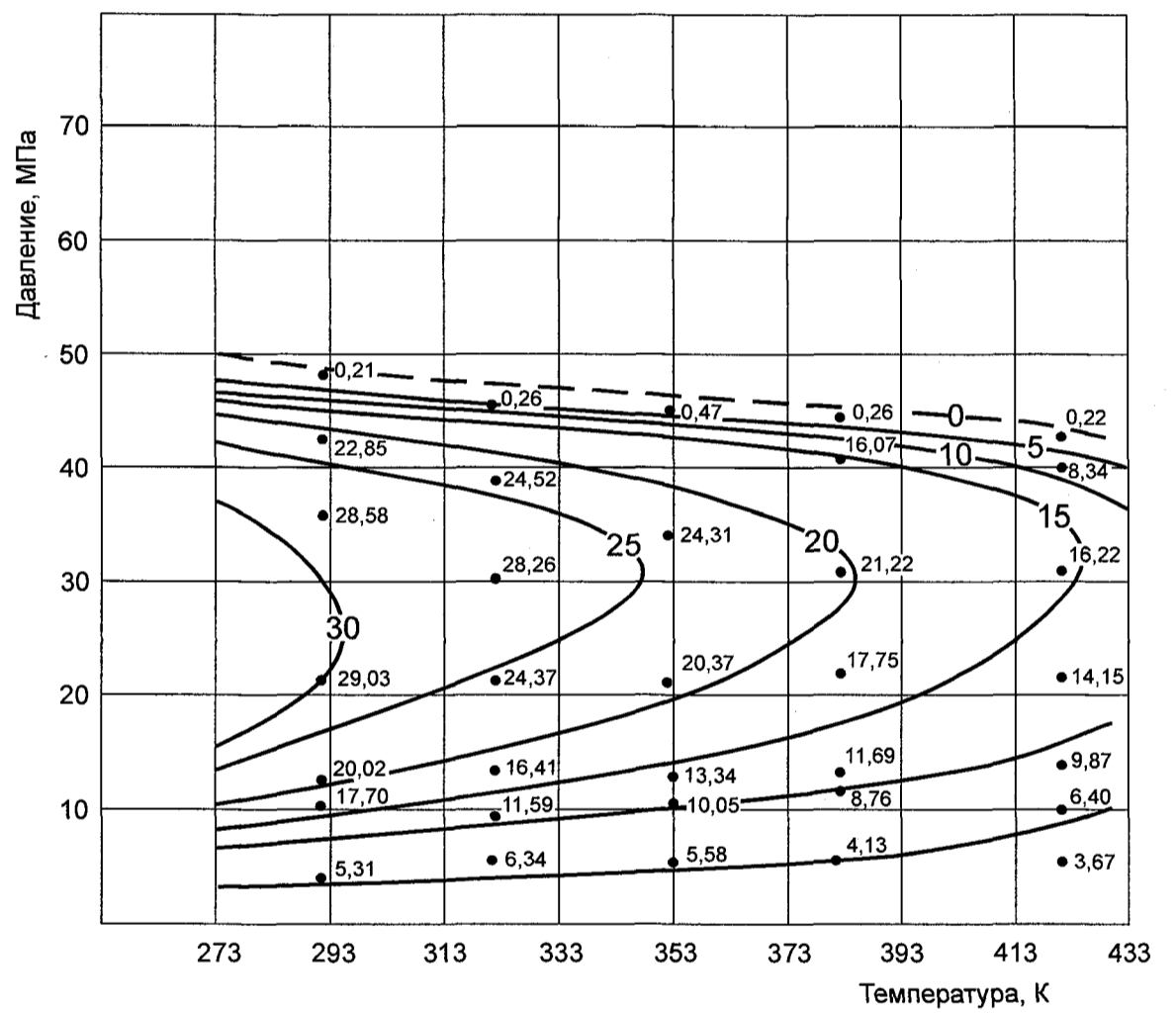
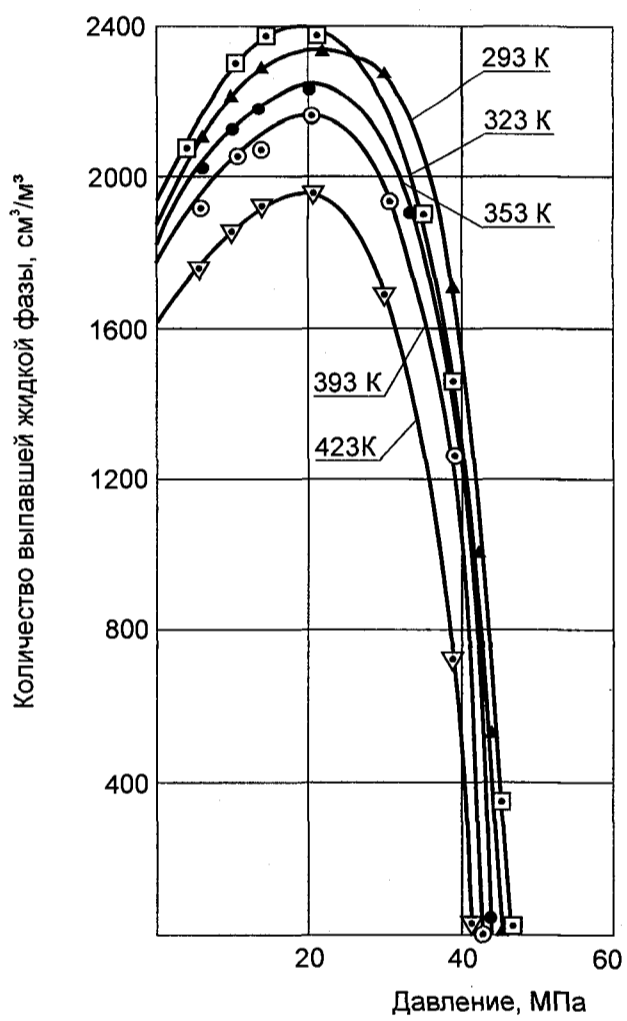


Рис. 4.5. Изотермы конденсации и фазовая диаграмма газожидкостной системы: метановый газ + углекислый газ + C_{5+В}; содержание C_{5+В} - 944 г/м³

систем, содержащих углекислый газ, с поправкой на снижение давления начала конденсации за счет влияния углекислого газа.

На рис.4.6 показана зависимость величины снижения давления начала конденсации от содержания углекислого газа и $C_{5+в}$ в смеси при различных температурах. Степень влияния углекислого газа на давление начала конденсации при различных температурах существенно меняется с увеличением содержания $C_{5+в}$ в смеси. Например, для смесей, в состав которых входит порядка 28 % мол. углекислого газа, разница давлений начала конденсации при содержании в смеси $C_{5+в} - 190 \text{ г/м}^3$ сухого газа изменяется от 17.0 МПа (423 К) до 21.5 МПа (293 К), в то время как при содержании $C_{5+в} - 800 \text{ г/м}^3$ эта разница изменяется, соответственно, от 10 (423 К) до 19 (293 К) МПа.

Полученные результаты соответствуют оценкам влияния углекислого газа на давления начала конденсации, полученным Т.Д.Островской, И.А.Гриценко [44]. Наши исследования, проведенные в широком термобарическом диапазоне изменения содержания $C_{5+в}$ (190-944 г/м³ сухого газа) подтвердили и существенно уточнили выводы [44], что наибольшее влияние на фазовые переходы углекислый газ оказывает в области низких температур.

Углекислый газ оказывает влияние на интенсивность выпадения жидкой фазы при давлении максимальной конденсации (см. рис. 4.7(а)), особенно в области высоких температур. Так, при давлении максимальной конденсации количество выпавшей жидкой фазы для системы метановый газ- $C_{5+в}$ (содержание $C_{5+в} - 800 \text{ г/м}^3$ сухого газа) при температуре 423 К составляет 17.5 % об., добавление в данную систему углекислого газа снижает содержание жидкой фазы до 7.5 % об. Для той же системы при температуре 293 К содержание жидкой фазы снижается от 27.5 до 26.8 % об.

Зависимость давления максимальной конденсации от содержания $C_{5+в}$ показана на рис. 4.7(б). Очевидно, что присутствие в смеси углекислого газа снижает давление максимальной конденсации при равном содержании $C_{5+в}$ по сравнению с газоконденсатной смесью – метановый газ + $C_{5+в}$.

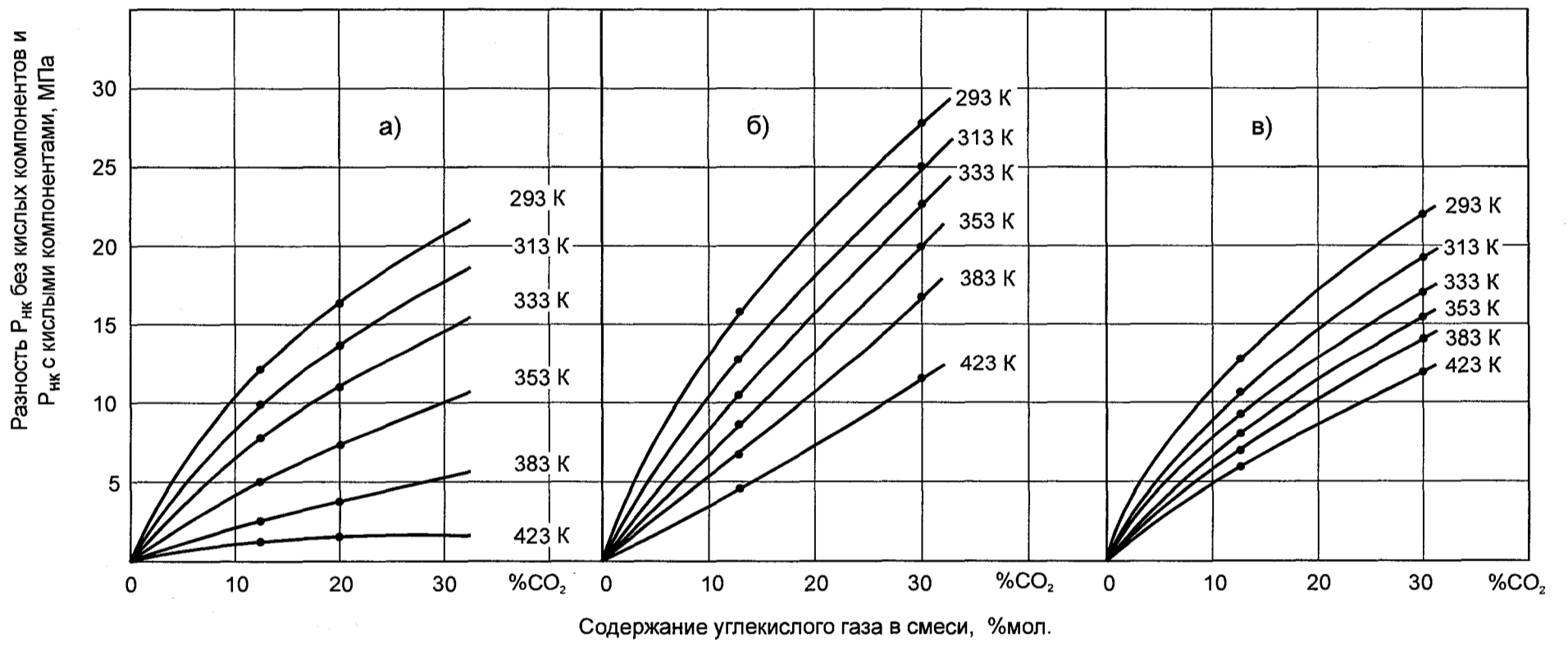


Рис. 4.6. Влияние углекислого газа на давление начала конденсации при различных температурах, содержание $C_{5+В}$
 а) 190; б) 375; в) 800 г/м³ ($\rho_x=0,807$ г/см³)

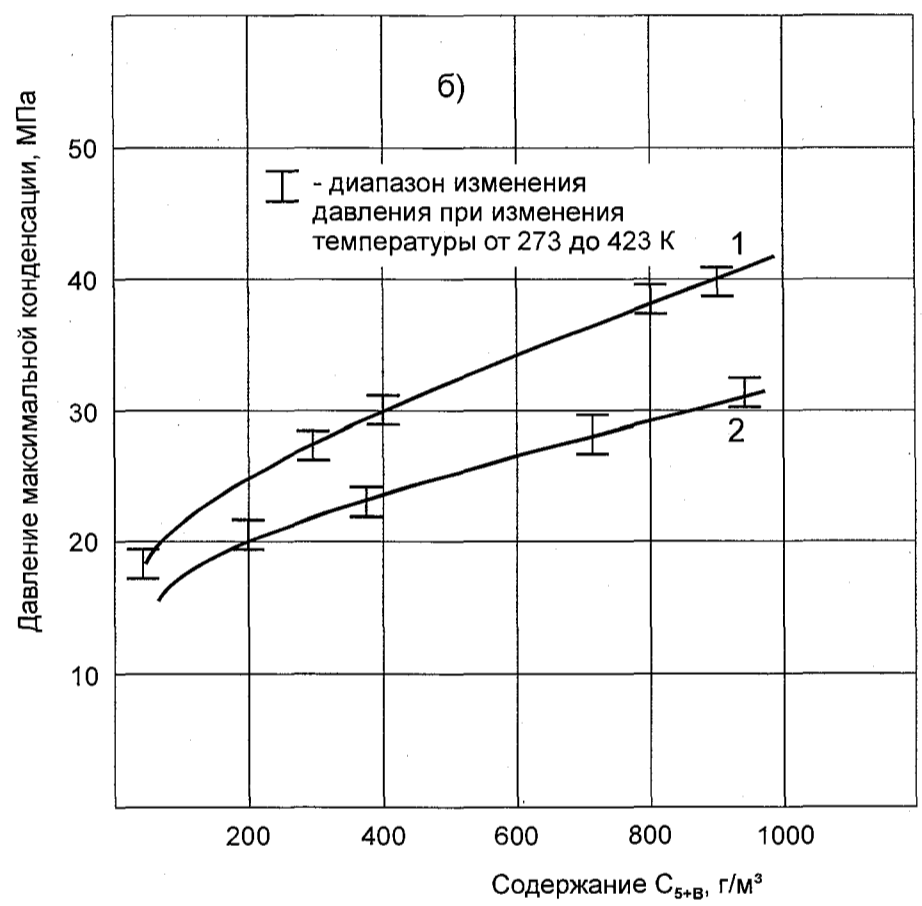
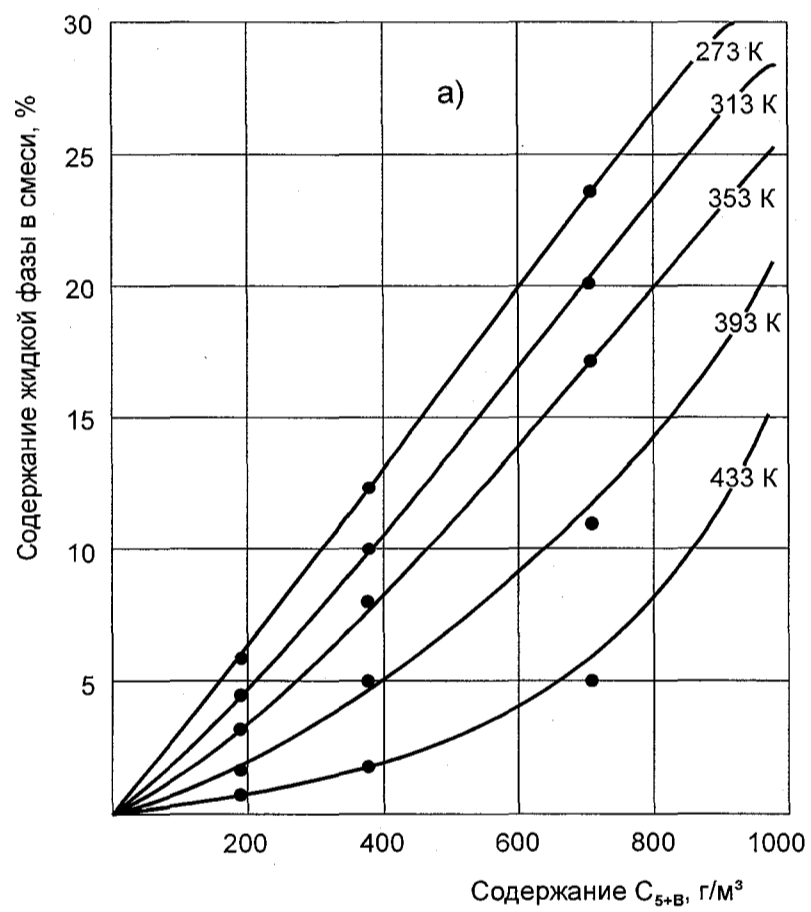


Рис. 4. 7. Влияние содержания C_{5+B} для систем метановый газ + углекислый газ(30%) + C_{5+B} и температуры: (а) на выпадение жидкой фазы, (б) на давление максимальной конденсации. 1- $CO_2 = 0\%$, 2 - $CO_2=30\%$ (%мол.)

Следовательно, углекислый газ до концентраций порядка 30 % мол. существенно увеличивает способность пластового газа удерживать в парообразном состоянии фракцию $C_{5+в}$ и снижает давление максимальной конденсации. Подобное воздействие углекислого газа способствует увеличению конденсатоотдачи. При увеличении содержания углекислого газа в системе выше 30 % мол. его влияние на фазовые характеристики становится незначительным. Поэтому повышение содержания углекислого газа в системе выше 30 % мол. практически нецелесообразно для увеличения конденсатоотдачи пластов [44].

4.3. Исследование влияния сероводорода на фазовые характеристики углеводородных систем

Данные по количественной оценке влияния сероводорода на фазовые характеристики углеводородных газожидкостных смесей практически отсутствуют. Это связано с техническими и методическими трудностями проведения экспериментов.

Результаты единичных исследований [31] и информация по влиянию сероводорода, полученная расчетными методами, требуют проверки и дополнений.

Автором диссертационной работы проведена серия экспериментов по изучению влияния сероводорода на фазовые превращения газоконденсатных систем в различных термобарических условиях [99, 106]. Исследовались смеси следующего состава, приведенные в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Составы газожидкостных систем метановый газ + сероводород с различным количеством $C_{5+в}$ (% мол.)

Компоненты	Содержание $C_{5+в}$, г/м ³ сухого газа		
	203	403	605
1	2	3	4
H ₂ S	28.28	27.61	26.98

Продолжение табл. 4.3

1	2	3	4
CH ₄	61.96	60.25	58.64
C ₂ H ₆	1.35	1.28	1.23
C ₃ H ₈	0.89	0.82	0.74
C ₄ H ₁₀	0.30	0.28	0.27
C _{5+в}	3.66	6.45	9.07
N ₂	1.81	1.76	1.71
CO ₂	0.83	0.65	0.49

Для составления смесей использовался конденсат C_{5+в} плотностью 0,807 г/см³ и молекулярной массой 155. Результаты фракционной разгонки приведены в табл. 3.4.

Фазовые диаграммы, полученные в результате исследования смесей метанового газа, сероводорода и C_{5+в} методом контактной конденсации, приведены на рис. 4.8 – 4.10.

Анализ фазовых диаграмм смеси метанового газа и сероводорода с различным содержанием конденсата C_{5+в}, а также сравнение данных диаграмм с диаграммами углеводородных систем метановый газ + C_{5+в} позволили отметить ряд особенностей фазового поведения систем со значительным содержанием сероводорода. Установлено, что:

- высокая растворяющая способность сероводорода приводит к значительному снижению давлений начала конденсации. При этом сероводород снижает давление начала конденсации углеводородных систем более интенсивно с уменьшением температуры системы. Например, снижение давления начала конденсации при растворении в углеводородной смеси сероводорода порядка 27 % мол. при температуре 293 К и содержании C_{5+в} в смеси 200, 400, 600 г/м³ сухого газа, соответственно, составляет: 42, 63, 56 МПа. (см. рис. 4.11(а)), в то время как при температуре 383 К и таком же содержании C_{5+в} снижение давления составляет 14,0, 34,5, 31,0 МПа;

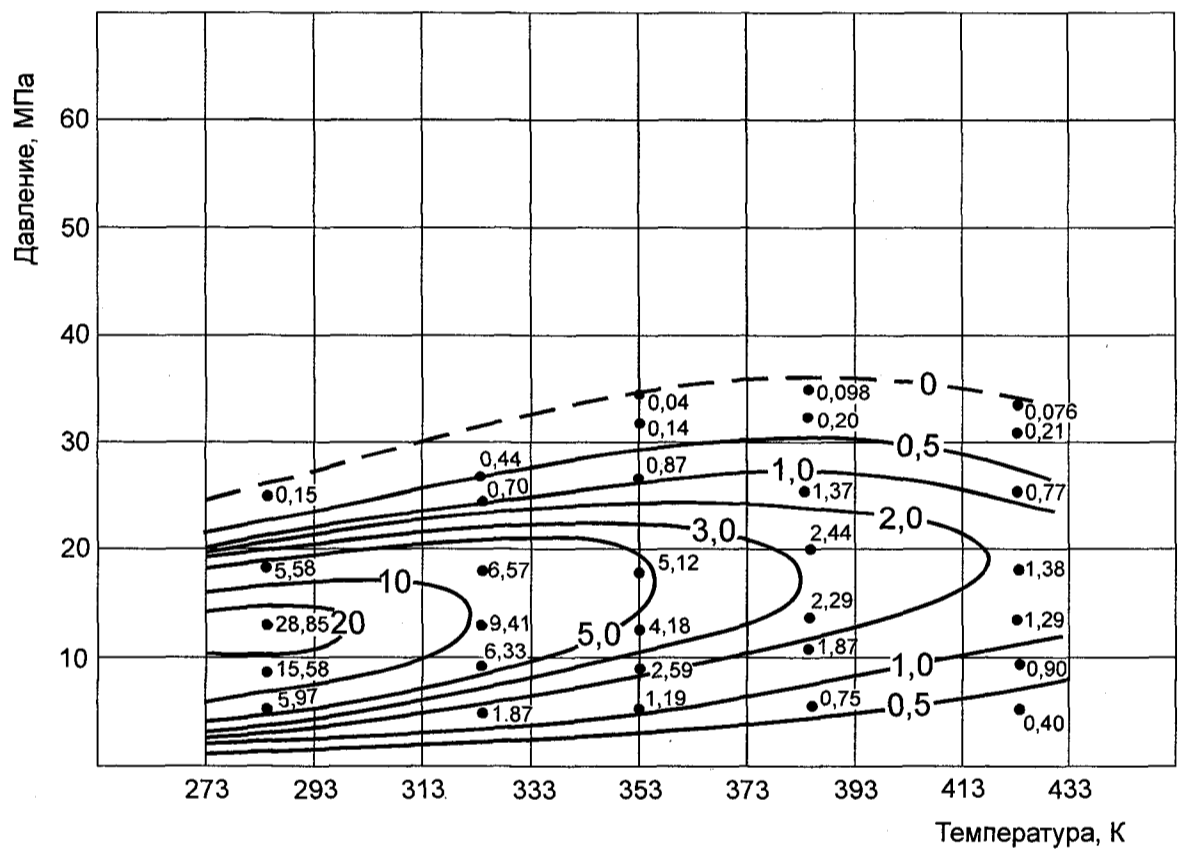
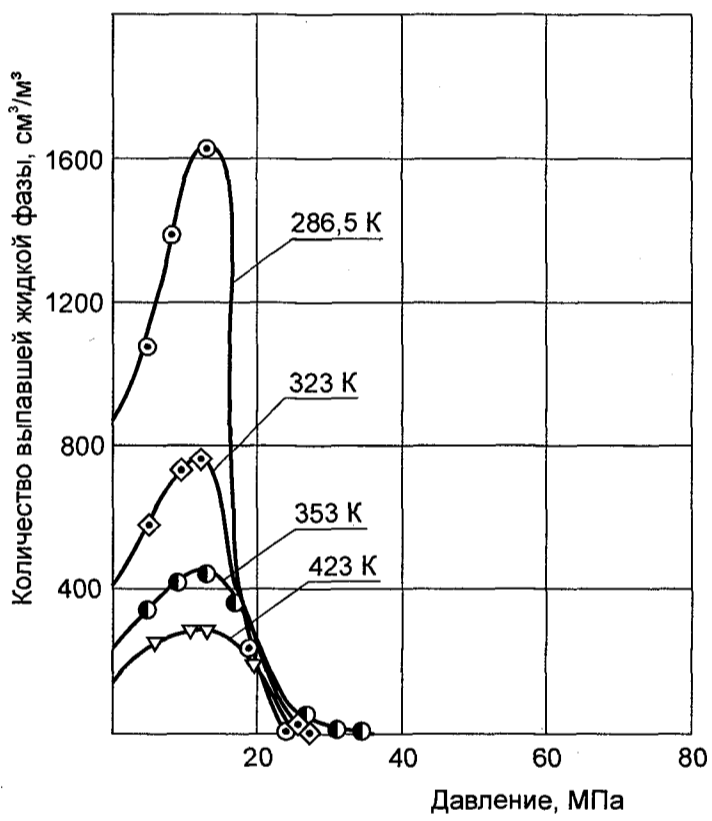


Рис. 4.8. Изотермы конденсации и фазовые диаграммы газожидкостной системы: метановый газ + сероводород + $\text{C}_{5+\text{В}}$, содержание $\text{C}_{5+\text{В}}$ - 202 г/м³

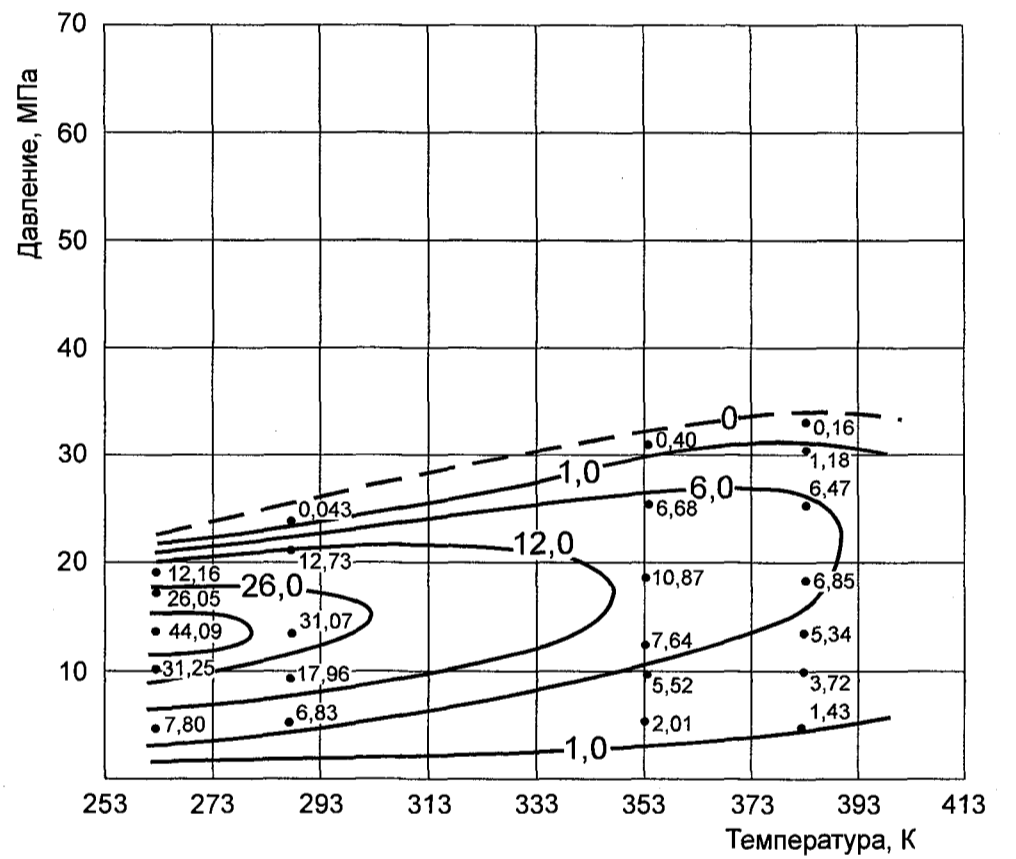
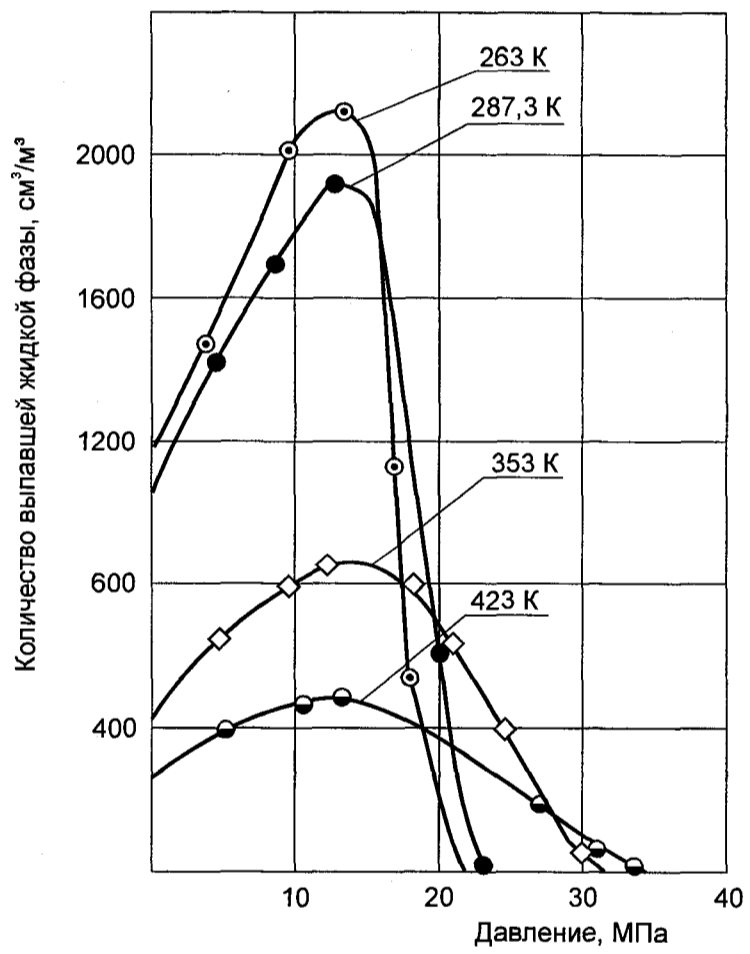


Рис. 4.9. Изотермы конденсации и фазовые диаграммы газожидкостной системы: метановый газ + сероводород + C_{5+В}, содержание C_{5+В} - 403 г/м³

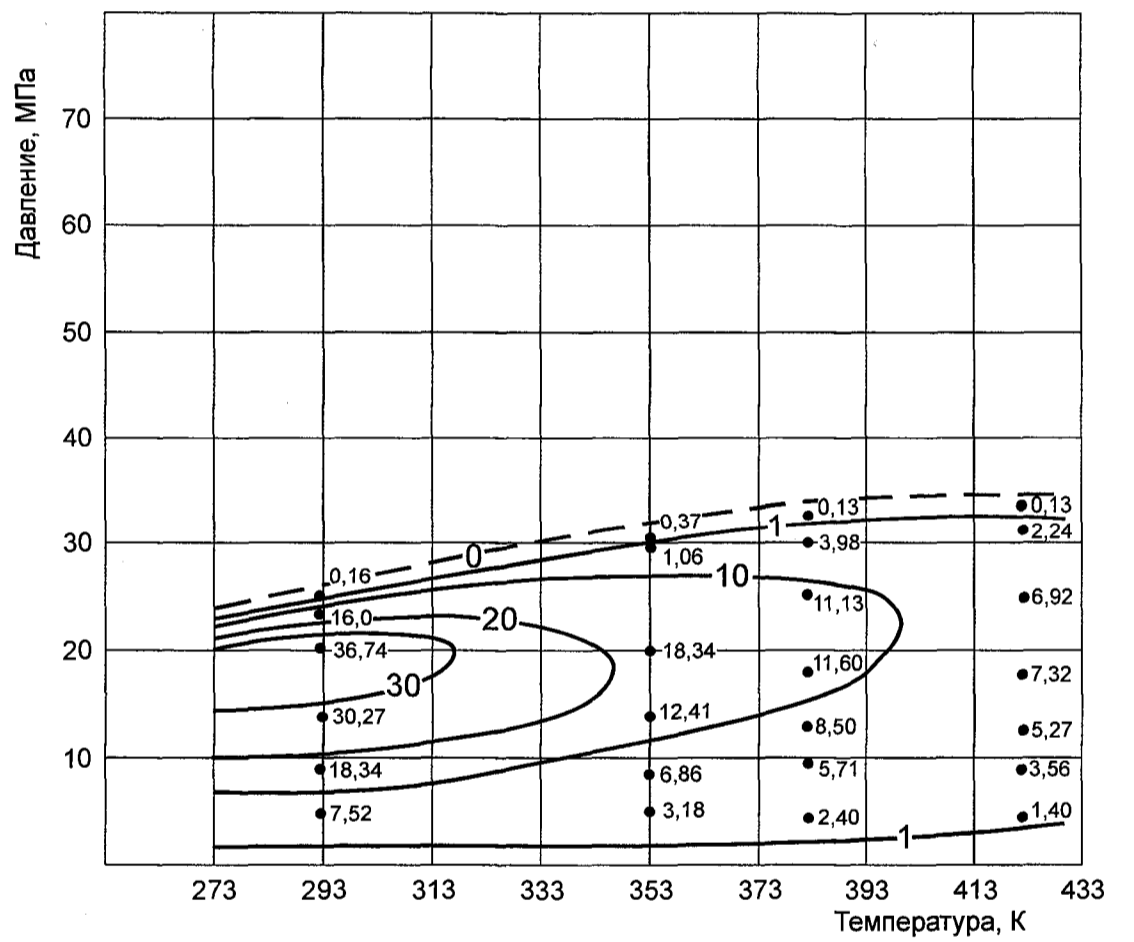
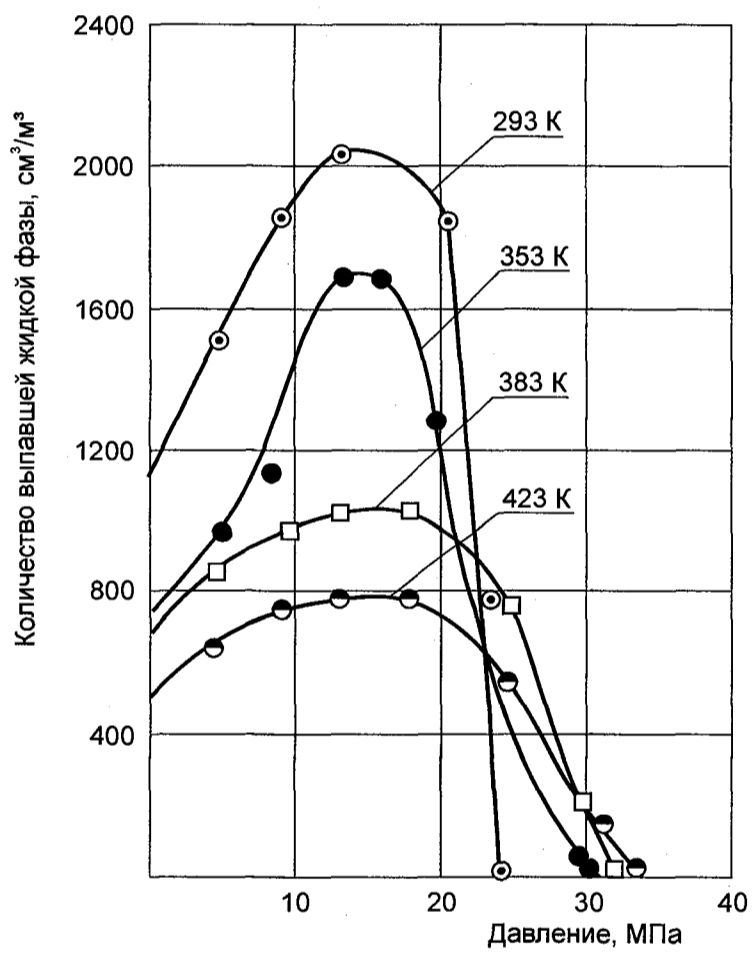


Рис. 4.10. Изотермы конденсации и фазовые диаграммы газожидкостной системы: метановый газ + сероводород + C_{5+B} , содержание C_{5+B} - 605 г/м³

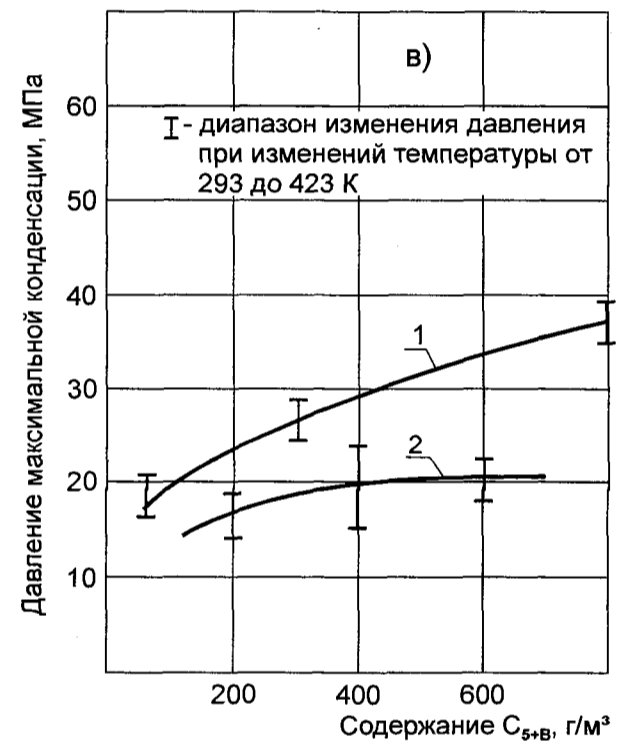
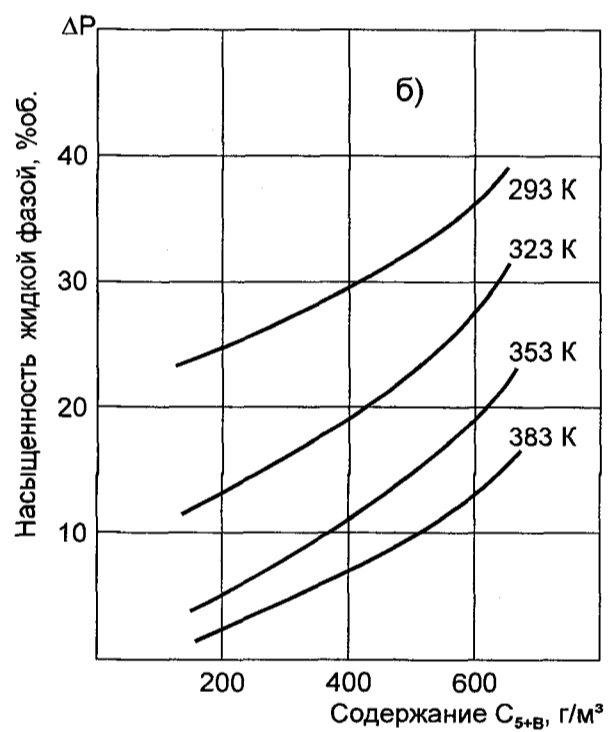
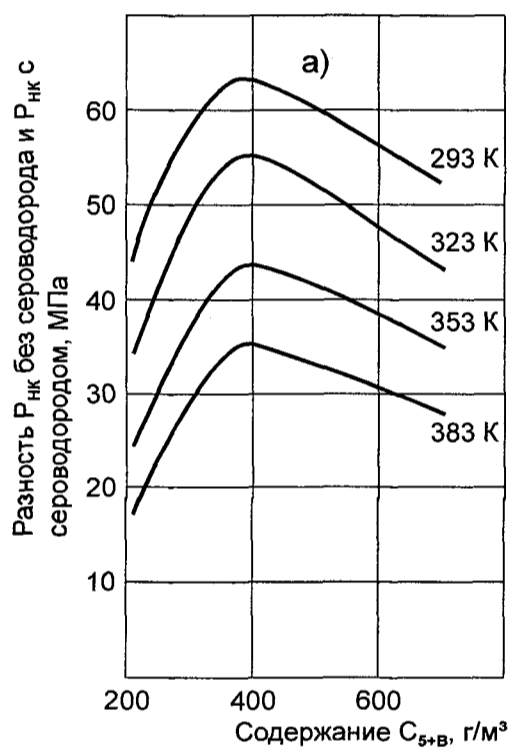


Рис. 4.11. Влияние сероводорода (27,0 %мол.) на фазовое поведение газожидкостных систем с различным содержанием C_{5+B} : а) на давление начала конденсации; б) на выпадение жидкой фазы при давлении максимальной конденсации; в) на давление максимальной конденсации, 1- $H_2S = 0\%$, 2 - $H_2S = 27\%$

- подобное воздействие сероводорода на газожидкостные системы приводит к существенному изменению формы фазовых диаграмм по сравнению с диаграммами углеводородных систем. Характерной чертой полученных диаграмм является наличие крикондебар при температурах 383-433 К (см. рис. 4.8 – 4.10);

- интенсивность выпадения жидкой фазы при давлении максимальной конденсации, в основном, зависит от температуры смеси, рис. 4.11(б), уменьшение температуры способствует растворению сероводорода в выпавшей жидкой углеводородной фазе, поэтому объемы насыщенной жидкой фазы сероводородсодержащих систем при низких температурах могут превосходить объемы выпавшей жидкости углеводородных систем с равным содержанием $C_{5+в}$ в 1.5 – 2.0 и более раза (см. рис.3.12(б), рис.4.11(б)). Следует отметить, что максимальная конденсация происходит при давлениях 15-25 МПа (рис. 4.11(в)).

- увеличение содержания $C_{5+в}$ (более 600 г/м³ сухого газа) в сероводородсодержащих системах приводит к появлению на фазовых диаграммах критических областей (см. главу V).

Сопоставление данных по влиянию сероводорода на давление начала конденсации, полученных экспериментальным и расчетным методами (см. рис. 4.1, 4.11, 4.12), показывает на их существенное различие. Это указывает на необходимость корректировки расчетных методов оценки их влияния на фазовые переходы газожидкостных систем.

В природных пластовых системах неуглеводородные компоненты находятся одновременно в различных концентрациях (см. табл. 1.2). Например, пластовая смесь АГКМ содержит порядка 25 % мол. сероводорода и 13 % мол. углекислого газа. Анализ проведенных нами экспериментов показал, что сероводород и углекислый газ по-разному влияют на фазовые превращения углеводородных систем.

Влияние сероводорода и углекислого газа на давление начала конденсации углеводородных систем аппроксимируется следующими выражениями:

$$\Delta P_{\text{H}_2\text{S}} = \Delta P = -0.0000005 \cdot (C_{5+\text{B}})^3 + 0.0003 \cdot (C_{5+\text{B}})^2 + 0.0846 \cdot C_{5+\text{B}} - 0.5797, \quad (4.1)$$

$$R^2 = 0.988;$$

$$\Delta P_{\text{CO}_2} = \Delta P = -0.0000001 \cdot (C_{5+\text{B}})^3 + 0.0007 \cdot (C_{5+\text{B}})^2 + 0.0107 \cdot C_{5+\text{B}} - 0.4607, \quad (4.2)$$

$$R^2 = 0.979;$$

$$\Delta P_{\text{H}_2\text{S}+\text{CO}_2} = -0.0000005 \cdot (C_{5+\text{B}})^3 + 0.0003 \cdot (C_{5+\text{B}})^2 + 0.0846 \cdot C_{5+\text{B}} - 2.5797, \quad (4.3)$$

$$R^2 = 0.989;$$

где $C_{5+\text{B}}$ – содержание жидкой фазы в системе, г/м³;

R^2 – коэффициент корреляции.

По расчетным оценкам совместного влияния данных углеводородных компонентов в приведенных работах [112, 156] рекомендуется суммировать влияние сероводорода и углекислого газа на давление начала конденсации.

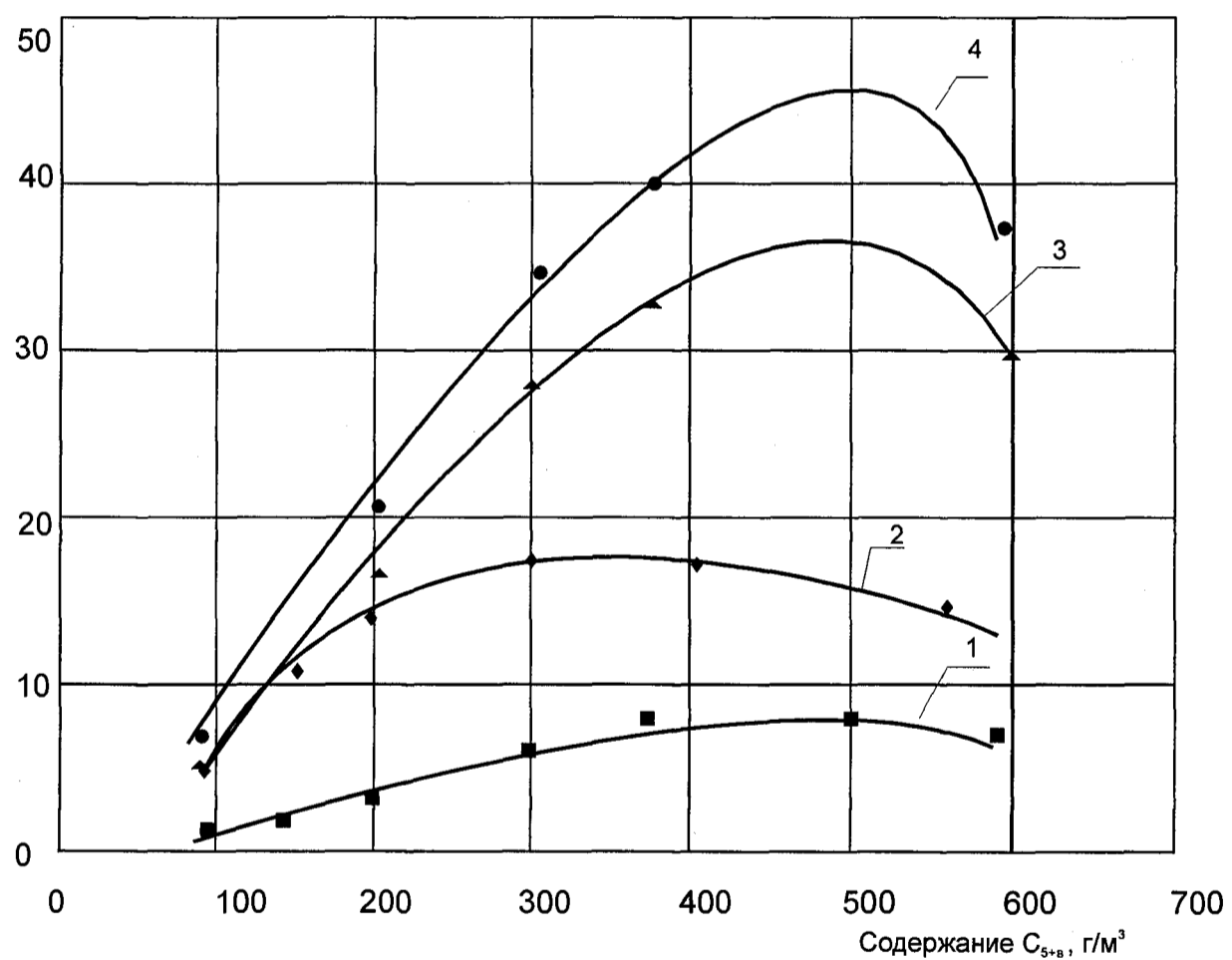
На рис. 4.12 (2) приведено фактическое совместное влияние сероводорода 25 % мол. и углекислого газа 13 % мол., растворенных в углеводородной смеси, на давление начала конденсации. Исследования были проведены при температуре 383 К (пластовая температура АГКМ), содержание $C_{5+\text{B}}$ от 80 до 600 г/м³ сухого газа (конденсат плотностью 0,807 г/см³, результаты фракционной разгонки приведены в табл. 3.4). Фактическое совместное влияние сероводорода и углекислого газа аппроксимируется выражением:

$$\Delta P = -0.0000003 \cdot (C_{5+\text{B}})^3 + 0.0004 \cdot (C_{5+\text{B}})^2 + 0.1932 \cdot C_{5+\text{B}} - 9.2383, \quad (4.4)$$

$$R^2 = 0.999.$$

Очевидно, что совместное влияние сероводорода и углекислого газа на давление начала конденсации (4.4) не соответствует их суммарному влиянию (4.3). Разница фактического и суммарного влияния зависит от температуры и содержания $C_{5+\text{B}}$. При содержании $C_{5+\text{B}}$ до 100 г/м³ сухого газа эта разница незначительна – 2 – 5 %, при увеличении содержания $C_{5+\text{B}}$ до 250-300 г/м³ сухого газа разница доходит до 150 - 250 %, т.е. суммарное влияние сероводорода и углекислого газа в 1.5 – 2.5 раз больше фактического совместного влияния.

Следует отметить, что приведенные в [59, 156] расчетные значения влияния сероводорода и углекислого газа на давления начала конденсации по сравнению с экспериментальными существенно занижены.



ис. 4.12. Влияние сероводорода и углекислого газа на давление начала конденсации углеводородных систем, содержание углеводородных компонентов мольные%:
 1-CO₂-13% ; 2- фактическое влияние H₂S - 25% и CO₂ - 13%; 3 -H₂S - 25%;
 4 -сумма влияний H₂S - 25% + CO₂ - 13% (T=383K)

ВЫВОДЫ

1. Анализ оценки влияния углекислого газа и сероводорода на давление начала конденсации углеводородных газожидкостных систем аналитическими методами показал, что практически все теоретические оценки влияния сероводорода и углекислого газа имеют близкие значения и, как будет показано далее, достаточно значительно отличаются от результатов экспериментальных исследований.

2. Экспериментально изучены фазовые превращения газожидкостных систем, содержащих различное количество $C_{5+в}$ и углекислого газа при различных термобарических условиях. Установлено, что введение в газожидкостные системы, состоящие из метанового газа и $C_{5+в}$, углекислого газа не меняет формы полученных фазовых диаграмм. Показано, что лучшая растворяющая способность углекислого газа, по сравнению с метаном, способствует снижению давления начала конденсации, причем степень снижения зависит от содержания углекислого газа, $C_{5+в}$ и увеличивается при снижении температуры. Это хорошо согласуется с данными исследований Т.Д.Островской, И.А.Гриценко.

3. Установлено, что системы, содержащие углекислый газ в количествах до 30 % мол. при температурах 253-473 К, ведут себя как ретроградные газоконденсатные до содержания $C_{5+в}$ в системе порядка 1000 г/м³ сухого газа. На фазовых диаграммах таких систем критические точки не наблюдаются. Выявлено, что в области давлений максимальной конденсации, углекислый газ снижает интенсивность выпадения жидкой фазы.

4. Впервые проведены детальные экспериментальные исследования фазового поведения сероводородсодержащих газожидкостных систем. Показано, что при введении в углеводородную систему сероводорода в количестве 25-30 % мол. существенно меняется конфигурация фазовых диаграмм. Показано, что отличительной особенностью фазовых диаграмм сероводородсодержащих систем является значительное снижение давлений начала конденсации,

особенно в области низких температур. Влияние сероводорода на давление начала конденсации в 1.5-3.0 раза превосходит влияние углекислого газа.

5. Сероводород интенсивно растворяется в жидкой углеводородной фазе. Поэтому объемы выпавшей, насыщенной сероводородом, жидкой фазы при давлении максимальной конденсации существенно превосходят объемы ретроградной жидкости углеводородных систем, не содержащих сероводород при равном количестве $C_{5+в}$. Это особенно проявляется в области низких температур. При содержании в сероводородсодержащих системах $C_{5+в}$ около 600 г/м^3 сухого газа насыщенность жидкой фазой достигает 40-45 % об., а при дальнейшем увеличении содержания $C_{5+в}$ в смеси на фазовой диаграмме могут появляться критические области.

6. Установлено, что суммарное влияние сероводорода и углекислого газа на фазовые превращения (давление начала конденсации) значительно отличается от фактического (совместного). Следовательно, существующие мнения о независимости влияния углеводородных компонентов на величину давления начала конденсации и возможности суммирования данного влияния диссертанту представляются неправильными.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ
ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ СЛОЖНОГО СОСТАВА
В ОКОЛОКРИТИЧЕСКИХ И КРИТИЧЕСКИХ ОБЛАСТЯХ

5.1. Особенности фазового поведения пластовых газожидкостных систем с высоким содержанием высококипящих углеводородов

На фазовой диаграмме наблюдаются все возможные состояния газожидкостных систем (см. рис.1.3): жидкое, газообразное и газожидкостное. Между жидким и газообразным состояниями, на границе перехода в газожидкостное, наблюдается критическая область. Данная фазовая диаграмма с высоким содержанием $C_{5+в}$ составлена Катцем по результатам исследования смеси природный газ – газолин. Диаграмма демонстрирует поведение фаз в критической области. Изоплеры равного процентного содержания фаз сходятся при давлении 19.0 МПа и температуре 305.2 К, отвечающей критическим температуре и давлению данной смеси.

Фазовые соотношения могут быть описаны с помощью зависимостей коэффициентов распределения от давления. Коэффициенты распределения представляют собой отношение молярной доли компонента в паровой фазе к его молярной доле в жидкой фазе. В случае двухкомпонентной системы получают две кривые (по одной для каждого компонента), причем обе кривые пересекаются в точке, для которой константа равновесия равна единице, то есть в точке, соответствующей критической температуре и давлению системы.

Аналогичный вид имеют кривые для псевдобинарных систем, когда хотя бы один из двух псевдокомпонентов представляет, в свою очередь, смесь.

Изучая смесь, составленную из пластовой нефти плотностью 0.8329 г/см^3 и природного газа, Катц Д. с сотрудниками [83, 215, 233, 234]

показали, что линии, выражающие зависимость коэффициентов распределения от давления, сходятся при давлении 35 МПа (критическое давление) и критической температуре 322 К.

Критическое давление смеси возрастает для систем, содержащих компоненты более высокого молекулярного веса или с более высоким процентом тяжелых нефтяных фракций, как указывает Катц Д. [83], критическое давление смесей, состоящих из природного газа и сырой нефти, содержащей тяжелые смолы, может превышать 100 МПа.

Согласно Ф.Мозеса [239], составы околкритических нефтей обычно характеризуются содержанием группы компонентов $C_{7+в}$ от 12.5 до 20.0 % мол. и значительным количеством этана и пропана. Поэтому пластовые флюиды, содержащие более 12.5 % мол. группы $C_{7+в}$, в основном, находятся в жидком состоянии.

Результаты наших [12, 44, 85, 97, 103-106, 154] и других исследований фазового поведения газожидкостных систем в широком интервале давлений и температур показали, что модельные и реальные газожидкостные системы - метановые, содержащие гомологи метана и углекислый газ, ведут себя, как ретроградные газоконденсатные системы при содержании $C_{5+в}$ до 1000 г/м³ сухого газа. Такие системы при снижении температуры до 253 К не переходят в критическое состояние.

При наличии в углеводородных газожидкостных системах сероводорода в количестве 25-30 % мол. системы переходят в критическое состояние при содержании $C_{5+в}$ 600-700 г/м³ сухого газа.

Следовательно, одним из основных параметров природных систем, определяющих давление и температуру перехода системы в критическое состояние, является содержание $C_{5+в}$. Увеличение содержания $C_{5+в}$ приводит к возрастанию критической температуры системы.

Экспериментальные исследования модельных и реальных газожидкостных систем различного состава с высоким содержанием $C_{5+в}$ позволяют выявить как особенности фазового поведения систем в критических и около-

критических областях, так и точность расчетных методов определения критических параметров. Фазовые превращения бинарных систем, состоящих из метана и жидких углеводородов $C_5 \dots C_{10}$ показаны в работах зарубежных авторов [213, 214, 217, 227, 236, 238, 253]. Для детализации фазовых переходов в околокритических и критических областях нами проведены эксперименты с бинарными и многокомпонентными системами. Вначале исследовались бинарные системы метановый газ + (C_5H_{12} , C_7H_{16} , C_9H_{20}). Фазовые диаграммы данных систем приведены на рис.5.1, критические параметры, определенные экспериментально, приведены в табл.5.1.

Таблица 5.1

Критические параметры углеводородных систем
метан + (C_5H_{12} , C_7H_{16} , C_9H_{20})

Критические параметры	Углеводородные системы, метан +		
	C_5H_{12} 1049 г/м ³	C_7H_{16} , 1069 г/м ³	C_9H_{20} 1076 г/м ³
Давление, МПа	13.7	22.0	34.0
Температура, К	345	394	417

На втором этапе исследовались системы, составленные из метанового газа и $C_{5+в}$ с содержанием 1200 г/м³, а также смеси газов (метан + сероводород) и $C_{5+в}$ с содержанием 824 г/м³. Состав систем приведен в табл.5.2. Плотность растворенной жидкой углеводородной фазы $C_{5+в}$ (конденсат) составляла 0.807 г/см³, молярная масса – 155 г/моль. Результаты фракционной разгонки конденсата приведены в табл. 3.4.

Таблица 5.2

Составы газожидкостных систем с высоким содержанием $C_{5+в}$

№ п/п	Система, содержание $C_{5+в}$, г/м ³	Компоненты						
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	H_2S	$C_{5+в}$	N_2
1	1200	83.09	0.08	0.01	-	-	15.64	1.18
2	824	59.42	0.15	0.08	-	26.37	11.56	1.67

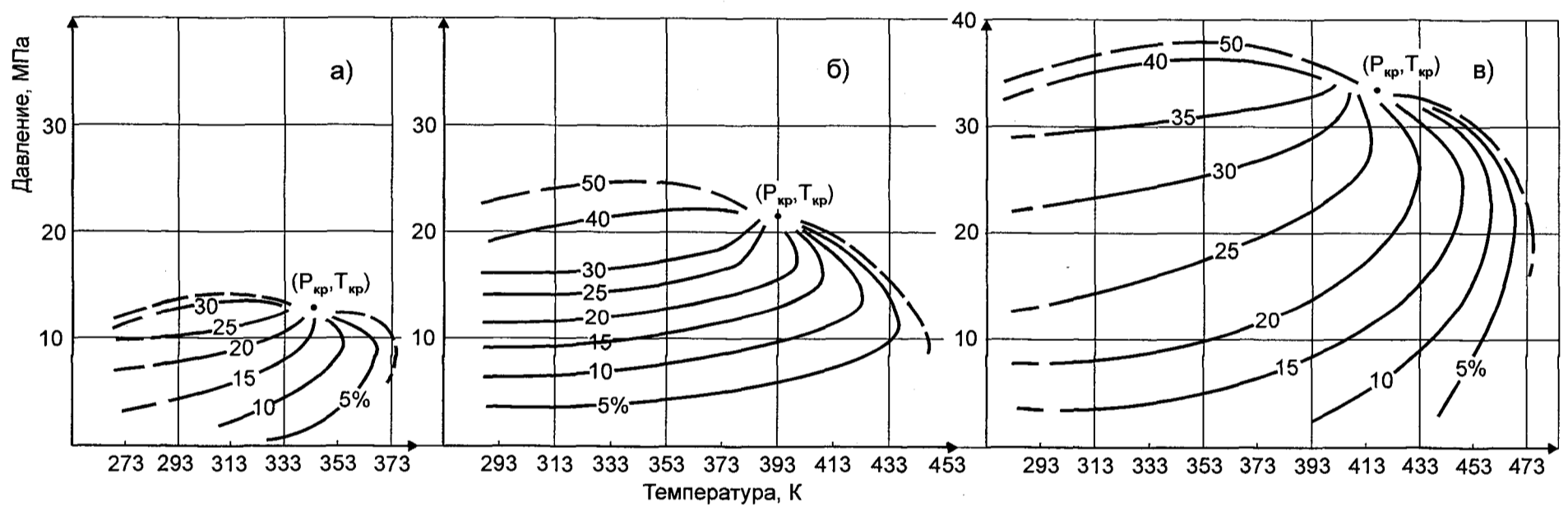


Рис. 5.1. Фазовые диаграммы газожидкостной системы метановый газ + углеводородные компоненты - C_5H_{12} ; C_7H_{16} ; C_9H_{20}
 а) C_5H_{12} - 949 г/м³ б) C_7H_{16} - 1069 г/м³ в) C_9H_{20} - 1076 г/м³

Рассмотрим фазовое поведение газожидкостной системы - метановый газ с содержанием жидкой фазы 1200 г/м^3 (рис.5.2). На изотермах контактной конденсации данной системы при снижении температуры ниже 383 К не фиксируется давление начала конденсации. Следовательно, система из жидкого состояния, в котором она находится при давлении выше $55\text{-}60 \text{ МПа}$, переходит в газожидкостное состояние. Причем, в области давлений $55\text{-}60 \text{ МПа}$ и температур $383 - 398 \text{ К}$ (критическая область) наблюдается постоянное изменение состояния системы, характеризующееся появлением ряби, волн, частичного изменения цвета. Подробно поведение газожидкостных систем в критической области отмечается в работе [44]. В некоторых случаях, которые будут описаны в следующем разделе, в этой зоне происходит разделение системы по плотности и составу по вертикали: от верхней к нижней части камеры PVT.

Изотермы контактной конденсации и фазовая диаграмма системы метановый газ + 26.37% мол. сероводорода показаны на рис.5.3. Содержание $C_{5+в}$ в системе составляло 824 г/м^3 . Влияние сероводорода, как уже указывалось в настоящей работе, в значительной мере изменяет конфигурацию фазовых диаграмм, существенно снижает давление начала конденсации, давление перехода систем из жидкостного в газожидкостное состояние. Растворение в сероводородосодержащем газе $C_{5+в}$ в количестве 824 г/м^3 приводит к появлению на фазовой диаграмме критической области и области жидкостного состояния, т.е. фиксируется полная фазовая диаграмма газожидкостной системы.

Особенностью фазового поведения систем с высоким содержанием $C_{5+в}$ в области температур, где система при высоких давлениях находится в жидкостном состоянии (см. рис. 5.1, 5.2, 5.3), является практически мгновенный переход системы из однофазного жидкого в двухфазное газожидкостное состояние при снижении давления в камере PVT. Причем, разделение системы по объему происходит в соотношении порядка $40\text{-}50 \%$ газовой фазы и $50\text{-}60 \%$ жидкой фазы. Поэтому реальная фазовая диаграмма (рис.5.2, 5.3) в облас-

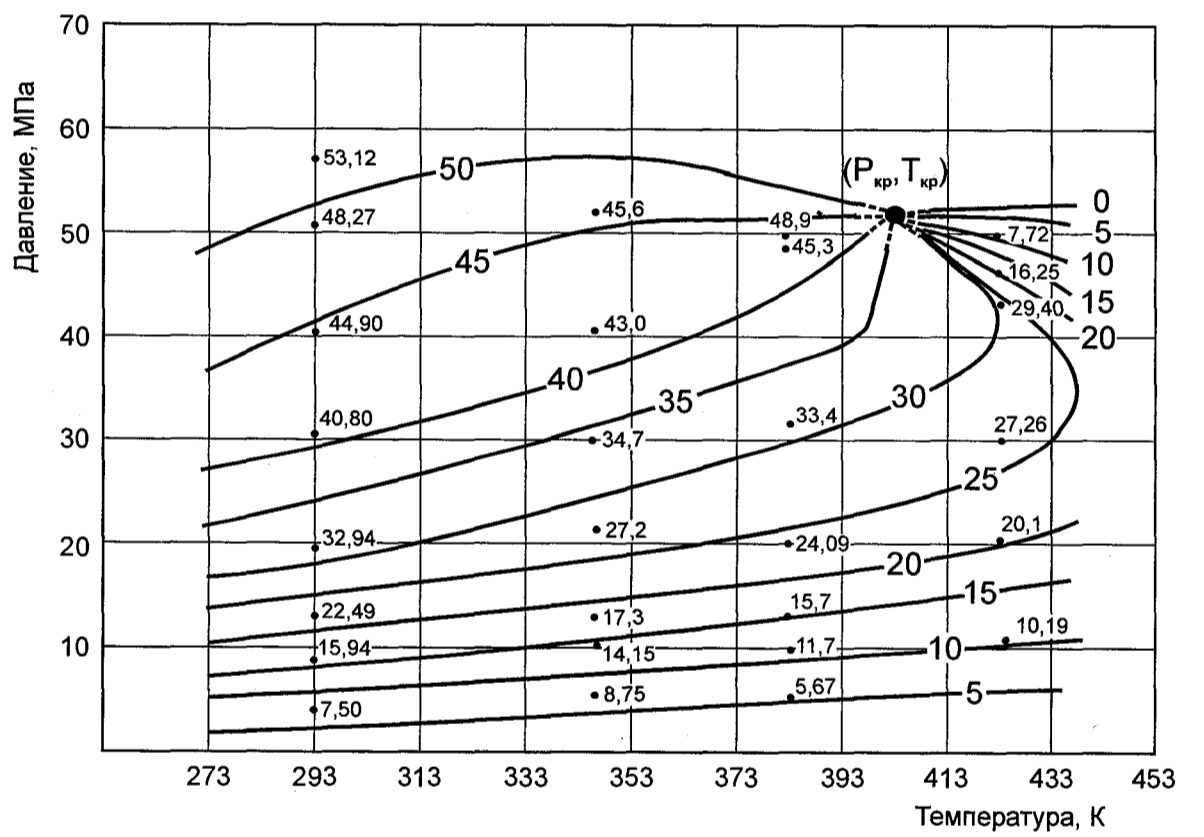
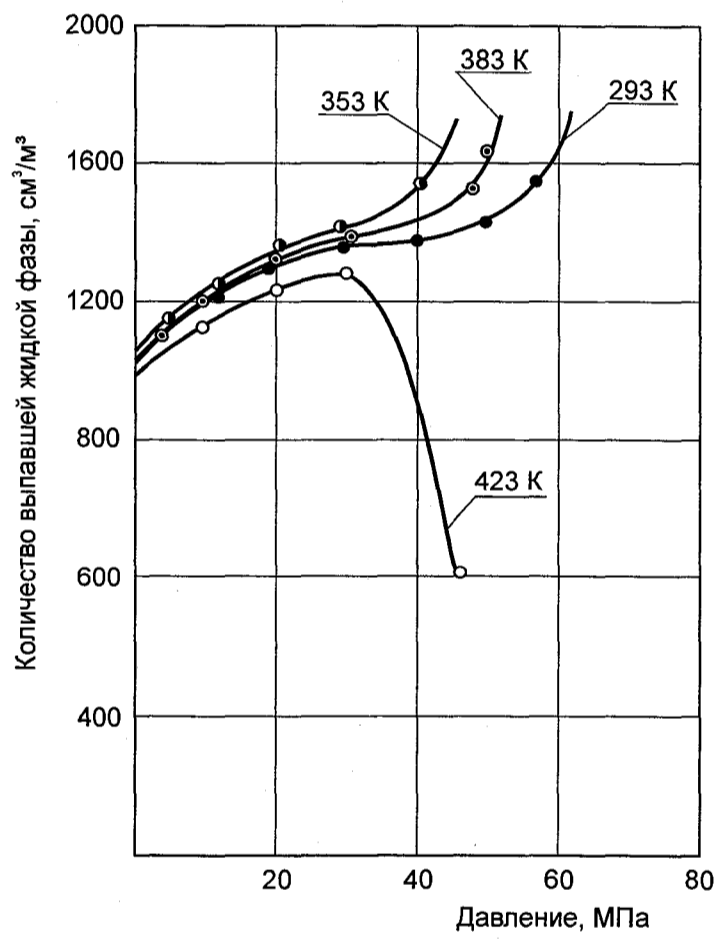


Рис. 5.2. Изотермы конденсации и фазовая диаграмма газожидкостной системы метановый газ, C_{5+B} ; содержание C_{5+B} - $1200 \text{ г}/\text{м}^3$

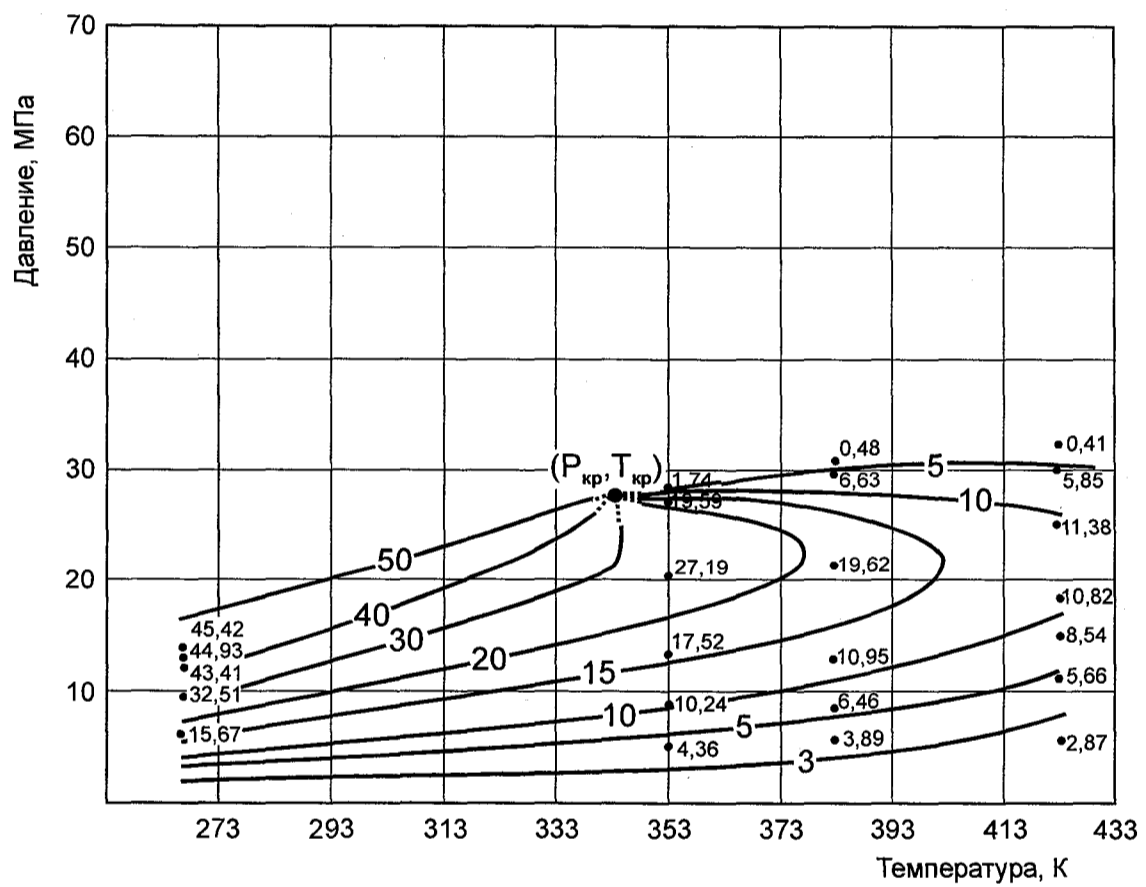
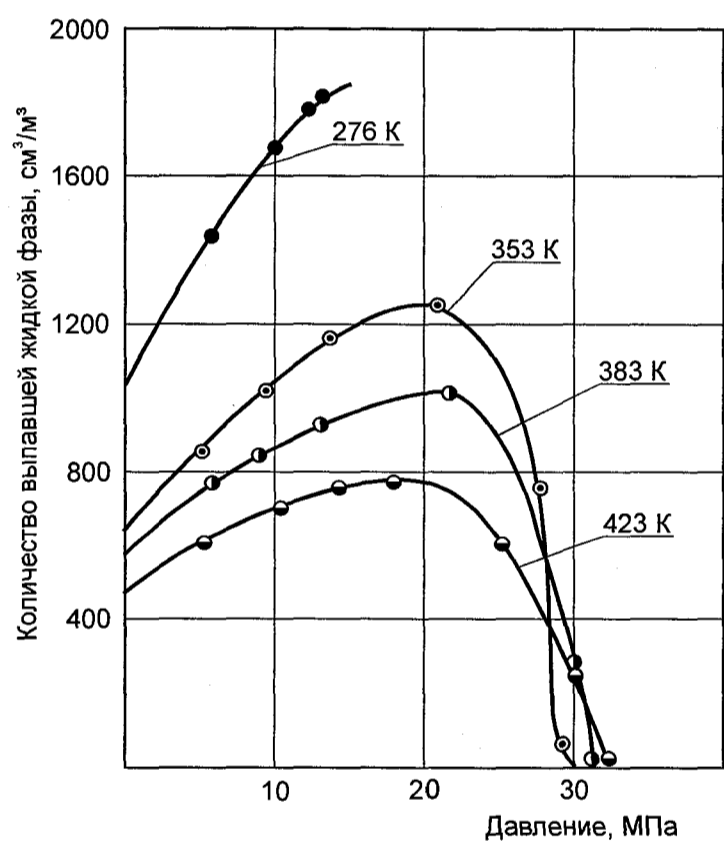


Рис. 5.3. Изотермы конденсации и фазовая диаграмма газожидкостной системы: метановый газ, сероводород, $C_{5+В}$; содержание $C_{5+В}$ - 824 г/м³

ти, условно называемой жидкостной, начинается изоплерой 50 % жидкости. Следовательно, вид экспериментальных фазовых диаграмм в жидкостной области не полностью соответствует виду обобщенной классической диаграммы, приведенной на рис. 1.1.

Критическая точка для метановой системы с содержанием $C_{5+в}$ 1200 г/м³ на фазовой диаграмме фиксируется при давлении 52.1 МПа и температуре 403 К. Сероводородосодержащая система с жидкой фазой $C_{5+в}$ 824 г/м³ имеет критические параметры: давление 28 МПа и температуру 344 К.

5.2. Аналитическая и экспериментальная оценка критических параметров газожидкостных систем сложного состава

В критической области свойства газа и жидкости становятся близкими. Исследование газожидкостных систем в критических областях, определение критических давлений и температур данной углеводородной системы дает примерное представление о том, в какой области давлений и температур эта система может существовать как жидкость или как газ, или же как двухфазная газожидкостная система [24, 47, 65, 82, 99, 140, 157, 182, 186, 194, 210, 240].

Критические свойства индивидуальных веществ согласно [172] определяются сравнительно точно, а при вычислении критических параметров бинарных систем по методикам [172] погрешности существенно возрастают. Большие сложности возникают при определении критических точек многокомпонентных систем, к которым относятся ПГЖС.

В настоящее время в инженерных расчетах в основном применяют полуэмпирические и эмпирические методы расчетов критического давления и температуры [47].

В работах зарубежных авторов [223, 226, 237, 241] приводятся графоаналитические методы, посвященные оценке критических параметров углеводородных систем. Так Курата и Катц [237] на основании результатов прове-

денных экспериментов разработали графики оценки критических параметров в зависимости от средномолекулярного веса смеси, псевдокритической температуры и поправочного коэффициента на содержание метана.

Органик [241] предложил номограмму, по которой критические параметры смеси определяются по среднемольной температуре кипения смеси и средневесовому молекулярному весу.

Метод Курата и Катца был усовершенствован Девисом с сотрудниками [216], которые разработали уравнение для предсказания критической температуры бинарных смесей:

$$T_{кр} = \sum T_{кр i} \cdot \omega_i + \sum A_{ij} \cdot \omega_i \cdot \omega_j, \quad (5.1)$$

где $T_{кр i}$ - истинная критическая температура i – того компонента;

ω_i - весовая доля i – того компонента в смеси;

A_{ij} - коэффициент для бинарной пары i - j , который находится из специальной таблицы.

Гривс и Годос [226] разработали несколько методов предсказания критических температур, один из которых при вычислении критической температуры предлагает использовать уравнение для определения теплопроводности смесей.

Г.З.Эпштейном [207] проведен анализ точности критических параметров по вышеприведенным графоаналитическим методам, а также по методу Г.С.Степановой [182, 186].

Наиболее надежным оказался метод Г.С.Степановой. По этому методу критическая температура и критическое давление бинарных смесей рассчитывают со среднеарифметической погрешностью (по модулю), равной соответственно 1,26 и 3,8%, а для многокомпонентных смесей – 4,5 и 10,2%.

В работе [256] рассматривалось 8 методов расчета критической температуры: Ли, Чу-Прауснитца (два варианта), Смита-Ватсона, Гривса-Тодоса, Экинера-Тодоса, Креглески и Барнера-Куиплана и 5 методов расчета критического давления: Креглески-Кея (два варианта), Чу-Прауснитца, Смита-

Ватсона и Экинера-Тодоса. Этими методами обсчитывались в основном бинарные смеси. Оказалось, что по методу Ли с наименьшей погрешностью рассчитывается критическая температура (среднеарифметическая погрешность – 10,7 К), а по методу Чу-Прауснитца – критическое давление (среднеарифметическая погрешность – 4,2%). Содержание метана в смеси не должно превышать 15 % мол.

В работе [246] была сделана попытка использовать уравнение состояния Пенга-Робинсона для расчета критических свойств многокомпонентных смесей, исходя из строгих термодинамических соотношений. Среднеарифметическая погрешность расчета $T_{кр}$ составила 1,14%, $P_{кр}$ – 0,13%. Проверка проводилась на примере 32 многокомпонентных смесей. Следует отметить сложность и трудоемкость метода [246].

В работе [208] для расчета критических параметров было предложено использовать корреляционные модели. Предварительно анализировалась связь давления и температуры в критической точке смеси с ее свойствами, учитывающими изменение состава смеси. Оказалось, что наиболее информативными являются среднемолекулярная масса M_m , масса фракции этан плюс вышекипящие M_{C_2+} , среднемолекулярная критическая температура $T_{км}$, среднемассовая критическая температура $T_{кв}$, содержание метана в смеси C_1 , среднемассовая температура кипения $T_{кип в}$ и среднемассовая молекулярная масса M_B .

Г.Р.Гуревичем [47] для получения корреляционных моделей был использован метод многомерного регрессионного анализа. Искомые уравнения для давления и температуры в критической точке смеси представлялись в виде произведения зависимостей между P_k и T_k и отдельными свойствами (параметрами) смеси. При этом наиболее информативными оказались среднемольярная и среднемассовая температура кипения $T_{кип м}$, $T_{кип в}$ и среднемольярная и среднемассовая критические температуры $T_{км}$, $T_{кв}$.

$$T_{кип м} = \sum_{i=1}^n \eta_i T_{кип i}, \quad T_{кип в} = \sum_{i=1}^n g_i T_{кип i}, \quad (5.2)$$

$$T_{км} = \sum_{i=1}^n \eta_i T_{ki}, \quad T_{кв} = \sum_{i=1}^n g_i T_{ki}, \quad (5.3)$$

среднемолярная и среднемассовая молекулярные массы

$$M_m = \sum_{i=1}^n \eta_i M_i, \quad M_g = \sum_{i=1}^n g_i M_i, \quad (5.4)$$

среднемолекулярная масса фракции этан плюс вышекипящие

$$M_{C_{2+}} = \sum_{i=C_2}^n \eta_i M_i / \sum_{i=C_2}^n \eta_i, \quad (5.5)$$

где $T_{кип}$, T_k , M_i , η_i , g_i - температура кипения, критическая температура, молекулярная масса, молярные и массовые доли i - того компонента. В выражении (5.5) суммирование ведется только по углеводородным компонентам смеси.

Высокой информативностью обладают также молярные доли метана C_1 и азота N_2 в смеси.

Гуревичем Г.Р. [47] для вычисления критической температуры и критического давления смесей рекомендованы корреляционные уравнения, которые имеют вид:

$$T_k = 365,37 \prod_{i=1}^6 \Phi_i \quad (5.6)$$

$$\Phi_1 = a_1 f_1^{a_2} e^{a_5 f_1} - a_4; \quad f_1 = \bar{M}_m + a_3; \quad \Phi_2 = a_2 f_2^{a_2} e^{a_5 f_2} - a_4;$$

$$f_2 = \bar{M}_{C_{2+}} + a_3; \quad \Phi_3 = a_1 f_3^{a_2} e^{a_5 f_3} - a_4; \quad f_3 = \bar{T}_{кв} + a_3;$$

$$\Phi_4 = \sum_{j=0}^3 a_j \bar{T}_{кип.г}; \quad \Phi_5 = a_1 f_5^{a_2} e^{a_5 f_5} - a_4; \quad f_5 = \bar{T}_{км} + a_3;$$

$$\Phi_6 = a_1 f_6^{a_2} e^{a_5 f_6} - a_4; \quad f_6 = \bar{c}_1 + a_3;$$

$$\text{где } \bar{M}_m = \ln M_m / 3,54; \quad \bar{M}_{C_{2+}} = \ln M_{C_{2+}} / 4,32; \quad \bar{T}_{кв} = \ln T_{кв} / 5,94;$$

$$\bar{T}_{кип.г} = \ln T_{кип.г} / 5,97; \quad \bar{T}_{км} = \ln T_{км} / 5,62; \quad \bar{C}_1 = -\ln C_1 / 0,499;$$

$$\ln P_k = 5,081 \prod_{i=1}^2 \Phi_i; \quad \Phi_1 = a_1 f_1^{a_2} e^{a_5 f_1} - a_4; \quad f_1 = \bar{C} + a_2; \quad (5.7)$$

$$\Phi_2 = a_1 f_2^{a_2} e^{a_5 f_2} - a_4; \quad f_2 = \bar{M} + a_3,$$

$$\text{здесь } \bar{C} = -\ln C^* / 0,9733; \quad \bar{M} = \ln M^* / 3,8227;$$

$$C^* = 0,6(C_1 + N_2); \quad M^* = 0,25(M_{C_{2+}} + 3M_M).$$

При вычислении $T_{кр}$ и $P_{кр}$ по выражениям из работы [208] среднеарифметическая погрешность составляет 3,7 и 9,3 %, а максимальная погрешность – 58 и 89%. Таким образом, среднеарифметическая погрешность вычисления $T_{кр}$ и $P_{кр}$ [47] по выражениям (5.6) и (5.7) меньше, чем по выражениям из работы [208] на 14 и 11%, а максимальная погрешность меньше на 36 и 39%.

Согласно [151], общими недостатками корреляционных и графоаналитических методов является сложность их применения для нахождения критических свойств сложных систем с повышенным содержанием неуглеводородных компонентов, а так же несогласованность определенных по этим методам критических параметров с результатами расчетов кривых точек росы и кипения по уравнению состояния. Авторы [151], подобно [246], предлагают использовать для расчетов критических свойств уравнение состояния Пенга-Робинсона. Исходные составы и результаты расчетов [151] критических параметров пластовых систем Астраханского ГКМ и Карачаганакского НГКМ приведены в табл.5.3.

Таблица 5.3

Компонентные составы и результаты расчета критических параметров газоконденсатных систем Астраханского ГКМ и Карачаганакского НГКМ [151]

Месторождение	Компонентный состав систем, % мол.						Расчетные критические параметры	
	C_1	$C_2 + C_3 + C_4$	C_{5+}	H_2S	CO_2	N_2	$P_{кр}$, МПа	$T_{кр}$, К
АГКМ	54.24	5.34	3.53	23.64	12.10	1.15	19.0	305
КНГКМ	72.99	10.31	7.55	3.23	5.35	0.57	25.0	290

Экспериментальные фазовые диаграммы газоконденсатных систем, составленных из газов сепарации и конденсатов, отобранных из скважин Астраханского ГКМ и Карачаганакского НГКМ, построенные по результатам

термодинамических исследований газоконденсатных систем, подобных приведенным в табл.5.8, приведены в работах [104, 111]. Критические параметры на данных диаграммах в термобарическом поле (T — 253-453 К, P — 0.1013 – 120 МПа) не фиксируются.

Критические точки на фазовых диаграммах наблюдаются при увеличении содержания $C_{5+в}$ до 800 г/м^3 для систем, составленных из флюидов, отобранных на Астраханском ГКМ ($824 \text{ г/м}^3 - T_{кр}= 385 \text{ К}, P_{кр}= 35.5 \text{ МПа}$), и до 1000 г/м^3 на Карачаганакском НГКМ ($1020 \text{ г/м}^3 - T_{кр}=355 \text{ К}, P_{кр}= 54.8 \text{ МПа}$).

Анализ вышеперечисленных методов расчета показал, что известный графоаналитический метод определения критических параметров Г.С. Степановой [154, 182, 186] остается наиболее простым и надежным для многокомпонентных углеводородных систем, в состав которых могут входить углеводороды от метана до гексанов включительно, а также азот.

Основой метода Г.С. Степановой по определению критических параметров системы является условное приведение многокомпонентной углеводородной смеси к бинарной системе, первым компонентом которой является метан, а вторым – остальные компоненты смеси (этан + высшие), которые заменяются эквивалентным гипотетическим компонентом. При построении критической кривой состав этого компонента характеризуется его средневесовой эквивалентной молекулярной массой, определяемой по формуле

$$\mu_0 = \sum q_i \mu_{0i}, \quad (5.8)$$

где q_i - массовая концентрация углеводородов, входящих в состав гипотетического компонента, а μ_{0i} - эквивалентные молекулярные массы гипотетического компонента. В первом приближении, особенно для нормальных парафиновых углеводородов, эта масса равна действительной молекулярной массе; для изо-парафинов, нафтенов и ароматики она определяется, как правило, с помощью специальных диаграмм. При этом доля компонента с молекулярным весом μ_i задается обычным образом:

$$q_i = m_i \mu_i / \sum m_i \mu_i. \quad (5.9)$$

В случае определения $\mu_{q\phi}$ для выделенной группы компонентов правая часть соотношения (5.9) делится на $\sum q_i$, где суммирование по i берется по выделенной группе компонентов.

Критическая кривая, соответствующая бинарным смесям, составленным из различных количественных соотношений метана и гипотетического компонента, должна располагаться между критическими кривыми бинарных смесей метана соответственно средневесовому эквивалентному весу гипотетического компонента. Определение критической температуры по методу Г.С.Степановой сводится к следующему:

- рассчитывается по составу всей смеси “псевдокритическая” температура по формуле

$$T_{см} = \sum m_i T_{кри} \quad (5.10)$$

где m_i – мольные концентрации компонентов, входящих в смесь;

$T_{кри}$ – критические температуры;

- смесь условно разделяется на два компонента – метан и остальные компоненты, и подсчитывается молекулярный вес гипотетического компонента по составу смеси этан+высшие;

- по рис. 5.4 определяется отклонение истинной критической температуры от псевдокритической (ΔT) на основании данных мольного содержания метана в смеси (или содержания этан+высшие) и молекулярного веса второго компонента; ΔT определяется простой интерполяцией по молекулярному весу второго компонента при данном его мольном содержании в смеси;

- определяется критическая температура смеси по формуле

$$T_{кр} = T_{см} + \Delta T. \quad (5.11)$$

Если в состав углеводородной смеси входит азот, его при делении смеси на два компонента относят к первому компоненту, т.е. к метану.

Модернизация метода Г.С.Степановой с учетом влияния на критические параметры кислых компонентов - сероводорода и углекислого газа, предложена в работе [11].

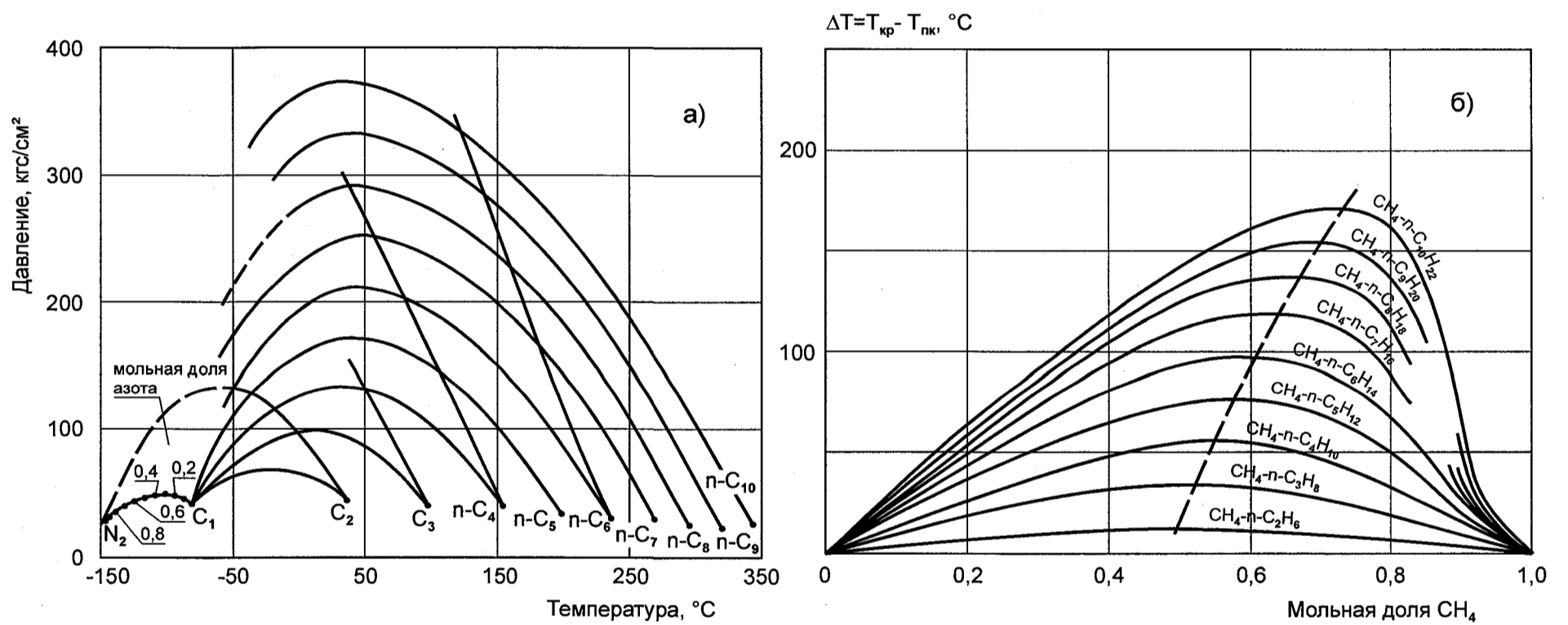


Рис. 5.4. Графики для определения критических параметров по методу Г.С. Степановой: а) критические кривые бинарных смесей метана и азота с нормальными углеводородами; б) зависимость разности между истинной критической и псевдокритической температурами бинарных смесей метана с нормальными парафинами от мольного содержания метана в смеси

Для уточнения характера фазовых превращений в критических и околокритических областях [99, 105] проведены PVT-исследования и расчеты критических параметров графоаналитическим методом Г.С.Степановой различных газожидкостных систем с высоким содержанием жидкой углеводородной фазы $C_{5+в}$. Составы систем и физико-химические свойства $C_{5+в}$ (конденсат $\rho=0,807 \text{ г/см}^3$) приведены в табл.3.4 и 5.4. Исследования проводились при различных термобарических условиях, давление соответственно изменялось от 2 до 120 МПа, температура от 253 до 453 К. Содержание сероводорода и углекислого газа в смесях составляло 24-27 % мол.

Таблица 5.4

Составы газожидкостных систем с высоким содержанием $C_{5+в}$

Исследуемые газожидкостные системы	Содержание $C_{5+в}$, г/м ³	Состав системы, % мол.				
		CH ₄	CO ₂	H ₂ S	$C_{5+в}$	гомологи CH ₄ ,N ₂ и др.
1(а)	800	87.65	-	-	10.42	1.93
1(б)	1200	83.09	-	-	15.64	0.97
1(в)	1370	80.84	-	-	17.86	1.20
2(а)	800	61.68	26.63	-	10.42	1.27
2(б)	944	61.18	25.00	-	12.68	1.14
2(в)	1290	57.56	24.07	-	17.33	1.04
3(а)	605	58.64	0.49	26.98	7.87	6.02
3(б)	807	57.13	0.34	26.37	11.56	4.60
3(в)	1060	55.21	0.33	25.14	15.18	4.14

Анализ фазовых диаграмм, полученных в результате исследований, показал (рис. 5.5, 5.6, 5.7), что если у газожидкостной системы метановый газ+ $C_{5+в}$ увеличить содержание жидкой фазы до 1200 г/м³, то на фазовых диаграммах наблюдаются: I – газожидкостные области; II- критические области; III - ретроградные газоконденсатные области, рис. 5.5(б).

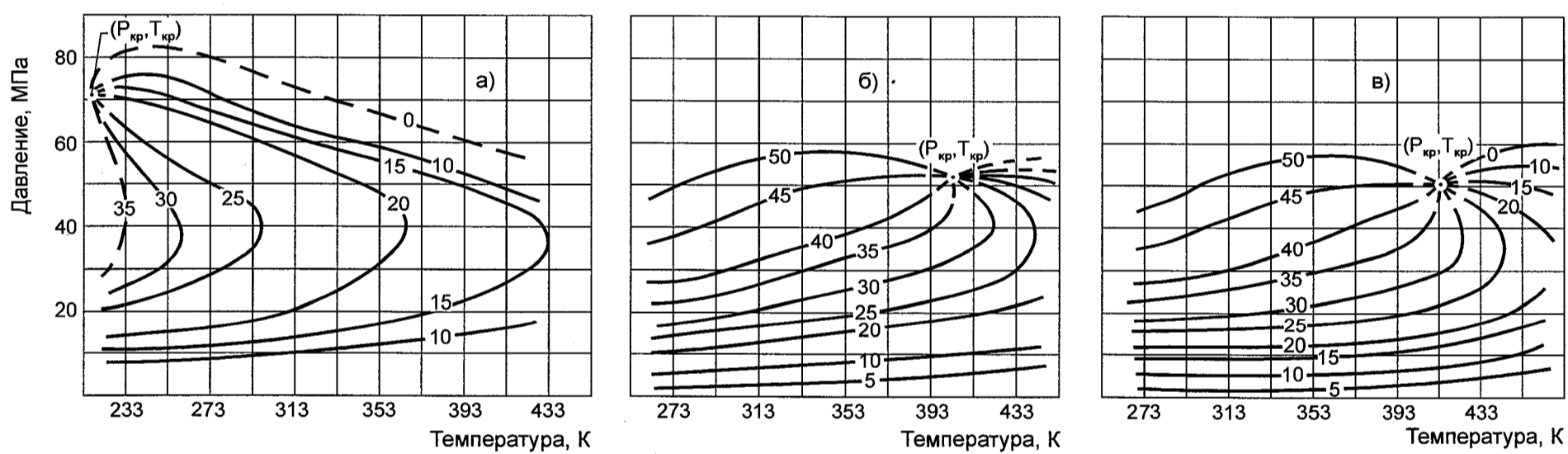


Рис. 5.5. Фазовое поведение газожидкостной системы $\text{CH}_4 + \text{C}_{5+\text{B}}$ в околокритических и критических областях:
 а) $\text{C}_{5+\text{B}} - 800 \text{ г/м}^3$; б) $\text{C}_{5+\text{B}} - 1200 \text{ г/м}^3$; в) $\text{C}_{5+\text{B}} - 1370 \text{ г/м}^3$

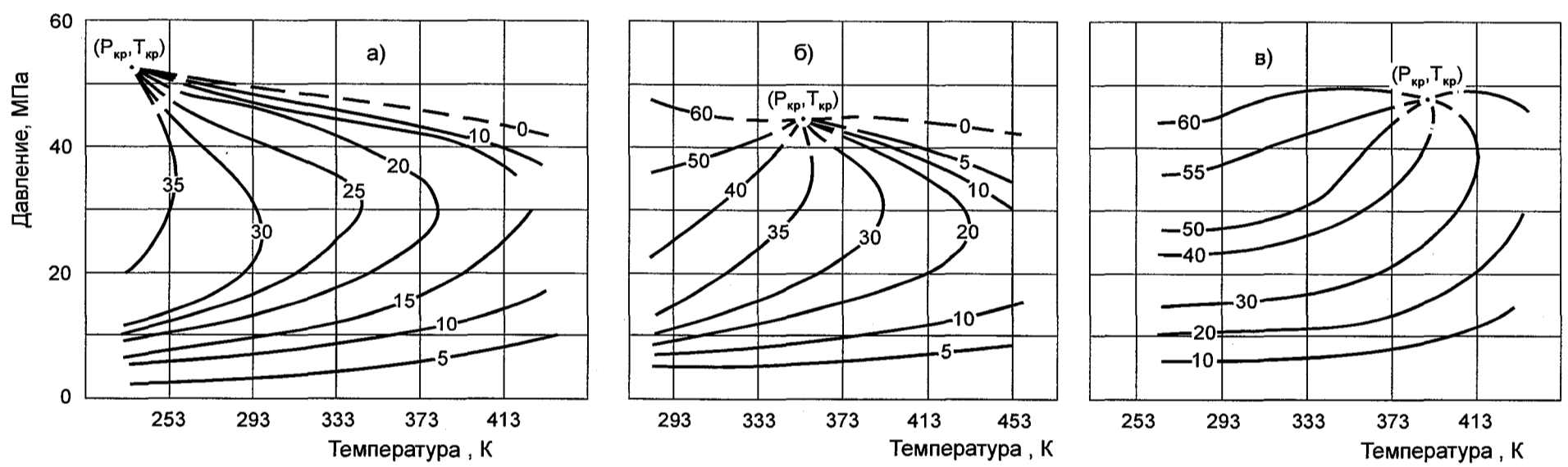


Рис. 5.6. Фазовое поведение газожидкостной системы $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 + \text{C}_{5+B}$ в околокритических и критических областях:
 а) $C_{5+B} - 944 \text{ г/м}^3$; б) $C_{5+B} - 1200 \text{ г/м}^3$; в) $C_{5+B} - 1470 \text{ г/м}^3$

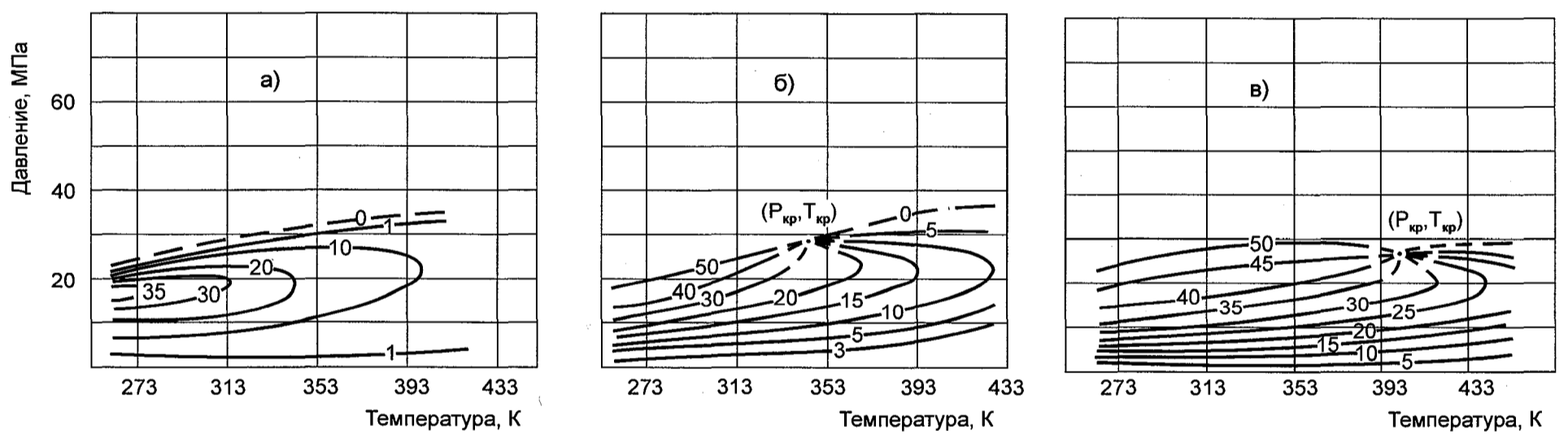


Рис. 5.7. Фазовое поведение газожидкостной систем $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{S} + \text{C}_{5+\text{В}}$ в околокритических и критических областях
 а) $\text{C}_{5+\text{В}} - 605 \text{ г/м}^3$; б) $\text{C}_{5+\text{В}} - 824 \text{ г/м}^3$; в) $\text{C}_{5+\text{В}} - 1200 \text{ г/м}^3$

В жидкостной области система из жидкого состояния, в котором она находится при давлениях выше 50-55 МПа, переходит в газожидкостное состояние. В критической области при давлениях 45 – 55 МПа и температурах 383-413 К наблюдается постоянное изменение состояния системы, характеризующееся появлением ряби, волн, частичного изменения цвета.

Углекислый газ, растворенный в составе газожидкостной системы, несколько снижает давление и температуру перехода системы в критическое состояние.

Фазовые диаграммы газожидкостных систем с высоким содержанием сероводорода достаточно существенно отличаются от систем, содержащих метановый и углекислый газ. Так, при растворении в сероводородосодержащем газе $C_{5+в}$ в количестве 600 г/м³ фиксируется полная фазовая диаграмма, состоящая из газожидкостной, критической и газоконденсатной области. Критические давления сероводородосодержащих систем значительно ниже критических давлений метановых газожидкостных систем.

Конфигурация фазовых диаграмм систем с высоким содержанием $C_{5+в}$ свидетельствует об особенностях поведения данных систем в интервале температур, где система при высоких давлениях находится в жидкостном состоянии, которая, как уже было отмечено ранее, проявляется при снижении давления в камере PVT и заключается в практически мгновенном (время 5 – 10 с) переходе системы из однофазного жидкого в двухфазное состояние. Причем, разделение системы по объему происходит в соотношении порядка 40-50 % газовой фазы и 50-60 % жидкой фазы.

Резюмируя результаты проведенных исследований в реальном термобарическом поле при давлениях и температурах, наблюдаемых при разработке, добыче и подготовке природных газоконденсатных и газонефтяных систем, следует отметить, что вид фазовых диаграмм в газожидкостных, критических и ретроградных газоконденсатных областях (см.рис.2.3-2.6; 5.5-5.7) не всегда соответствует фазовым превращениям, отраженным на “классической” общепринятой фазовой диаграмме (рис.1.1).

Анализ экспериментальных значений критических параметров показал, что критическая температура у всех исследованных систем в значительной мере определяется содержанием в системе C_{5+B} . Увеличение содержания C_{5+B} приводит к возрастанию критической температуры. Зависимость критического давления от содержания C_{5+B} неоднозначна.

В табл.5.5 (рис.5.8, 5.9) приведены экспериментальные значения критических параметров исследованных газожидкостных систем (см. табл. 5.4), а также критические параметры, определенные по методу Г.С.Степановой.

Таблица 5.5

Экспериментальные и расчетные значения критических параметров газожидкостных систем сложного состава

Исследуемые газожидкостные системы	Критические параметры: давление, МПа / температура, К	
	экспериментальные	расчетные, по графикам Г.С.Степановой
1(а)	$\frac{73.0}{220}$	$\frac{35.10}{266}$
1(б)	$\frac{52.0}{403}$	$\frac{36.67}{302.60}$
1(в)	$\frac{51.0}{413}$	$\frac{36.27}{313.08}$
2(а)	$\frac{50.0}{235}$	$\frac{33.82}{292.30}$
2(б)	$\frac{44.0}{355}$	$\frac{36.67}{312.13}$
2(в)	$\frac{48.0}{385}$	$\frac{36.27}{340.56}$
3(а)	$\frac{20.0}{233}$	$\frac{34.61}{310.00}$
3(б)	$\frac{28.0}{343}$	$\frac{32.74}{320.00}$
3(в)	$\frac{27.0}{403}$	$\frac{35.59}{350.87}$

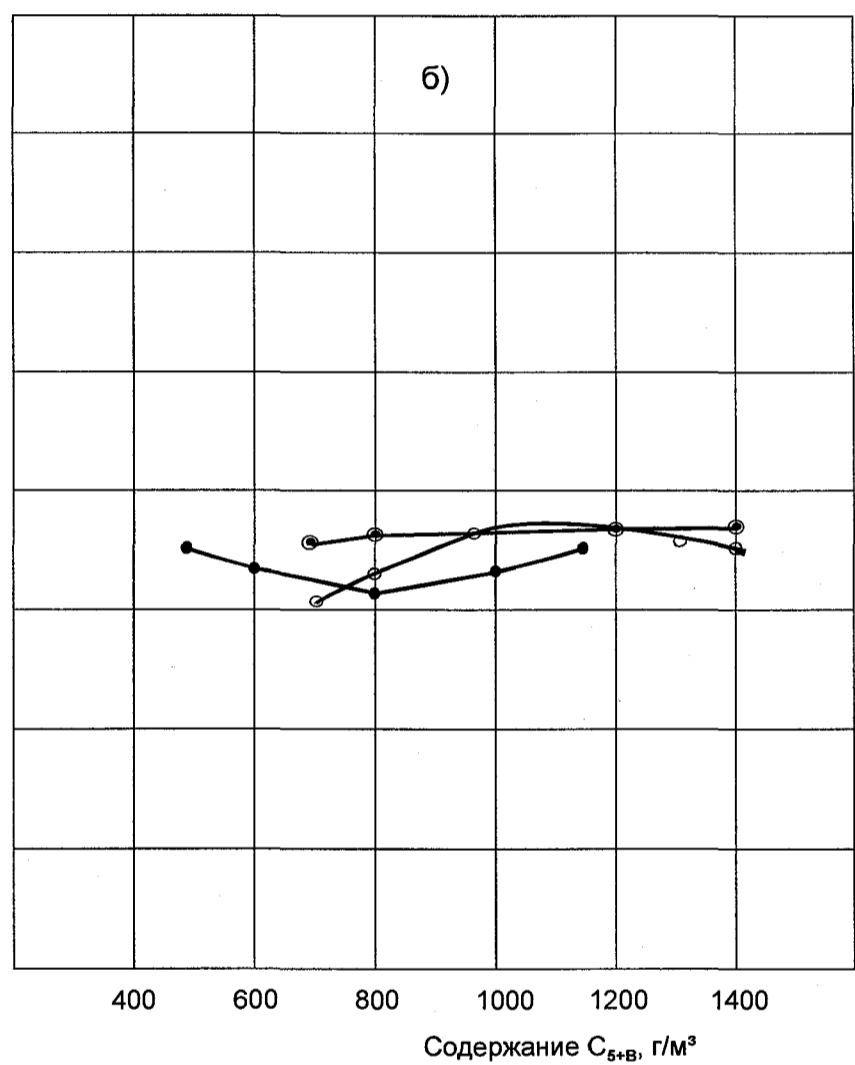
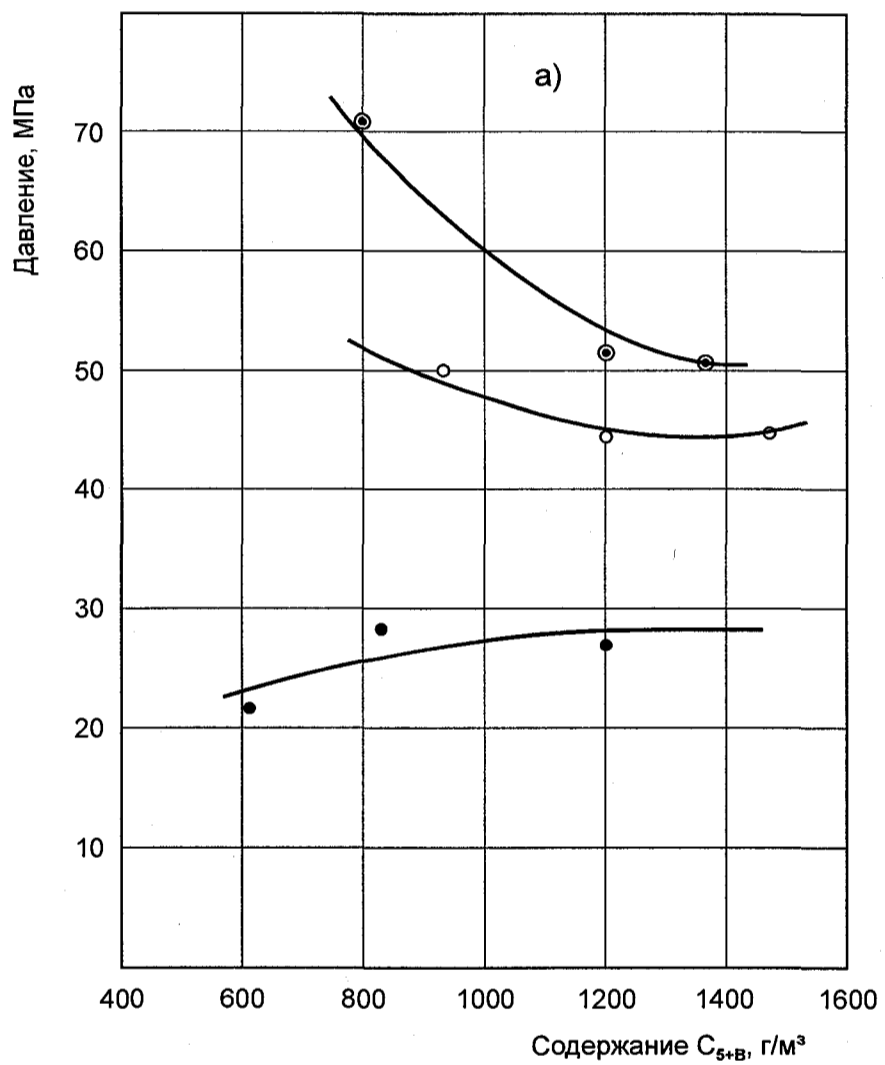


Рис 5.8. Расчетные и экспериментальные значения критических давлений газожидкостных систем различного состава : а) экспериментальный метод б) определение по методу Степановой Г.С.
 Состав газожидкостных систем: \odot - $\text{CH}_4 + \text{C}_{5+\text{B}}$; \bullet - $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{S} + \text{C}_{5+\text{B}}$; \circ - $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 + \text{C}_{5+\text{B}}$

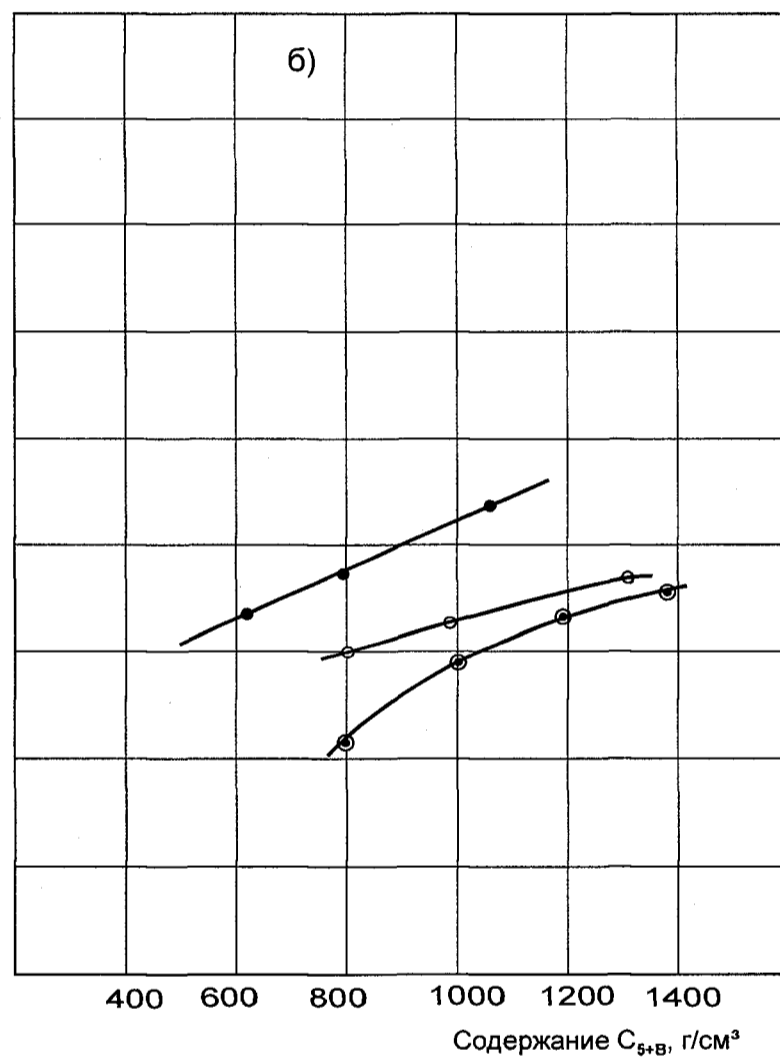
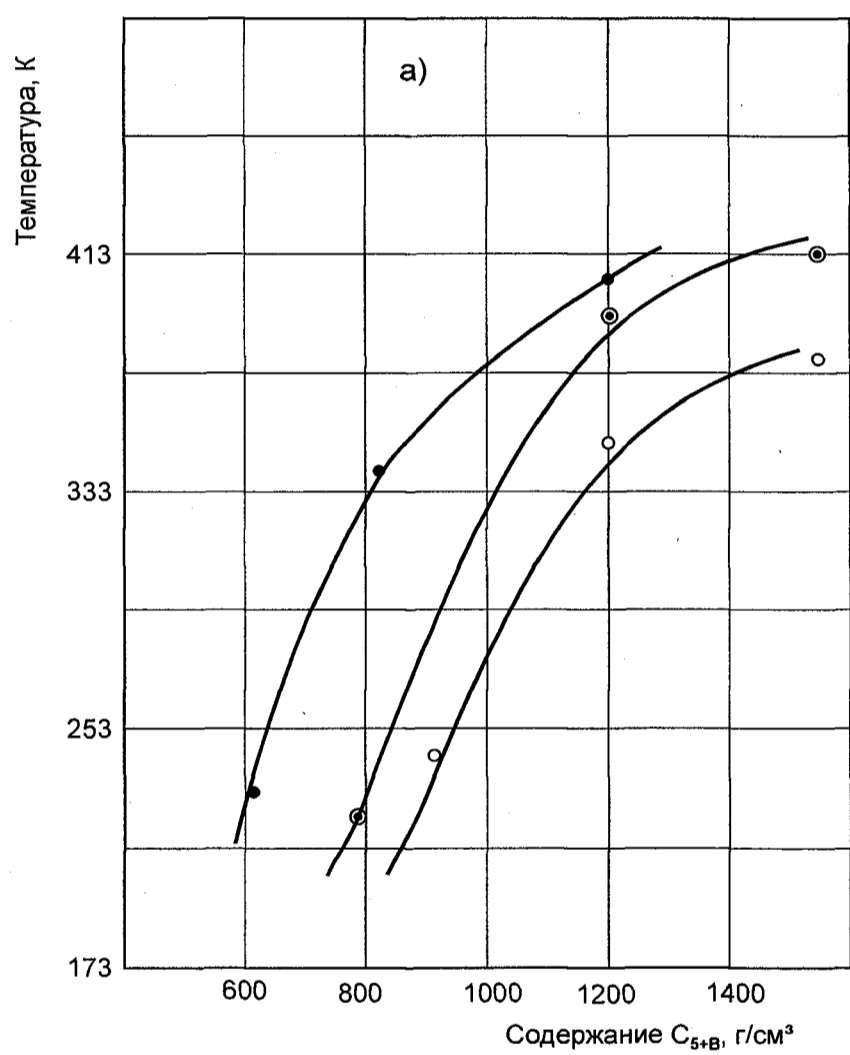


Рис 5.9. Расчетные и экспериментальные значения критических температур газожидкостных систем различного состава : а) экспериментальный метод б) -определение по методу Степановой Г.С.

Состав газожидкостных систем: ⊙ - $CH_4 + C_{5+B}$; ● - $CH_4 + H_2S + C_{5+B}$; ○ - $CH_4 + CO_2 + C_{5+B}$

Результаты, полученные с помощью графоаналитического метода Г.С.Степановой в определенных интервалах давлений и температуры, близки к экспериментальным данным. Однако, при высоком содержании $C_{5+в}$ расчеты имеют существенные расхождения с экспериментальными.

Следует отметить, что А.И.Брусиловским в работе [6] приведена фазовая диаграмма пластовой смеси Анастасьевского месторождения, рассчитанная по обобщенному уравнению состояния. Состав пластовой смеси приведен в табл. 3.6, физико-химические свойства жидкой углеводородной фазы в табл. 3.7. Расчеты проводились при потенциальном содержании $C_{5+в}$ равном 1025 г/м^3 сухого газа. Расчетная критическая температура смеси равна 365 К, критическое давление 50,3 МПа. Вид расчетной фазовой диаграммы и величины критических параметров достаточно близки к экспериментальным диаграммам углеводородных газожидкостных систем с аналогичным содержанием $C_{5+в}$, рис. 5.4 (б). Поэтому новое уравнение и методы расчетов [6, 24] могут быть успешно использованы для решения задач исследования фазового состояния пластовых флюидов в области окологкритического состояния систем.

5.3. Исследование газожидкостных систем, способных к дифференциации состава и фазовых характеристик при высоких давлениях и температурах

Исследования фазового поведения газожидкостных систем показали, что в зависимости от состава и термобарических условий они могут находиться в жидком, газожидкостном и газообразном состояниях. Однако работы, проведенные автором в сотрудничестве с В.Н. Мартосом, Г.П. Былинкиным Н.М., Кувандыковым [138] по изучению систем с высоким содержанием жидкой фазы ($C_{5+в}$), выявили возможности существования в термобарических условиях, характерных для нефтегазоконденсатных залежей, особого типа

газожидкостных систем. Это подтверждают результаты исследований четырех систем, составленных из газов сепарации и нефтей КНГКМ и Росташкинского нефтяного месторождений.

Составы газов сепарации, использованных для составления газожидкостных систем, приведены в табл.5.6.

Таблица 5.6

Составы газов сепарации, использованных для составления модельных и реальных пластовых систем (% мол.)

Компоненты	Компонентный состав, % мол.			
	1 система	2 система	3 система	4 система
H ₂ S	2.49	4.40	1.76	—
CO ₂	2.23	6.02	8.18	0.92
CH ₄	89.46	74.00	81.49	82.55
C ₂ H ₆	2.15	9.34	3.81	8.52
C ₃ H ₈	1.02	2.78	1.60	4.46
C ₄ H ₁₀	0.52	2.07	0.96	2.80
C _{5+в}	0.53	0.29	0.82	1.05
N ₂	1.60	1.10	1.38	0.60

Физико-химические свойства нефтей, использованных для составления модельных систем, приведены в табл. 5.7.

Таблица 5.7

Физико-химические свойства отсепарированных нефтей, использованных для составления 1 и 2 модельных систем.

Фракционная разгонка, выход фракций, % об.	Нефть, использованная для составления 1 системы	Нефть, использованная для составления 2 системы
	Температура отгона на фракции, К	
1	2	3
Начало кипения	340	332
10 % отгона	400	377

1	2	3
20 % - // -	447	403
30 % - // -	498	431
40 % - // -	542	459
50 % - // -	588	497
60 % - // -	623	534
70 % и выше	633	579
Остаток %	21	12.49
Потери %	9	6.25
Плотность нефти при 293 К, г/см ³	0.8309	0.8180
Молекулярная масса	220	190

Первая система представляла собой модель пластовой нефти, отобранной со скважины 207 КНГКМ с начальным газосодержанием 500 м³/м³ (составы нефти и газа сепарации приведены в табл.5.2, 5.4 (1 система), в которую был закачан метановый газ до газосодержания 920 м³/м³ (содержание C_{5+в} 903 г/м³).

Полученную газожидкостную смесь при давлении 58 МПа, температуре 359 К перемешиванием в течение 120 часов переводили в однофазное состояние. После такого длительного перемешивания однородного парообразного состояния не наблюдалось, система оставалась неопределенной газожидкостной без границ раздела газ – жидкость. Повышение давления до 100 МПа и температуры до 423 К практически не изменило характера системы. Внизу камеры PVT устойчиво фиксировалась жидкость темно-красного цвета, которая постепенно кверху переходила в газожидкостную оранжевую и газообразную фазу светло-желтого цвета.

Вторая система была составлена из нефти и газа, составы которых приведены в табл.5.2, 5.4, газосодержание системы при рекомбинации составило 893 м³/м³ (содержание C_{5+в} 916 г/м³). Давление насыщения системы оценива-

лось 57.8 МПа при температуре 357 К. При дополнительной закачке метанового газа в нефть до газосодержания $997 \text{ м}^3/\text{м}^3$ часть нефти перешла в паробразное состояние. Для уточнения компонентных составов, полученных на различных уровнях в процессе исследования первой и второй системы, были отобраны пробы из четырех различных уровней камеры PVT. Результаты анализов отобранных проб приведены в табл. 5.8.

Таблица 5.8

Результаты анализов проб, отобранных с различных уровней камеры PVT

Уровни отбора проб из камеры PVT	1 система		2 система	
	Газосодержание, $\text{м}^3/\text{т}$	Плотность растворенной жидкости, $\text{г}/\text{см}^3$	Газосодержание, $\text{м}^3/\text{т}$	Плотность растворенной жидкости, $\text{г}/\text{см}^3$
1 верх камеры	3696	0.807	2365	0.807
2 уровень	3688	0.812	2039	0.815
3 уровень	2406	0.834	1582	0.818
4 низ камеры	393	0.891	956	0.821
Термодинамические условия при отборе проб				
$P_{\text{иссл}}$ (МПа)		56.09		57.80
$T_{\text{иссл}}$ (К)		423		357

Результаты анализов показали, что первая система после длительного перемешивания распределилась в камере PVT следующим образом: в верхней части камеры PVT наблюдалась газожидкостная система с высоким газосодержанием и относительно низкой плотностью $C_{5+в}$ - $0.807 \text{ г}/\text{см}^3$; в нижней части камеры PVT газосодержание существенно, почти в 10 раз, уменьшалось, при этом плотность $C_{5+в}$ возрастала до $0.891 \text{ г}/\text{см}^3$. У второй системы, составленной из нефти, дифференциация газосодержания и плотности растворенных $C_{5+в}$, в зависимости от уровня отбора проб в камере PVT, была ниже: в верхней части газосодержание – $2365 \text{ м}^3/\text{т}$, плотность растворенной

жидкости – $0,807 \text{ г/см}^3$; в нижней части газосодержание – $956 \text{ м}^3/\text{т}$, плотность – $0,821 \text{ г/см}^3$.

Эксперименты, проведенные с третьей газожидкостной системой, также подтвердили ее нестандартное фазовое поведение. Состав газа, использованного для моделирования третьей системы, приведен в табл.5.6 (3 система).

В газе растворялась нефть плотностью 0.836 г/см^3 , молекулярной массой 210, групповой состав нефти включал: метановых углеводородов – 47.72%, нафтеновых – 46.20%, ароматических – 6.08%. Газосодержание полученной системы составило $1195 \text{ м}^3/\text{т}$, (содержание $\text{C}_{5+\text{в}}$ – 889 г/м^3). Длительное перемешивание при давлении 60 МПа и температуре 357 К показало, что при этих давлениях и выше (в надкритической области) исчезает мениск, и переход “газ-нерастворившаяся жидкость” становится плавным. Увеличение давления до 100.0 МПа и температуры до 423 К не приводит к полному растворению жидкости в газе даже при достаточно высокой растворяющей способности исследуемого газа.

Аналогичные результаты получены при PVT – исследовании четвертой системы, составленной из пластовой нефти Росташинского месторождения и газом сепарации того же объекта. Для исследования с глубины 4442-4464 м была отобрана проба нефти с газосодержанием $314 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при пластовом давлении 47.6 МПа, температуре 360 К, плотностью 0.8044 г/см^3 . Состав газа сепарации приведен в табл. 5.6 (система № 4).

Эксперименты проводились следующим образом. Вначале осуществлялось насыщение нефти газом с определением давления насыщения визуальным путем. В гомогенном жидком состоянии пластовая нефть находилась до газосодержания $835 \text{ м}^3/\text{м}^3$, при этом давление насыщения увеличивалось от 22.5 до 36 МПа. После достижения такого газосодержания большая часть газонефтяной смеси перешла в особое состояние. При перемещении полученной смеси мимо смотрового окошка наблюдался плавный цветовой пере-

ход нефти от темно-коричневого цвета к лимонно-желтому и бесцветному в газоконденсатной части.

Далее дополнительной закачкой газа газосодержание было доведено до $1200 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Наблюдаемая ранее цветовая картина не изменилась, при этом давление насыщения в нижней части камеры PVT снизилось практически до постоянного значения 29,0 МПа.

Снижение давления насыщения от максимального 36,0 МПа при газосодержании $836 \text{ м}^3/\text{м}^3$ до 29,0 МПа при газосодержании $1200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ произошло в результате увеличения плотности нефти в нижней части камеры PVT и, соответственно, уменьшения газосодержания за счет выделения части растворенного газа. После длительного перемешивания полученной газожидкостной смеси была проведена стандартная сепарация флюидов, находящихся в средней (газоконденсатной) и нижней (нефтяной) зонах, при пластовых термобарических условиях. Физико-химические свойства и состав отсепарированных жидкостей из указанных зон приведены в табл.5.9.

Таблица 5.9

Физико-химические свойства и состав отсепарированных жидкостей, отобранных из средней газоконденсатной и нижней нефтяной зон камеры PVT

Физико-химические свойства и состав жидкостей	Зоны отбора проб из камеры PVT	
	Средняя	Нижняя
Плотность, $\text{г}/\text{см}^3$	0.7964	0.8184
Молекулярная масса	154.4	168.7
Содержание в % масс.:		
- парафина	2.16	5.33
- смол силикагелевых	3.18	5.98
- асфальтенов	отс	0.16

Содержание $C_{5+в}$ в конденсатной и нефтяной частях составила соответственно: 33.46 и 68.25; метана - 46.24 и 22.02 ; этана – 7.07 и 3.37; пропана –

5.53 и 2.98 % масс. Отчетливые различия в свойствах нижней части смеси средней зоны позволили отнести их, соответственно, к газоконденсатной и нефтяной системам с плавным переходом.

Хроматографический анализ легких фракций ($T_{нк}=150^{\circ}\text{C}$), отогнанных из сепарированной жидкости верхней и нижней зон, не выявил существенного различия в групповом составе. Так, среднее групповое содержание метановых углеводородов составило 63.16, нафтеновых - 33.20, ароматических - 3.64 % масс.

Очевидно, что увеличение плотности нефти и снижение растворяющей способности газа приводит к увеличению дифференциации смеси в верхней и нижней частях камеры PVT. Так, растворение нефти плотностью 0.836 г/см^3 в газе при содержании метана порядка 90 % мол. (табл.5.6 первая система), газосодержание в верхней части камеры PVT составило 3696 т/м^3 , в нижней части - 393 т/м^3 . Плотность растворенной жидкости изменилась от 0.807 г/см^3 (легкая нефть) до 0.897 г/см^3 (тяжелая нефть). Проведенные исследования показали, что в околокритических и надкритических областях углеводородные газожидкостные системы (нефти, газоконденсатные системы) образуют особые устойчивые системы с дифференцированным составом и фазовым состоянием по разрезу камеры PVT. Подобная дифференциация наиболее проявляется при растворении в газе значительного количества конденсата или нефти плотностью более 0.800 г/см^3 , несмотря на интенсивное перемешивание или стабилизацию. Газожидкостные системы, образующиеся в нижней части камеры PVT, имеют значительно более низкое газосодержание и более высокую плотность растворенной нефти, повышенное содержание смол и асфальтенов относительно систем, образующихся в верхней части камеры PVT.

Пластовые газожидкостные системы с дифференциацией свойств и фазового состояния могут образовываться в природных резервуарах большой мощности в результате различной способности компонентов нефти растворяться в газе и действия гравитационных сил [165].

Подобные системы будут также образовываться при закачке газа в газонефтяные пласты при реализации методов увеличения нефтегазоконденсатотдачи, что необходимо учитывать при проектировании разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений.

ВЫВОДЫ

1. Показана особенность фазового поведения газожидкостных систем, которые в зависимости от состава и термобарических условий будут пребывать в газоконденсатном, критическом и жидкостном состоянии.

В критической области наблюдается неустойчивое фазовое поведение системы, постоянный переход из газообразного в жидкостное состояние и наоборот. При снижении давления такая система переходит в устойчивое газожидкостное состояние.

В жидкостной области фазовой диаграммы предполагается нахождение системы в жидком состоянии при высоких давлениях и переход ее в двухфазное состояние при снижении давления в камере фазовых равновесий. Причем, переход в двухфазное состояние у исследованных систем происходит практически мгновенно, при этом газожидкостная смесь разделяется на газ и жидкость в объемных соотношениях близких к 40 и 60%.

2. Впервые установлено, что в диапазоне изменения температур 253-473 К, переход газожидкостных систем в ту или иную область фазовой диаграммы, в основном, связан с содержанием в системе $C_{5+в}$. Так, системы, составленные из метанового газа и $C_{5+в}$, будут вести себя как газоконденсатные, если содержание $C_{5+в}$ не превышает 1000 г/м^3 сухого газа. Переход системы в критическую область наступает при увеличении содержания $C_{5+в}$ более 1000 г/м^3 сухого газа.

Метановая газоконденсатная система с содержанием $C_{5+в}$ до 1000 г/м^3 сухого газа остается газоконденсатной при добавлении в нее гомологов метана до 15 % или углекислого газа до 30 % мол.

Сероводород оказывает существенное влияние на фазовое поведение системы: при добавлении в систему метановый газ – $C_{5+в}$ сероводорода порядка 25-30 % мол. переход системы в критическое состояние наблюдается при содержании $C_{5+в}$ близких к 700 г/м^3 сухого газа.

3. Составлен банк экспериментальных фазовых диаграмм газожидкостных систем с различным содержанием метана, углекислого газа, сероводорода и жидкой углеводородной фазы. Определены критические параметры исследованных газожидкостных систем.

Сопоставление экспериментально и аналитически определенных критических параметров показало, что в определенных интервалах давлений и температур можно применять наиболее точный графоаналитический метод их определения Г.С.Степановой. Следует отметить, что недавно разработанное А.И.Брусиловским обобщенное уравнение состояния и модификации способов расчетов позволяют повысить точность моделирования углеводородных систем в критических областях. В целом, при изучении сложных газожидкостных систем рекомендуется использовать экспериментально определенные критические параметры.

4. Выявлено новое состояние газожидкостных систем с высоким содержанием высококипящих углеводородов в закритических областях, характеризующееся наличием в камере PVT одновременно систем в газообразном и жидком состоянии с плавным переходом из первого во второй. При этом наблюдается отсутствие границ раздела пластовая нефть – пластовый газ и явно выраженная дифференциация по газосодержанию, плотности растворенной жидкости и других ее физико-химических свойств по разрезу камеры фазовых равновесий.

ГЛАВА VI
МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ АСТРАХАНСКОГО
ГКМ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ
ХАРАКТЕРИСТИК С ДИФФЕРЕНЦИАЦИЕЙ СОСТАВА ПЛАСТОВОЙ
СМЕСИ ПО ПЛОЩАДИ

*6.1. Геофизикохимическое и термодинамическое моделирование
формирования АГКМ и прогноз нефтегазоносности
глубокозалегающих палеозойских отложений*

Исследования физикохимических и термодинамических характеристик различных ГЖС позволили оценить условия формирования и прогнозировать возможные фазовые превращения пластовых систем АГКМ и КНГКМ, уникальных по запасам, составу и термобарическим условиям.

Для комплексной оценки условий формирования сероводородсодержащих месторождений Астраханского, Карачаганакского, Тенгизского и др. изучены процессы генерации, растворения, миграции и аккумуляции палеотектоническими, геохимическими и термодинамическими методами. В результате разработана геофизикохимическая модель, которая представляет возможность количественного прогноза составов и свойств пластовых газожидкостных систем по разрезу и площади месторождений. Геофизикохимическая модель базируется на следующих позициях [77, 79, 127, 138, 171, 177, 179, 180]:

- принципе раздельной генерации жидких и газообразных УВ в наиболее благоприятных для этого зонах;
- возможности реконструкции “палеонефти” и “палеогаза” по генетическим и другим показателям;
- наличии эффекта “термодинамической памяти”, выражающегося в растворении “палеонефтей” в “палеогазах” (в камере PVT) и переводом систем в закритическое состояние (см. главу V), что

позволяет фактически воспроизводить современные реальные пластовые газожидкостные системы (ПГЖС).

Сложные геолого-литологические условия пластов Прикаспийской впадины определяют необходимость применения нескольких опорных геохимических горизонтов [38, 39]. В условиях солянокупольной тектоники и чередования терригенных и карбонатных отложений Прикаспийской впадины нами [127] выделены три опорных геохимических горизонта.

Первый опорный горизонт (100-150 м от поверхности) контролирует процессы формирования ПГЖС в надсолевых горизонтах до кунгурских соляных толщ, прогнозы осуществляются по аномальным газовым полям [179]. Для установления характера насыщения вероятных залежей результаты проведения газовой съемки сравниваются с основными свойствами ПГЖС в нормальных термобарических условиях (табл.1.3). Для составления таблицы использован [171] анализ ПГЖС более 300 залежей нефти и газа различных районов России и Ближнего Зарубежья. В табл.1.3, кроме составов газообразных и жидких УВ систем, приведена вероятность прогноза залежей геохимическими методами. В табл.6.1. представлены результаты прогнозов, проведенных по аномальным газовым полям, полученным в результате геохимических исследований при поисках Бугринского газового месторождения (Астраханская область) и газоконденсатного месторождения Андыген (Узбекистан) [171].

При отсутствии данных газовой съемки прогнозирование залежей УВ проводится с использованием состава и свойств базовых ПГЖС. Как следует из табл.6.1, существует высокая вероятность прогнозирования надсолевых газовых и газоконденсатных залежей прямыми геохимическими методами по опорным геохимическим горизонтам. Нефтяные залежи, особенно насыщенные тяжелой нефтью, таким способом однозначно не прогнозируются.

Второй опорный горизонт расположен под региональным высокоэффективным экраном (толщей Кунгурской соли). Как было показано

**ПРИМЕРЫ ГЕОФИЗИКОХИМИЧЕСКОГО ПРОГНОЗА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГАЗОВОЙ СЪЕМКИ И ПО БАЗОВЫМ
МОДЕЛЯМ ПГЖС
(нормальные термобарические условия залегания)**

	Газовое месторождение	Газоконденсатное месторождение	Нефтяное месторождение	
Месторождение	БУТРИНСКОЕ	АНДЫГЕН	ВЕРБЛЮЖЬЕ	
Геологический возраст	ТРИАС	МЕЛ и ВЕРХНЯЯ ЮРА	Изалежь, ЮРА (байосс)	2 залежь, МЕЛ
Глубина залегания залежи	2740-2792 м	1000 м	1640-1638 м	862-868 м
ОСНОВА геохимического прогноза (газовая съемка)	В интервале глубин 100-150м, аномальные газовые показания (АГП) по метану в 100 раз превышают фоновые значения	В интервале глубин 150м аномальные газовые показания (АГП) в 20-30 раз превышают фоновые значения. Состав газа (% мол.): C ₁ -91.5; C ₂ -4.9; C ₃ -2.8; C ₄ -0.8	Скв. 4 Верблюжья Не проводилась	Скв.9 Верблюжья Не проводилась
Состав газа в залежи: % об.	Фактический состав:	Фактический состав:	Фактический состав:	Фактический состав:
C ₁	93.25	91.20	84.41	94.01
C ₂	0.07	4.6	6.15	1.78
C ₃	0.02	2.1	1.93	0.87
C ₄	0.01	1.8	0.7	0.28
C _{5+в}	-	-	0.31	сл.
N _{2+редк.}	5.35	-	6.49	3.07
ρ _{нефти} г/см ³	-	-	0.7961	0.9150
Геофизикохимический ПРОГНОЗ по базовым МОДЕЛЯМ	Газовая система (легкий газ)	Газоконденсатная система (легкая газовая фаза)	Газоконденсатная система (утяжеленная газовая фаза)	1. Газовая система (легкий газ) 2. Нефтяная система (тяжелая окисленная нефть)

выше, основная часть запасов УВ сырья сосредоточена в подсолевых горизонтах. Второй опорный горизонт на Астраханском своде (3900-4100 м) отражает геохимические и термодинамические процессы, проходящие в карбонатных толщах среднего и нижнего карбона до верхнего девона, на Карачаганакской площади - в карбонатных толщах нижней перми, среднего и нижнего карбона. Геохимическими и термодинамическими особенностями подсолевых карбонатных толщ являются наличие в составе пластовых систем сероводорода и углекислого газа; аномально высокие давления и температура. Следовательно, ПГЖС находится в особых (жестких) термобарических условиях. Состав и свойства типичных ПГЖС, которые находятся в жестких закритических термобарических пластовых условиях, приведены в табл.1.4. Такие (жесткие) термодинамические условия будут определять поведение ПГЖС от второго до третьего опорного геохимического горизонта.

Третий опорный горизонт связан с изменением литологии, замещением карбонатных пород в верхнем девоне терригенными, в результате чего происходит изменение состава газовой составляющей ПГЖС (значительное уменьшение практически до "0" содержания сероводорода).

Астраханское ГКМ приурочено к центральной части Астраханского свода – крупной палеозойской структуре II порядка с размерами, по оконтуривающей изогипсе минус 4100 м, 45 – 110 км. Продуктивные горизонты ряда залежей с высоким содержанием кислых компонентов приурочены к башкирским органогенным известнякам среднего карбона, повсеместно перекрыты сверху глинисто-карбонатными породами ассельско-артинского возраста, которые повсеместно с солевой толщей кунгура рассматриваются в качестве флюидоупора.

Литологическая и тектоническая обособленность Астраханского свода явились благоприятным фактором для образования замкнутой, изолированной газогидродинамической системы с особыми условиями для накоп-

ления углеводородов, образования сероводорода и углекислого газа, возникновения аномально высоких пластовых давлений [1, 2, 14-16, 32-34, 84, 137].

Согласно [147], превышение замеренных пластовых давлений над гидростатическими, появление АВПД наблюдается при погружении нефтематеринских пород в процессе формирования месторождения (см. схему формирования АКГМ на рис. 6.1) и образовании изолированного подземного резервуара.

Формирование АКГМ [127] (рис. 6.1) обусловлено палеотектоническими, геохимическими и термодинамическими процессами, проходившими в карбонатных толщах среднего и нижнего карбона, от II опорного геохимического горизонта до III.

Процесс формирования мог происходить в конце карбона [39, 202], когда в каменноугольных отложениях на месте Астраханского ГКМ была образована нефтяная залежь. Глубокий размыв на рубеже карбона и перми привел, по-видимому, к разрушению залежи и дегазации пластовой системы. К концу перми нефтематеринские нижнекаменноугольные породы вошли в нижнюю газогенную зону, а верхняя часть разреза карбона оставалась в условиях главной зоны нефтеобразования. На протяжении мезозоя основной объем нефтегазоматеринской толщи находился в нижней газогенной зоне. Поступающие в залежь дополнительные порции газа постепенно оттесняли нефть вниз по массивному резервуару, о чем свидетельствуют многочисленные признаки нефти в газонасыщенной части залежи. При этом происходило частичное растворение легких компонентов нефти в газе, особенно усилившиеся после возникновения в пластовой системе АВПД. Так, в настоящее время, пластовое давление на глубине 4000м составляет 61.3 МПа, пластовая температура 383 К.

Работы [39, 202] показывают, что нефтегазоматеринские толщи не могли обеспечить все запасы УВ, обнаруженные и прогнозируемые в этой зоне. Очевидно, крупным очагом нефтегазообразования явился Сарпинский прогиб, примыкающий с юго-запада к Астраханскому своду.



Рис.6.1. СХЕМА ФОРМИРОВАНИЯ АГКМ

Палеотектонические построения свидетельствуют о том, что нефтематеринские породы ($D_3 - C_2$) в Сарпинском прогибе и на периферии Астраханского свода к концу каменноугольного периода погрузились на глубину более 2000 м. Температура на этих глубинах составляла от 58 до 116°C, что обеспечило условия интенсивной генерации УВ. К концу карбона, в результате латеральной миграции УВ, могла образоваться нефтяная или газовая залежь. На рубеже карбона и перми происходили интенсивные денудационные процессы, приведшие к частичному разрушению палеозалежи. После накопления региональной кунгурской сульфато-галогенной покрывки нефтегазогенерационный потенциал материнских пород был практически исчерпан, и во вновь образовавшуюся ловушку на Астраханском своде поступали, преимущественно, газообразные УВ. Сравнительно невысокий газоконденсатный фактор может свидетельствовать о растворении в газе небольшого количества нефти, оставшейся от разрушенной палеозалежи. Следовательно, фазовое соотношение УВ на АГКМ в большей степени обусловлено латеральной миграцией УВ из Сарпинского прогиба и глубокопогруженных окраин Астраханского свода, где нефтематеринские породы в послепермское время вступили в зону глубокого мезокатагенеза ($MK_3 - MK_4$).

В целом, характеристика разреза, условия осадконакопления, термобарические факторы привели к тому, что каменноугольные отложения на Астраханском своде явились, в большей степени, продуктами газообразных, чем нефтяных УВ [167, 201]. Так, средний состав ПГЖС АГКМ составляет (% мол.): $C_1 = 51.67$; $C_2 = 2.45$; $C_3 = 0.92$; $C_4 = 0.59$; $H_2S = 25.34$; $CO_2 = 14.62$; $N_{2+ред} = 0.7$; $C_{5+в} = 3.65$. В % масс. газообразных компонентов – 81.9, жидких компонентов – 19.1.

Для разработки геофизикохимической модели формирования АГКМ (рис.6.2) были использованы схема формирования (рис.6.1) и результаты геохимического моделирования. Составы “палеогаза” и “палеонефти” и результаты растворения “палеонефти” в “палеогазе” в закритических [127, 138, 177] термобарических условиях приведены в табл.6.2. Как следует из

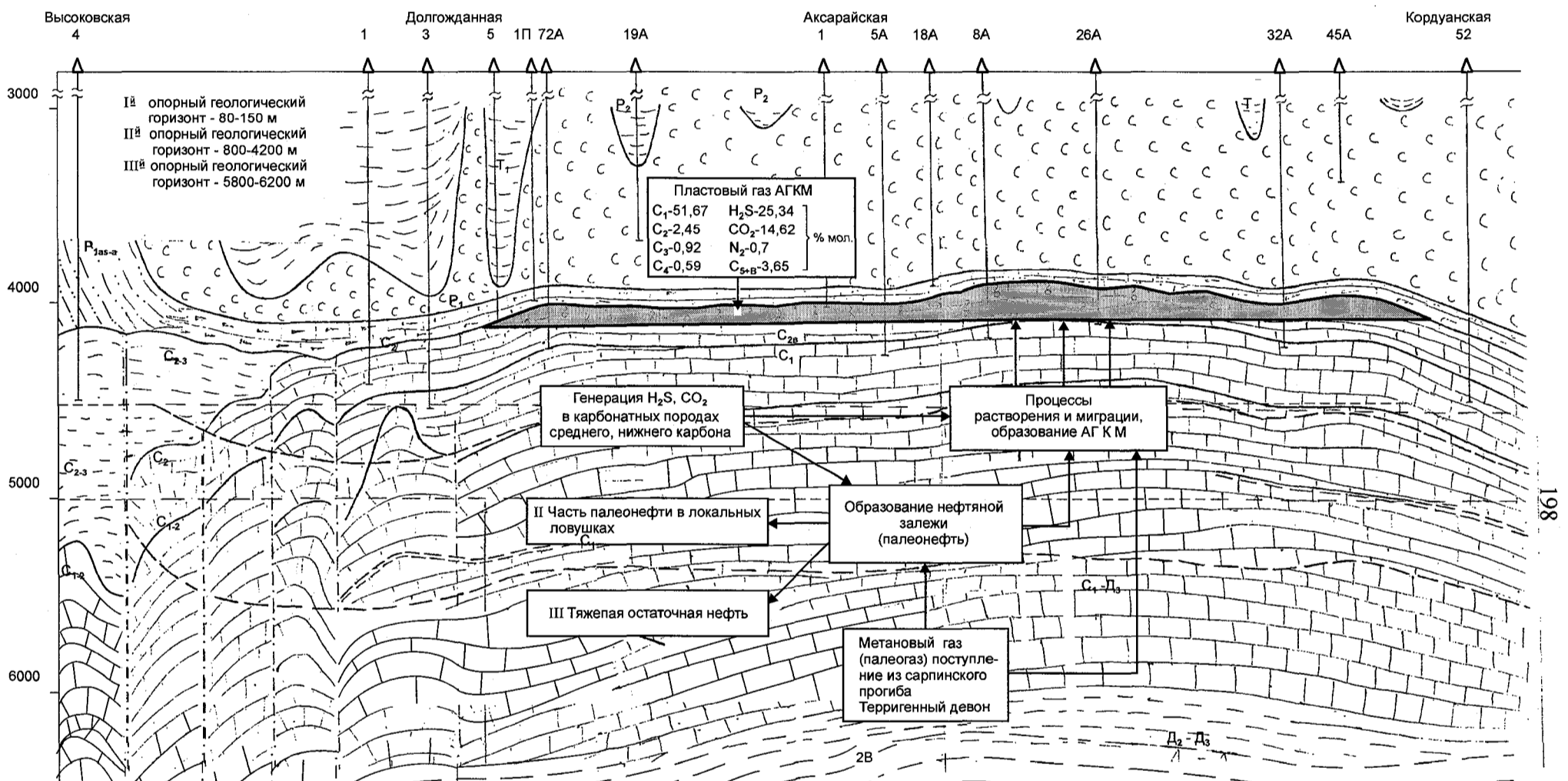


Рис.6.2. Геологический профильный разрез Ю-3 части Астраханского свода и схема формирования АГКМ

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ АСТРАХАНСКОГО ГКМ

"ПАЛЕОНЕФТЬ" АРОМАТИЧЕСКОГО ТИПА $\rho_n - 0.839 \text{ т/м}^3$	РАСТВОРЕНИЕ НА УСТАНОВКЕ PVT Результаты $P_{\text{раст}} = 80.4 \text{ МПа}$ $T_{\text{раст}} = 423 \text{ К}$	"ПАЛЕОГАЗ" состав (% мол.):		
		$C_1 - 60.1$ $C_4 - 0.09$ $N_2 - 1.69$	$C_2 - 0.9$ $H_2S - 25.0$	$C_3 - 0.12$ $CO_2 - 12.0$

Уровни отбора камеры PVT	Плотность жидкой фазы, т/м^3	Газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Соответствие газожидкостным параметрам по глубине АГКМ	Условные запасы жидких УВ, %
ВЕРХ-1	0.802	3698	Газоконденсатная система АГКМ 3900-4200 м (H_2S ; CO_2)	35-40% I ЗОНА
2	0.812	3412		
3	0.838	1306	Газонефтяная система, близкая к "палеонефти" 4200-6000 м (зональные и локальные экраны)	35-40 % II ЗОНА
4	0.851	1000		
НИЗ-5	0.891	393	Тяжелая остаточная нефть- аналог филипповский горизонт АГКМ	20-30% III ЗОНА

табл. 6.2, "палеогаз" составлен из метанового газа, содержание $C_1 > 97\%$, и углеводородных компонентов: сероводорода и углекислого газа, что согласуется с литологическими и геохимическими аспектами схемы формирования АГКМ. В качестве "палеонефти" выбрана нефть метаноароматического типа плотностью 0.839 г/см^3 и молекулярной массой 220. Подобный состав нефти при растворении в "палеогазе" наиболее близко воспроизводит газоконденсатную систему АГКМ [98]. Существенной особенностью термодинамического моделирования формирования АГКМ является то, что при растворении в камере "PVT" фиксируются три характерные зоны с различными свойствами ПГЖС:

- ПГЖС верхней зоны камеры PVT, основные параметры соответствуют газоконденсатной системе продуктивного горизонта АГКМ;
- ПГЖС средней зоны соответствует газонефтяной системе, близкой к палеонефти (увеличение плотности жидкой фазы, уменьшение газосодержания по сравнению с верхней частью камеры PVT). Такой нефтью, возможно, насыщены локальные структуры в среднем и нижнем карбоне;
- ПГЖС нижней зоны по свойствам соответствует тяжелой остаточной нефти, образовавшейся после растворения и дальнейшей миграции легких компонентов, аналог - нефть филипповского горизонта АГКМ.

При прогнозировании вероятных залежей УВ в подсолевых отложениях особый интерес представляет третий уровень отбора из камеры PVT (табл.6.2), где возможно формирование газонефтяных систем, свойства которых практически будут повторять свойства "палеонефти". Запасы жидких компонентов в этой зоне достаточно велики и сравнимы с запасами жидких компонентов $C_{5+в}$ на Астраханском ГКМ. Данные запасы жидких УВ располагаются в ловушках под литологическими или термодинамическими экранами (покрышками) на глубинах от 3800 до 6000 м и более.

6.2. Особенности геологического строения, термобарических и газодинамических характеристик АГКМ

Схема строения продуктивной толщи АГКМ приведена на рис.6.3. Мощность газонасыщенной толщи изменяется от 40-76 м, соответственно, в северной и северо-западной зонах (скв. 25, 12) до 176-187м в центральной зоне (скв. 26, 8) левобережной части месторождения. В восточной и юго-западной зонах месторождения газонасыщенная мощность составляет, соответственно, 100 м (скв.5) и 101-125 м (скв.32, 17). Такое распределение мощности газонасыщенной толщи связано с неодинаковой стратиграфической полнотой ниже-верхнебашкирских отложений на структуре Астраханского свода и положением ГВК, имеющего пологий уклон с северо-востока на юго-запад от минус 4063 м (скв.40 Астраханская) до отметки минус 4132 м (скв.72).

Доминирующая роль в разрезе АГКМ играют органогенно-детритовые известняки водорослевого и поликомпонентного состава. Они образуют мощные (до 10-12 м) пласты и переслаиваются нередко органогенно-обломочными разностями.

Продуктивные горизонты представлены неравномерным чередованием проницаемых, пористых, слабопористых и плотных известняков, неравномерно трещиноватых и участками кавернозных, характеризуются очень низкими значениями проницаемости, которые на один-два порядка ниже, чем проницаемость карбонатных коллекторов других газоконденсатных месторождений. Коллекторам пористого типа соответствует коэффициент открытой пористости $10.5 \div 15.0$ и коэффициент проницаемости $0.78 \div 3.62 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Коллекторам пористо – трещиноватого и трещиновато-пористого типов соответствует коэффициент открытой пористости 3-11% и коэффициент трещинной проницаемости $5 \div 20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, который в отдельных пропластках может возрастать до $1 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$. Подобные коллекторские свойства пластов АГКМ обуславливают необходимость, для

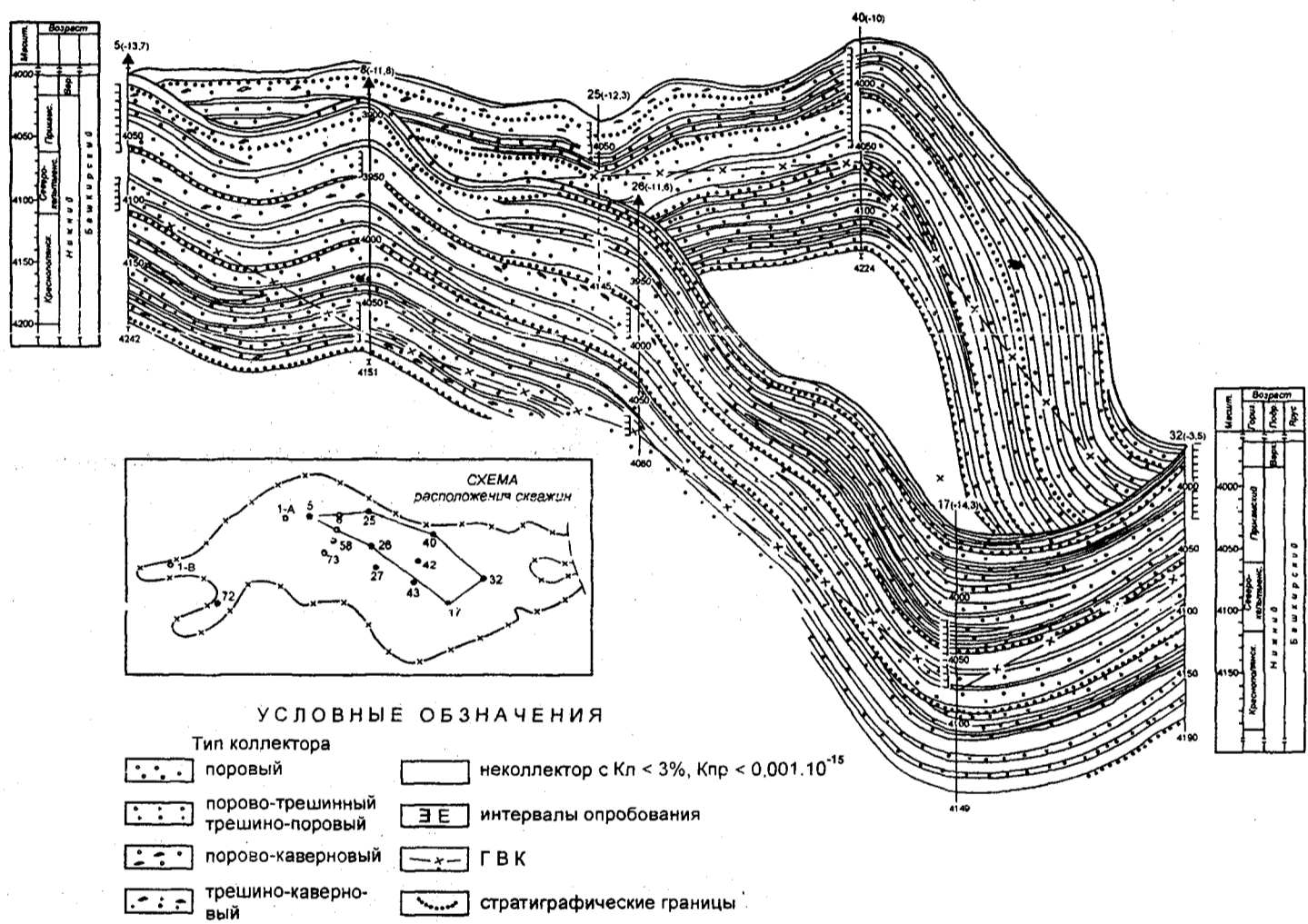


Рис. 6.3 Схема строения продуктивной толщи АГКМ

обеспечения средних дебитов 300-400 тыс.м³/сут., создания значительных, порядка 8-15 МПа, депрессий на призабойные зоны пластов.

Значительные размеры АГКМ, сравнительно большая мощность продуктивной толщи, сложное строение трещиновато-пористых коллекторов с низкими фильтрационными характеристиками, существование аномально высоких пластовых давлений свидетельствует об уникальности газодинамических параметров месторождения. Процессы перераспределения пластовой энергии протекают в течение длительного времени. Поэтому в большинстве случаев длительная остановка скважин (порядка месяца и более) недостаточна для полного восстановления пластового давления.

Согласно [42], процесс фильтрации в трещиновато-пористом коллекторе при снижении или восстановлении давления в скважине рассматривается как процесс, происходящий в трех зонах пласта.

I зона – зона пористой низкопроницаемой матрицы, которая реагирует на изменение давления в последнюю очередь.

II зона – зона систем трещин в области пласта, которая дренируется данной скважиной.

III зона – трещиноватая зона вокруг скважины, в первую очередь реагирующая на изменение давления.

Первая зона связана с практически восстановленными давлениями, которые на разных периодах разработки изменяются от начальных пластовых давлений, определенных до начала разработки в процессе разведки АГКМ, до текущих пластовых давлений (давлений в пористой матрице).

Начальные термобарические условия залежи были изучены автором [118, 128] в процессе разведочного бурения и начала ОПЭ. Глубинными замерами охвачена, в основном, вся площадь АГКМ.

В работе [118, 131] показано, что процессы перераспределения давления, в связи с низкими фильтрационными характеристиками, протекают в течение длительного времени, поэтому длительные остановки скважин при исследовании иногда бывают недостаточными до полного восстановления давления. Полученные после восстановления забойные

давления уточнялись экстраполяцией кривых восстановления давления методом Хорнера. Результаты замеров приведены в табл. 6.3. Начальное пластовое давление по АГКМ, определенное как среднеарифметическое на абсолютную отметку минус 4100 м, составляет 61.28 МПа.

Вторая и третья зоны фильтрации характеризуется динамическим пластовым давлением ($P_{пл\ дин}$). В этих зонах фильтрация пластового газа будет происходить за счет $\Delta P_{дин}$

$$\Delta P_{дин} = P_{пл\ дин} - P_{заб} \quad (6.1)$$

При длительном отборе флюида в процессе разработки к работе будет постепенно подключаться пористая матрица.

Следовательно, в процессе разработки для газодинамических расчетов следует оперировать следующими пластовыми давлениями:

- 1) текущим пластовым давлением;
- 2) динамическим пластовым давлением.

Данные газодинамические особенности поведения пластов на АГКМ подтверждаются результатами исследований скважин на стационарных и нестационарных режимах.

Индикаторные линии скважин Астраханского ГКМ аномальны, что отражает особенности процессов, проходящих при фильтрации флюида в трещиновато-пористой среде. Данные аномалии выражаются в том, что индикаторные кривые, полученные по результатам исследований скважин АГКМ, не проходят через начало координат и отсекают на оси $\Delta P^2 = (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)$ отрезок φ [102, 115].

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = AQ + BQ^2 + \varphi, \quad (6.2)$$

$$\varphi = 2P_{пл} \sigma + \sigma^2,$$

где $\sigma = \Delta P = P_{пл} - P_{пл\ дин}$.

Следовательно, использование при построении индикаторных линий текущих $P_{пл}$ приводят к появлению на оси давлений отрезка φ . В этом заключается газодинамическое отличие АГКМ от месторождений с высокопрони-

Таблица 6.3

Результаты определения начальных пластовых давлений на скважинах АГКМ

№ скв	Интервал перфорации, м	Дата замера	Время остановки, ч	Глубина замера, м	$P_{\text{зам}}$, МПа	Рпл, рассчитанные по методу Хорнера на середину интервала, МПа	Рпл, уточнен, на отметку 4100 м, МПа
17	4047-4000	28.07.84	349	4020	60.84	—	61.19
42	3980-3910	14.08.86	938	3950	60.80	—	61.48
45	4040-3964	18.09.86	211	4030	60.87	—	61.12
32	4020-3958	28.06.83	59	3940	55.26	61.07	61.45
40	4040-3959	28.02.85	458	3900	57.84	61.09	61.45
73	4012-3980	27.09.85	267	4000	57.77	60.59	60.70
72-Р	3988-3976	21.11.87	168	3990	54.90	59.83	61.55
5	4050-3995	8.09.76	9.8	4022	59.46	61.79	62.10
8	3936-3915	1.12.79	3.5	3925	55.80	59.55	60.17
27	3997-3952	5.12.86	175	3975	60.56	—	61.12
25	4085-4076	26.12.81	47	4040	61.29	—	61.72

цаемыми коллекторами, где в процессе исследований скважин при переходе с режима на режим пластовое давление в зоне фильтрации устанавливается в основном за несколько часов, то есть практически автоматически. На скважинах АГКМ, как уже отмечалось, время восстановления $P_{заб}$ до $P_{пл}$ текущего при тех же условиях исследований доходит до нескольких месяцев.

Для определения $P_{пл\ дин}$ уравнение притока $P_{пл\ дин}^2 - P_3^2 = AQ_{см} + BQ_{см}^2$ рассматривается при условии $Q_{см} \Rightarrow 0$, тогда $P_3 = P_{пл\ дин}$. По результатам исследований скважины на нескольких режимах с замером P_3 и $Q_{см}$ строится график $P_3^2 \div Q_{см}$. В результате экстраполяции данной линии на ось давления определяется $P_{пл\ дин}$.

Расчеты, проведенные при построении кривых восстановления давления по скважинам АГКМ, показали, что $P_{пл\ дин}$ устанавливается после 15÷75 часов после остановки скважин. В табл.6.4. приведены значения динамических и текущих пластовых давлений по скважинам АГКМ.

Таблица 6.4

Определение пластовых давлений динамических и текущих
восстановленных на АГКМ

№ скв	Дата исслед. МСРФ	$P_{пл\ дин}$, МПа	P_3 , МПа, МНРФ				$P_{пл\ тек}$, Хорнер, МПа	Время восстановления $P_{пл\ дин}$, ч
			через 10 ч	через 24 ч	через 48 ч	через 72 ч		
922	05. 99	51.4	50.17	51.04	53.22	53.43	59.15	26
211	05. 99	46.8	45.63	45.23	46.11	46.97	55.69	68
424	05. 98	50.0	49.13	50.37	50.37	51.21	55.69	15
52	10. 98	45.5	43.78	44.53	44.91	45.59	46.46	71
99	10. 98	49.6	47.12	47.59	48.40	—	55.18	68
209	08. 98	43.0	37.23	39.38	40.79	42.95	50.73	75
72	06. 98	49.0	—	—	47.85	49.00	50.64	72
926	11. 97	58.32	58.20	58.36	58.36	58.72	60.63	22

МСРФ – метод стационарных режимов фильтрации; МНРФ - метод нестационарных режимов фильтрации

Результаты изменений начальных пластовых температур приведены в табл. 6.5. Температура газоконденсатной залежи на абсолютной отметке минус 4050 м составляет 383 К, градиент 4.2°С на 100 м.

Таблица 6.5

Начальные пластовые температуры на забое скважин АГКМ

Параметры	Скважины АГКМ										
	42	15-А	40	5-А	42	27	45	32	17	72	4 И
Глубина замера, м	4050	4040	4000	4159	3950	4070	4030	4007	4011	4064	4012
Температура, К	385	382	381	382	384	389	384	382	382	382	381

Газодинамические характеристики скважин АГКМ оценивались по результатам исследования на стационарных режимах фильтрации.

Если индикаторная кривая, зависимость между $\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_3^2$ и Q не проходит через начало координат, то это означает, что на уравнение притока влияют несколько факторов, связывающих ΔP^2 с дебитом скважины Q [43, 80, 88, 178].

Низкая проницаемость карбонатных коллекторов, длительное время выхода на стационарный режим, наличие двойной пустотности обуславливают, как уже было указано, целесообразность оперирования при обработке исследований на стационарных режимах динамическим пластовым давлением $P_{пл\ дин}$, установившимся в трещинной системе во время проведения исследований.

Использование уравнений стационарной фильтрации без учета влияния давления и температуры на вязкость и сверхсжимаемость пластовых газов оправдано для решения вопросов, связанных с проектированием разработки газовых месторождений с небольшими пластовыми давлениями до 10-15

МПа, которые эксплуатируются при депрессиях 1-5 ата. Для условий АГКМ, характеризующегося аномально высокими пластовыми давлениями и значительными депрессиями, необходимо учитывать изменения сверхсжимаемости и вязкости газа в зависимости от давления и температуры.

Для определения зависимости вязкости пластового газа АГКМ от давления при пластовой температуре 383 К, были проведены расчеты по методикам, приведенным в работах [43, 53], и аппроксимация экспериментальных данных, полученных на вискозиметре высокого давления в АНИПИгаз [116]. Результаты расчетов и экспериментов приведены в табл. 6.6, рис. 6.4.

Таблица 6.6

Результаты определения динамической вязкости
пластового газа АГКМ (Т=383 К)

Р, МПа	Вязкость, сПз				
	Расчет по методике [43]	Расчет по Старлинг-Эллингтону [53]	Расчет по методике ВолгоУрал НИПИгаз	Экспериментальные данные АНИПИгаз	Рекомендуемая формула (6.3)
61,18	0.0566	0.0996	0.0479	0.0895	0.0999
49,02	0.0495	0.0794	0.0317	0.0638	0.0790
39,22	0.0418	0.0627	0.0227	0.0332	0.0615
29,41	0.0340	0.0411	0.0163		0.0433
19,61	0.0262	0.0253	0.0117		0.0244
9,8	0.0177	0.0160	0.0084		

Наиболее близкими к экспериментальным данным оказались результаты расчетов по формулам Старлинг-Эллингтона. На основании данных, полученных экспериментальным и расчетным путем, выведено

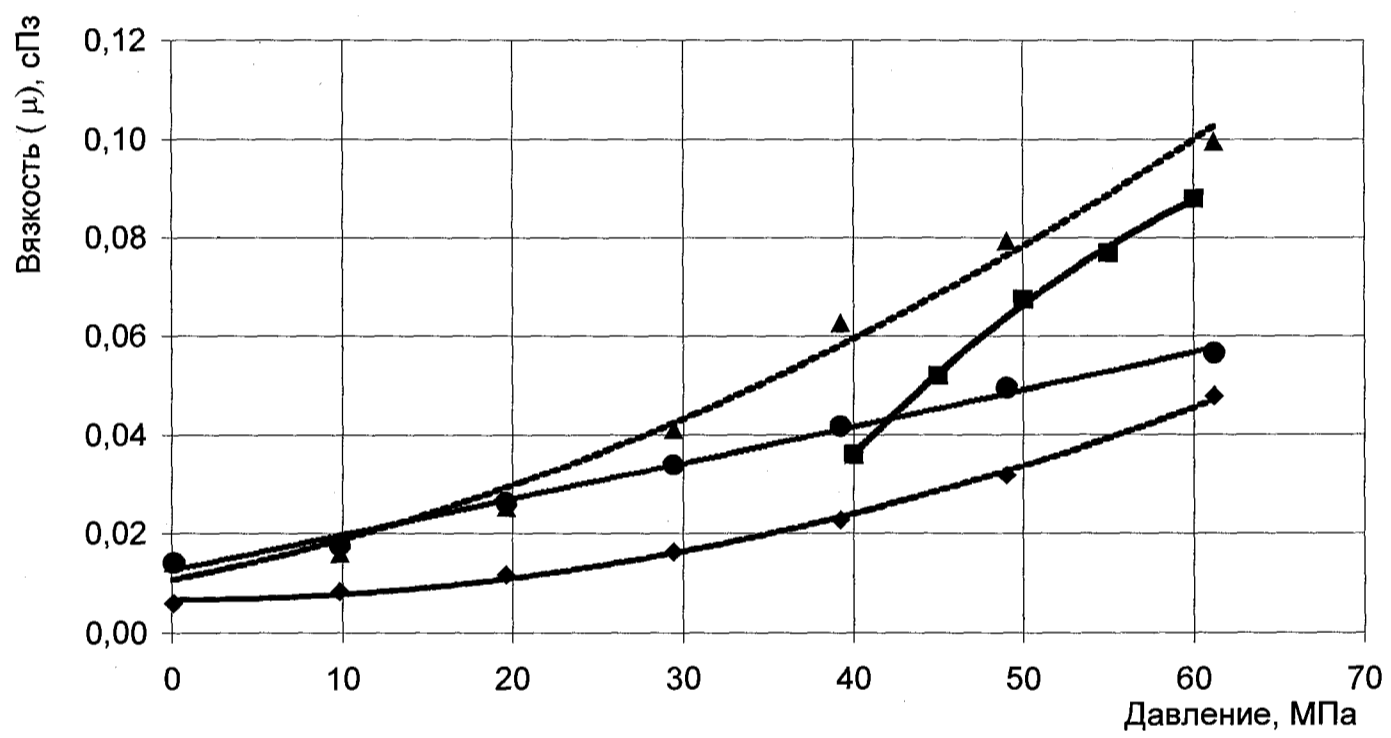


Рис. 6.4. Зависимости вязкости пластового газа АГКМ от давления.

■ - АНИПИГаз, ● - методика [43], ◆ - ВолгоУралНИПИГаз, ▲ - Старлинг-Эллингтон

аналитическое выражение для расчета вязкости пластового газа АГКМ при изменении давления, которое записывается в виде

$$\mu = 0.000000P^2 + 0.0001P + 0.0008, \quad (6.3)$$

где μ - динамическая вязкость, сПз,

P – давление, МПа.

Коэффициент корреляции при расчетах составил $R = 0.979$.

Подбор корреляционных зависимостей сверхсжимаемости Z пластового газ АГКМ от давления проводился на основании результатов экспериментальных исследований пластового газа АГКМ при давлениях выше давления начала конденсации (см. табл. 2.13). Установлено, что экспериментальные зависимости коэффициента Z от давления наиболее точно аппроксимируются выражением вида

$$Z = 0.0002298 P^2 - 0,0094950P + 1,0000000. \quad (6.4)$$

Коэффициент корреляции при расчетах составил $R = 0.992$.

Полученные корреляционные выражения вязкости и сверхсжимаемости от давления (6.3, 6.4) используются на АГКМ при обработке результатов газодинамических и газоконденсатных исследований [115].

Неучет реальных свойств газа при обработке результатов газодинамических исследований на стационарных режимах приводит к значительному искажению формы индикаторных кривых и возможным неточностям в определении параметров пласта.

Результаты исследований скважин АГКМ показали [102, 115, 118, 131], что на месторождениях со сложным геологическим строением, имеющим коллектора различного типа (пористые, трещиновато-пористые, трещиноватые и др., с низкой и сверхнизкой проницаемостью пористой матрицы), возможно получение различных видов индикаторных кривых. Так, в зонах с преимущественно пористым типом коллекторов (с относительно высокой проницаемостью) индикаторные линии, построенные с учетом и без учета реальных свойств газа, отличаются несущественно.

В зонах трещиновато-пористых (с низкой проницаемостью пористой матрицы), где наблюдается достаточно резкое снижение пластового давления в зоне отбора, реальные свойства газа, продолжительные остановки или длительный отбор существенно изменяют вид индикаторных кривых [102, 115].

В некоторых случаях причиной изменения коэффициента “А” с увеличением дебита скважин может быть увеличение проницаемости пластов в призабойной зоне за счет очистки пор и трещин от колющего материала, подключения к фильтрации дополнительных пропластков, дилатансии пористого пространства [207] и т.п.

6.3. Закономерности изменения состава пластовой смеси по площади АГКМ

Особенности геологического строения залежи, низкие фильтрационно-емкостные свойства, высокое содержание кислых компонентов в пластовой смеси, высокие значения начальных пластовых давлений и температур вызвали необходимость применения специального оборудования и разработки новых методик проведения газоконденсатных исследований скважин АГКМ. Основной задачей данных исследований является определение конденсатогазового фактора, составов и свойств газовой и жидкой фазы и расчеты составов пластовых газов. Определение данных газоконденсатных характеристик возможно после отбора кондиционных проб газа и конденсата при определенных параметрах пласта и скважин [95].

На начальных этапах исследования были получены данные, трудно поддающиеся интерпретации [110, 125]. Основная сложность оценки кондиционности результатов газоконденсатных исследований на АГКМ была связана с нечеткими представлениями о фазовом состоянии пластовой смеси. Предполагалось, что пластовая смесь находится в двухфазном состоянии, однофазном газообразном и даже жидком состоянии [19, 90-92, 167].

Величина давления начала конденсации в представлении различных исследователей изменялась от 30 до 57 МПа. Неопределенность фазового состояния пластовой смеси затрудняла интерпретацию результатов газоконденсатных исследований, оценку ее состава и, в особенности, потенциального содержания $C_{5+в}$.

Для оценки фазового состояния пластовой смеси были проведены специальные газоконденсатные исследования скважин и исследования фазовых превращений модельных и рекомбинированных пластовых систем. На первом этапе скважинные исследования проводились в процессе разведочного бурения до начала эксплуатации месторождения, что особенно важно для получения представительных результатов. Газодинамические и газоконденсатные исследования разведочных скважин, в основном, выполнены сотрудниками СевКавНИИгаз под руководством В.С.Славицкого. Практически во всех исследованиях принимали участие сотрудники Прикаспийского отделения НВНИИГГ (ПОНВНИИГГ). Анализ результатов исследований выполнен в ПОНВНИИГГ автором диссертационной работы [112,113,118,125]. При проведении газоконденсатных исследований использовались зарубежные передвижные сепарационные установки “Порта-Тест” в антикоррозионном исполнении. Были изучены газоконденсатные характеристики скважин 32, 40, 58, 73, 42, 43, 45 при различных депрессиях на пласт (от 9.0 до 52.0 МПа). Давление и температура сепарации, при которых проводили отбор проб газа и конденсата, изменялись от 3.36 до 7.62 МПа и от 301 до 315 К.

Результаты данных исследований, показанные на рис. 6.5, представляют собой отношение газоконденсатных факторов (КГФ) и плотности, наблюдаемых на каждом режиме, и максимально наблюдаемых при исследовании данной скважины. Как показано в работах [112, 113],

изменение величин $\frac{КГФ_i}{КГФ_{max}}$ и $\frac{\rho_i}{\rho_{max}}$ характеризует изменение основных

газоконденсатных характеристик скважин при изменении забойного

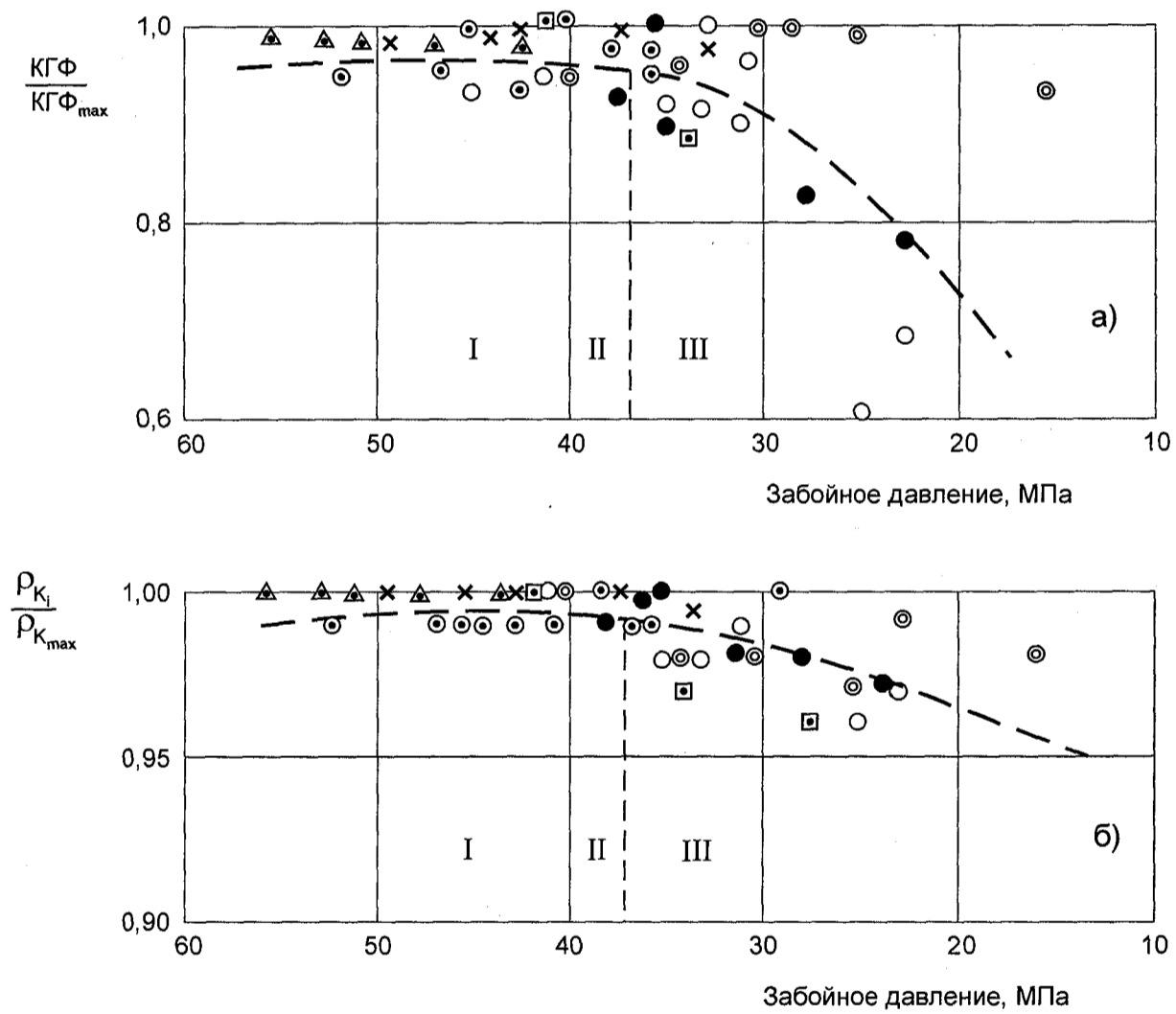


Рис.6.5. Изменение конденсатоголового фактора и плотности стабильного конденсата при различных забойных давлениях для скважин АГКМ
 ▲ - скв.42; X - скв.45; ⊙ - скв.17; ○ - скв.40; □ - скв.58; ● - скв.73;
 ⊙ - скв.32

давления на различных режимах исследования. Анализ полученных результатов (рис. 6.5) показал, что:

- в I области изменения забойного давления от $P_{пл} = 61$ МПа до $P_{опт} = 42$ МПа, КГФ и плотность конденсата практически не изменяются;
- во II области при уменьшении забойного давления от $P_3 = 40$ МПа до $P_3 = 38$ МПа наблюдается незначительное уменьшение КГФ и плотности;
- в III области дальнейшее уменьшение забойного давления более 38 МПа снижают КГФ и плотность конденсата.

Следовательно, снижение забойного давления до $P_{опт} = 38-42$ МПа не оказывает существенного влияния на газоконденсатные характеристики скважин АГКМ. При этом явного выделения жидкой фазы в призабойной зоне не происходит, и пластовая смесь в однофазном состоянии поступает на забой скважины, в основном, без потерь высококипящих углеводородов. Фракционные разгонки товарного конденсата и проб пластовых смесей, отобранных при исследовании скважины при забойных давлениях до 40 МПа, практически совпали, а при забойных давлениях ниже 38 МПа отличаются друг от друга и зависят от величины депрессии на пласт.

Вывод об однофазном состоянии пластовой смеси при пластовых давлениях выше 40 МПа подтверждается результатами исследований скв.17. При работе этой скважины на различных режимах депрессия на пласт не превышала 20.0 МПа, т.е. забойное давление не было ниже 40.0 МПа. Конденсатогазовый фактор у отбираемой пластовой смеси изменялся от 279 до 298 $\text{см}^3/\text{м}^3$ (2-3%), а плотность товарного конденсата на всех режимах работы скважины была практически неизменной и равной 0.809 $\text{г}/\text{см}^3$. Подобные результаты также были получены при исследовании скважины 42.

С 1988 г. после введения месторождения в опытно-промышленную эксплуатацию исследования эксплуатационных скважин проводятся с помощью контрольных сепараторов фирмы "Порта-Тест", установленных на

УППГ (рабочее давление до 12.7 МПа, рабочая температура до 338 К). К каждому УППГ через шлейфы подключены порядка трех десятков скважин [115,128,130,131]. Длина шлейфов составляет от 1.5 до 3.5 км, диаметр 150 мм. На период исследования скважина подключается к контрольному сепаратору, где осуществляется постоянный замер дебитов газа и нестабильного конденсата с автоматической подачей полученной информации в компьютеры УППГ и центральной диспетчерской. На УППГ установлены диафрагменные расходомеры газа (“Taylor”, ”Rosemount”) и счетчики жидкости (“Haliburton”, ”Bretco”).

Согласно классификации газоконденсатных скважин [82], добывающие скважины АГКМ, в основном, относятся к категории высокодебитных, это позволяет эксплуатировать и исследовать скважины на значительных депрессиях – 20% и более от начального пластового давления. Результаты исследований скважин АГКМ на стадии разведки и начала промышленной эксплуатации, проведенные в широком интервале забойных давлений, позволили выявить несколько условий для установления оптимальных режимов работы скважин. Так, кроме условия поддержания на забое скважины давлений не ниже 40-42 МПа, соблюдение которого необходимо для получения качественных газоконденсатных характеристик, другим необходимым условием является полный вынос жидких углеводородных компонентов из ствола скважины. Гарантированное выполнение условий выноса жидкости возможно при дебитах, превышающих МНД (минимально необходимый дебит). Расчет МНД проводится, исходя из скорости газожидкостной смеси в скважине – $v_{см}$.

$$v_{см} = 0.52 \cdot \frac{Q_{см} T Z}{9.8 P d^2}, \quad (6.5)$$

где $Q_{см}$ – тыс. м³/сут; d – сечение НКТ – см; P, T – давление (МПа) и температура (К) в расчетном сечении; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа при P_з и T_з; $v_{см}$ – скорость газоконденсатной смеси, м/с.

Согласно[44], постоянный вынос жидкости из скважины наступает при скорости смеси у башмака НКТ ≥ 4 м/с. Подставляя в формулу (6.5) значения $v_{см} = 4$ м/с, получим уравнение для МНД (Q_m)

$$Q_m = 7.69 \frac{9.8Pd^2}{TZ} \quad (6.6)$$

Рассчитанные по данной формуле величины МНД для АГКМ, в зависимости от характеристики скважин и компоновки колонны НКТ, при глубине скважин, где начинается конденсация жидких компонентов, составляют от 300 до 350 тыс.м³/сут. Исследования эксплуатационных скважин на контрольных сепараторах, смонтированных на газосборных пунктах, осложняется влиянием шлейфов. Для учета влияния шлейфа, который определяет колебания КГФ, методическим руководством [82] предлагается исследовать цикличность выноса конденсата и определять средний КГФ в течение цикла. Отбор проб на АГКМ производится при среднем значении КГФ. Учитывая, что фазовые переходы при высоких забойных давлениях происходят, в основном, в шлейфе, а в сепараторе разделение фаз, то при проведении промысловых исследований скважин рекомендуется использовать средневзвешенные значения КГФ за весь период исследования на режиме.

Полученные результаты газоконденсатных исследований скважин АГКМ указывают на существенное изменение состава и свойств пластовой смеси по площади [9, 110, 113, 121]. Данные изменения наиболее показательны для следующих компонентов: сероводорода, углекислого газа, метана и $C_{5+в}$, которые преобладают в пластовой смеси.

В результате проведенного анализа результатов исследования разведочных скважин автором было составлено распределение углеводородных компонентов и $C_{5+в}$ по площади месторождения, которое показано на рис. 6.6, 6.7. Сетью разведочных скважин было охвачено практически все АГКМ. Распределение основных компонентов по площади месторождения по данным разведки выглядит следующим образом: в

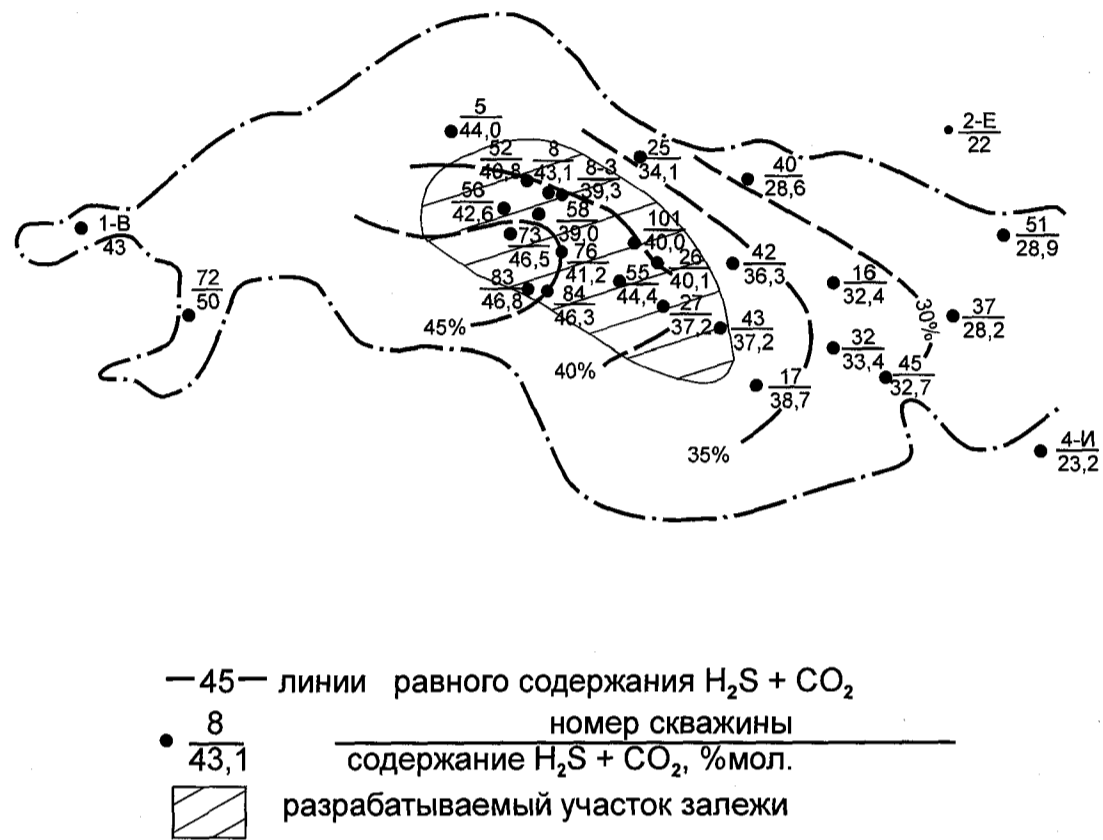


Рис. 6.6. Распределение содержания $H_2S + CO_2$ по площади АГКМ



Рис. 6.7. Распределение потенциального содержания конденсата C_{5+} по площади АГКМ

центральной (скв. 8, 26, 55, 58, 73) и западной (скв. I Воложковская и 72 Астраханская) частях АГКМ суммарное содержание сероводорода и углекислого газа составляет 45-50 %мол., в северо-восточной части месторождения содержание данных компонентов снижается, составляя в скважинах 16, 32, 42 около 33% мол., а в скважине 40 - всего лишь 25 %мол. Максимальное содержание сероводорода 25-30 %мол. и углекислого газа 18-20 %мол. отмечается в скважинах 8, 26, 55, 58, 73 Астраханских; на скважинах 16, 32, 42 содержание сероводорода составляет 22-23 %мол., углекислого газа 10% мол., снижаясь к скважине 40, соответственно, до 16.5 и 8 %мол. Между содержанием сероводорода и углекислого газа в пластовых смесях скважин наблюдается определенное соотношение, которое колеблется в пределах 1.5-2.0, в среднем составляя 1.7-1.8.

Содержание метана в пластовой смеси распределяется следующим образом: в центральной и западной частях месторождения (скв. 8, 26, 58, 72, 73) содержание метана 40-50 %мол., увеличиваясь в восточной части (скв. 4И, 16, 32, 40, 42) до 55-65 %мол.

Изучение распределения КГФ показало, что в центральной части залежи в скважинах 8, 58, 73 КГФ составляет 300-400 см³/м³ стабильного конденсата, западнее и восточнее, к скважинам 5, 16, 32, происходит снижение КГФ до 270-240 см³/м³, еще более, к периферийной части залежи (скв. 40, 72), КГФ снижается до 176-120 см³/м³. Как показывает рис.6.7, изменяется потенциальное содержание C_{5+в} в пластовой смеси АГКМ. Этот параметр колеблется в пределах от 220-280 г/м³ газа сепарации в центральной части месторождения, резко снижаясь к периферии его (скв. 40, 72), где он составляет 120-150 г/м³.

Дальнейшее изучение газоконденсатных характеристик подтвердило правомерность подобного распределения компонентов по площади АГКМ. Так, на скважинах 51 и 2 Еленовская, расположенных в северной части месторождения (51 на контуре, 2 Еленовская за контуром), содержание H₂S

и $C_{5+в}$ соответственно составило: по скв. 51 - 16 %мол., 100 г/м³, по 2 Еленовской – 12 %мол., 40 г/м³ (см. рис.6.6, 6.7).

Участок опытно-промышленной эксплуатации скважин расположен в центральной части месторождения, поэтому потенциальное содержание $C_{5+в}$, как и следовало ожидать, изменяется в пределах 240-280 г/м³ [115, 128, 130], что соответствует данным исследований разведочных скважин. Отмечается разница коэффициентов усадки, полученных при исследовании скважин через контрольный сепаратор (средний коэффициент усадки 0.620), и при исследовании с помощью передвижных установок “Порта-Тест” (средний коэффициент усадки 0.720). Одной из причин данного различия является более высокое давление сепарации на контрольном сепараторе, в среднем составляющее 7.3 МПа. Следует подчеркнуть получение при исследовании ряда эксплуатационных скважин конденсата повышенной плотности. Например, конденсат, отобраный из скважин 58 и 68 имел, соответственно, плотность 0.838 г/см³ и 0.825 г/см³.

Сопоставление средних составов пластовых смесей, полученных различными исследователями в процессе разведочного бурения и начала ОПЭ [118] для центральной части Астраханского ГКМ (табл.6.7), указывает на практическую идентичность составов пластовых газов и потенциального содержания $C_{5+в}$, полученных на различных этапах исследования месторождения.

Таблица 6.7

Средние составы пластовой смеси, полученные НВНИИГГ, ВНИИГаз, Волго-УралНИПИГаз для центральной части АГКМ [118], % мол.

Компоненты	НВНИИГГ	ВНИИГаз	Волго-УралНИПИГаз
1	2	3	4
H ₂ S	25.37	28.20	30.70
CO ₂	13.96	12.04	12.64

Продолжение табл. 6.7

1	2	3	4
CH ₄	52.83	50.90	48.33
C ₂ H ₆	2.12	2.61	2.76
C ₃ H ₈	0.82	0.99	1.10
C ₄ H ₁₀	0.54	0.83	0.59
C _{5+в}	3.96	3.91	3.79
N _{2+р}	0.40	0.37	-
Потенциальное содержание C _{5+в} на газ сепарации, г/м ³	260.0	266.0	266.0

С 1988 г. в разработку поочередно вводились эксплуатационные скважины на участках УППГ-1, 2. С 1996г. начинается эксплуатация скважин УППГ-4,6,9. К 01.01.99 г. введено в эксплуатацию 130 скважин, которые дренируют центральную часть АГКМ с запасами порядка 20% от геологических.

Динамика основных показателей разработки рис. 6.8 свидетельствует о незначительных изменениях средних значений пластовых, забойных давлений и дебитов скважин рис. 6.8 (а) в течении 1988-1998 гг. Подобные показатели – результат постоянного введения в эксплуатацию скважин на новых, не дренируемых ранее участках залежи. Важнейшим показателем разработки газоконденсатного месторождения является изменение компонентного состава в процессе добычи пластового газа. Средние составы пластового газа, в том числе и содержание жидкой фазы C_{5+в} (г/м³ газа сепарации), полученные по результатам газоконденсатных исследований, проведенных в 1988 - 1999г., приведены в табл. 6.8, 6.9.

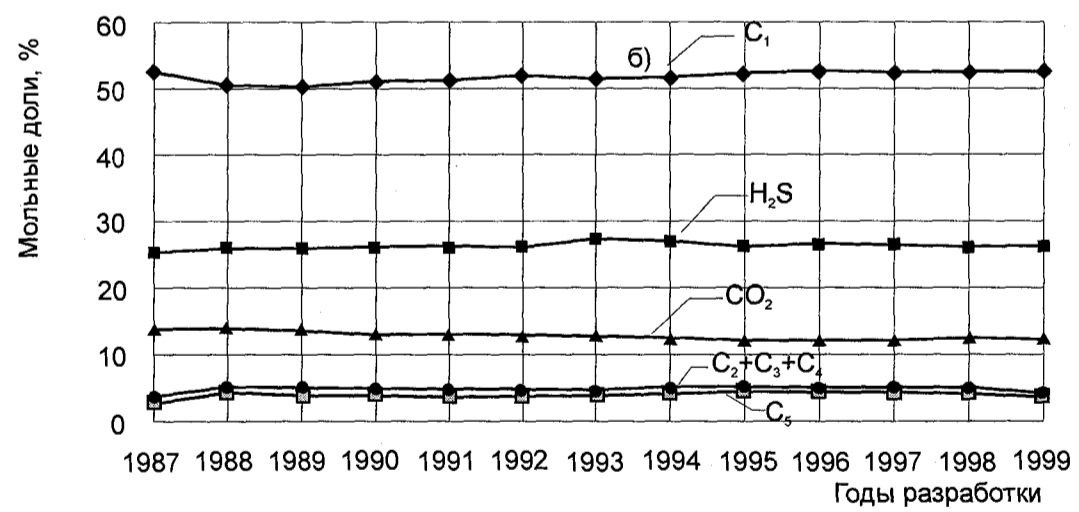
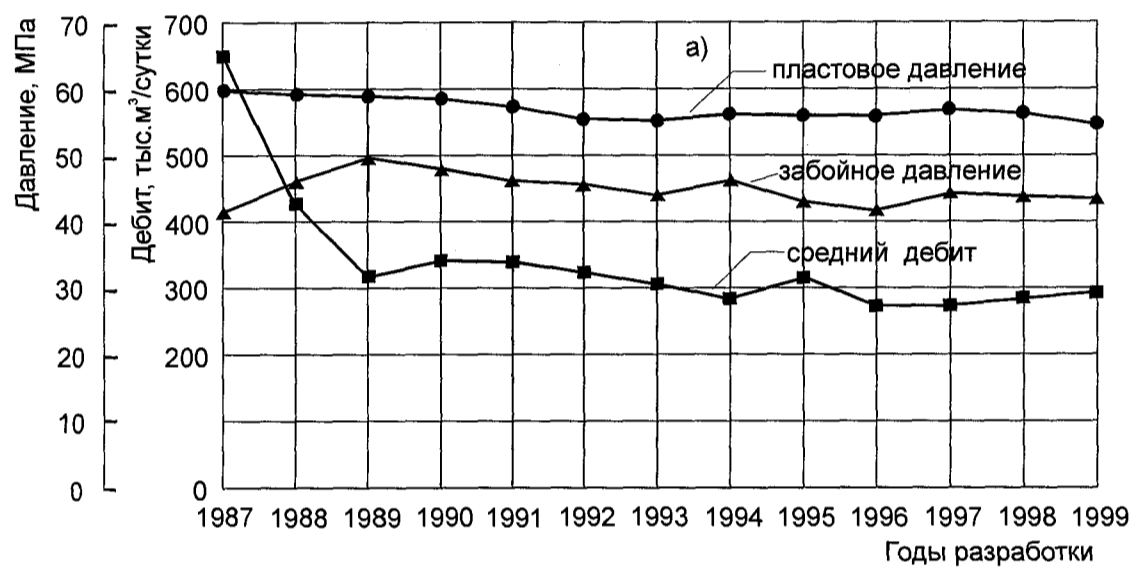


Рис.6.8. Динамика показателей разработки и состава пластовой смеси АГКМ

Таблица 6.8

Изменение средних составов пластового газа по УППГ 1,2 за 1988-1998 г.

Годы раз-ки	УППГ-1				УППГ-2			
	H ₂ S %МОЛ.	CO ₂ %МОЛ.	C ₁ +C ₂ %МОЛ.	C _{5+В} Г/М ³	H ₂ S %МОЛ.	CO ₂ %МОЛ.	C ₁ +C ₂ %МОЛ.	C _{5+В} Г/М ³
1988	26.54	14.80	52.36	262.4	25.04	13.22	55.60	258.1
1989	26.81	14.13	52.52	264.2	25.49	13.27	54.82	256.1
1990	27.16	13.84	52.62	260.2	25.26	12.64	55.53	267.2
1991	27.34	13.85	52.66	255.8	25.37	12.76	55.40	268.6
1992	27.25	13.79	52.88	253.5	25.16	12.49	56.17	269.8
1993	28.66	13.49	52.11	255.9	26.29	12.35	55.48	261.9
1994	28.67	12.82	52.37	258.5	25.69	12.32	55.98	265.5
1995	27.64	12.78	53.50	260.5	25.80	12.07	56.40	259.6
1996	27.52	13.04	53.47	265.3	25.53	11.92	56.83	262.4
1997	27.21	13.27	53.59	263.8	25.79	11.92	56.60	260.9
1998	26.28	13.62	54.66	248.8	24.44	12.20	56.73	258.1

Таблица 6.9

Средние составы пластовых смесей УППГ-1, 2, 4, 6, 9
и в целом по АГКМ за 1999г.

УППГ	Компонентный состав (% мол.)							
	H ₂ S	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C _{5+В}	C _{5+В} , Г/М ³
1	27.61	13.394	50.685	2.380	0.838	0.953	4.145	273.043
2	24.57	13.523	54.110	2.052	0.801	0.567	4.004	257.250
4	25.97	12.193	53.715	2.541	0.841	0.659	3.966	262.080
6	23.84	12.736	56.140	1.902	0.859	0.705	4.276	270.827
9	25.47	12.356	54.256	1.866	0.848	0.793	4.298	283.577
Среднее по АГКМ	25.49	12.840	53.781	2.148	0.837	0.735	4.138	269.355

Полученные результаты рис.6.8, табл.6.8, 6.9 свидетельствуют о незначительных изменениях состава добываемой продукции в процессе разработки АГКМ. Это связано с тем, что давление в призабойных зонах

скважин АГКМ поддерживается на уровне и выше давления начала конденсации.

Процессы, происходящие в призабойных зонах скважин с низкими забойными давлениями на УППГ-1, 2 существенно не изменяют термодинамические характеристики добываемой пластовой смеси. В связи с малой активностью пластовых вод при разработке реализуется газовый режим залежи [114, 119, 126, 176].

Существенное влияние на фазовые переходы газожидкостных систем оказывают физико-химические свойства растворенной жидкой фазы. Физико-химические свойства конденсатов Астраханского ГКМ приведены в табл. 6.10.

Таблица 6.10

Основные физико-химические свойства конденсатов Астраханского ГКМ

№ скв.	Забойное давление, МПа	Плотность, г/см ³	Молекулярная масса	Температура, К	Выход фракций 633 К, %масс.	Групповой состав		
						Аром.	Нафт.	Метан.
40	26.85	0.795	148	329	97.0	—	—	—
40	39.11	0.816	161	341	87.0	22.8	23.4	53.8
43	31.84	0.808	151	323	96.0	—	—	—
43	53.85	0.812	156	325	92.0	25.2	26.8	48.0
58	28.49	0.811	161	329	86.0	—	—	—
58	42.72	0.838	168	343	78.0	24.4	18.8	56.8
73	36.14	0.808	150	325	89.0	19.1	19.3	61.6
73	51.74	0.812	152	335	85.0	—	—	—
101	33.15	0.805	144	309	92.0	—	—	—
101	48.22	0.812	155	351	84.3	25.2	22.6	52.2

Результаты фракционной разгонки конденсатов различной плотности (рис. 6.9) показывают, что более тяжелому конденсату соответствует больший остаток при температуре отгона 633 К.

Наблюдаемая на Астраханском ГКМ дифференциация конденсатов по плотности и другим свойствам связана как с геологическими особенностями, так и с технологическими условиями испытания и эксплуатации скважин. Результаты изучения свойств конденсатов показывают, что при исследовании скважин 40, 43, 58, 73 и 101 после отработки их при значительных депрессиях (забойных давлениях ниже 38 МПа) наблюдалось облегчение конденсата, уменьшение его молекулярной массы, увеличение выхода фракций при температуре 633 К, в групповом составе отмечается большее количество ароматических соединений. Это связано с выпадением в пласте высококипящих углеводородов при забойных давлениях ниже давления начала конденсации. Остановка скважин или перевод их на режимы с забойными давлениями выше давления начала конденсации способствует частичному растворению высококипящих углеводородов в пластовом газе. Как следствие, извлеченный конденсат тяжелеет, увеличивается его молекулярная масса, увеличивается выход при разгонке до температуры 633 К.

6.4. Экспериментальные исследования фазовых превращений газожидкостных систем АГКМ

Сложности в проведении экспериментальных работ по оценке фазового состояния реальных газоконденсатных и газонефтяных систем послужили причиной того, что системы с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа изучались аналитическими методами. Первая расчетная фазовая диаграмма пластовой смеси АГКМ приведена в работе [89]. Исследование фазового поведения пластовой смеси проводилось аналитическим методом, основанным на вычислении парожидкостного

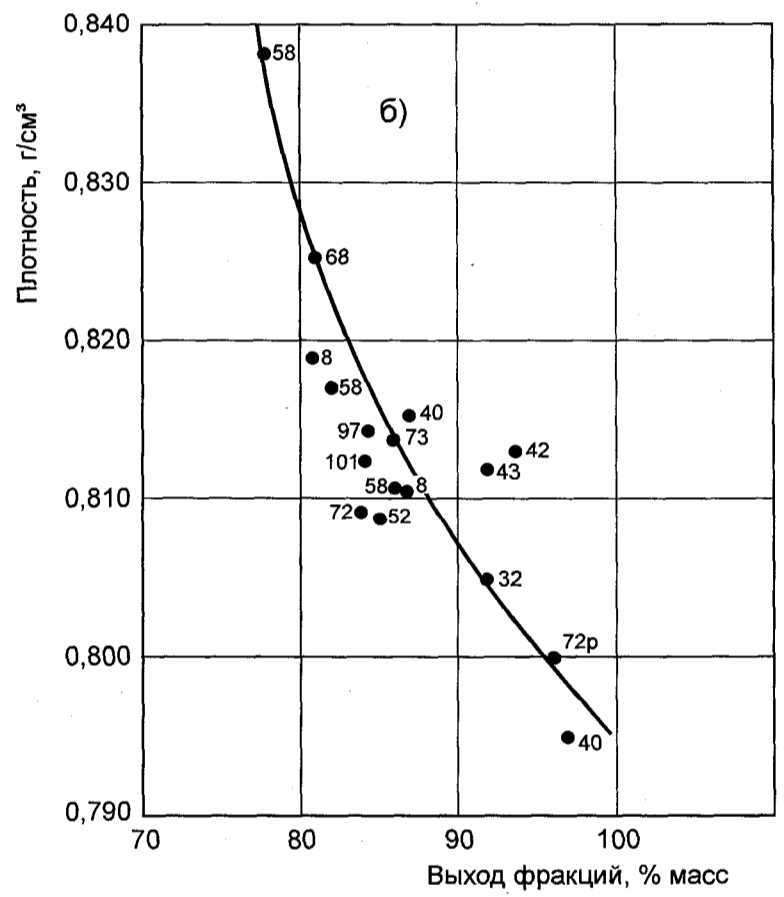
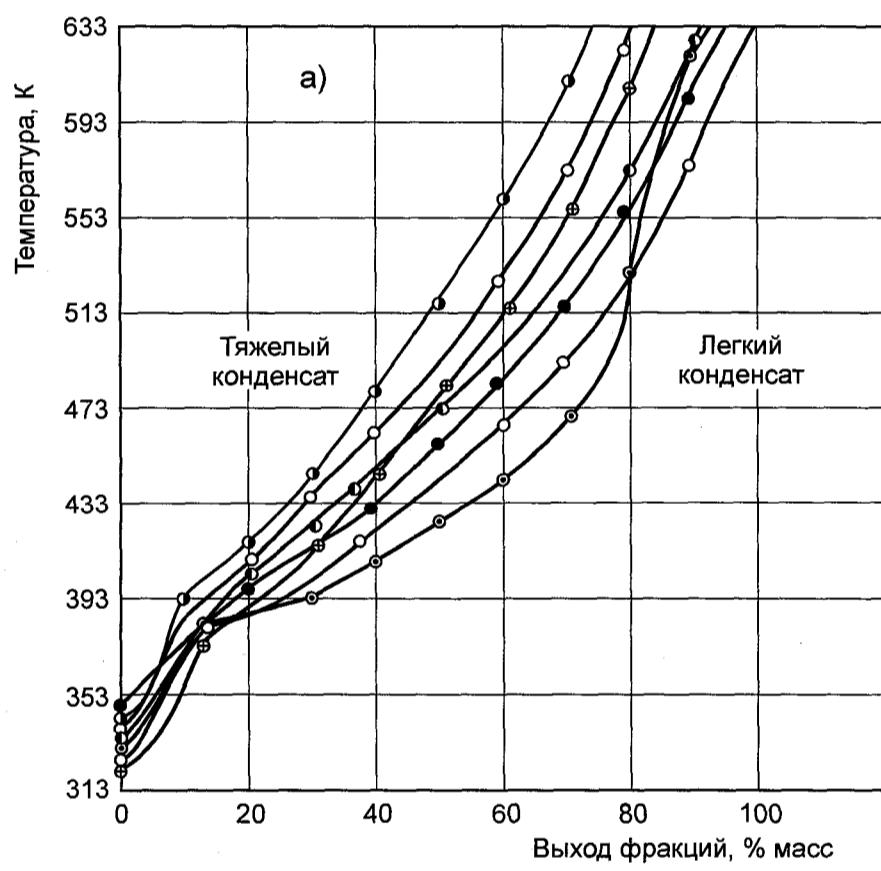


Рис. 6.9. Зависимость выхода фракции: а) от температуры предела выкипания; б) от плотности.
 Конденсаты скважин №: ● - 58, ○ - 40, ⊕ - 73, ● - 43, ● - 32, ⊙ - 72

равновесия с помощью модифицированного уравнения состояния РК. Исследовалась смесь следующего состава (% мол.): H_2S – 22,5; CO_2 – 21,55; N_2 – 1,93; C_1 – 47,53; C_2 – 1,92; C_3 – 0,93; iC_4 – 0,18; nC_4 – 0,38; $C_{5+в}$ – 3,08. Начальное пластовое давление составляло 62,2 МПа, температура 383 К.

Результаты расчетов показали, что:

- при начальной пластовой температуре 383 К давление начала конденсации составляло 25,3 МПа;
- критическое давление составило 23,2 МПа, температура 353 К;
- крикондетерма наблюдалась при 556 К, крикондебара при 25,5 МПа.

Следовательно, расчетные фазовые характеристики пластовой смеси АГКМ, полученные с помощью уравнения РК, существенно отличаются от реальных (экспериментальных) (см. рис. 2.5(б)).

В работах [19, 21, 58, 59, 90, 92, 132, 133, 165, 167] для расчетов фазовых переходов при различных давлениях и температурах было использовано более совершенное уравнение состояния Пенга-Робинсона. Построенные по результатам расчетов фазовые диаграммы пластовых смесей скважин АГКМ приведены на рис. 6.10(а). Критическая точка на расчетных диаграммах для пластовых смесей АГКМ фиксировалась в интервале температур порядка 323-343 К и давлений 20-30 МПа. Давление начала конденсации при пластовой температуре 383 К оценивалось величиной 22-23 МПа, что не существенно отличалось от реальных величин.

Расчетные изотермы контактной конденсации, показанные на рис. 6.10(б), получены Г.С. Степановой на основании данных о составе пластового газа, отобранного из скважины 8-Э АГКМ. Состав пластового газа скважины приведен в табл. 6.13. Давление начала конденсации, определенное по изотерме, рассчитанной при 383К, равно 42 МПа, что согласуется с результатами экспериментальных исследований. Однако, другие расчетные фазовые характеристики существенно отличаются от экспериментальных, а именно:

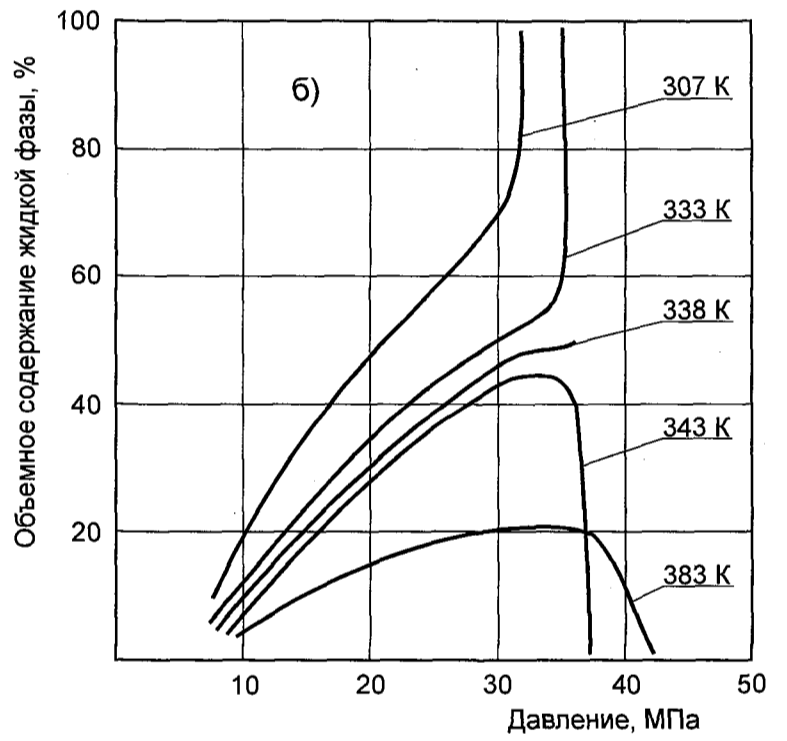
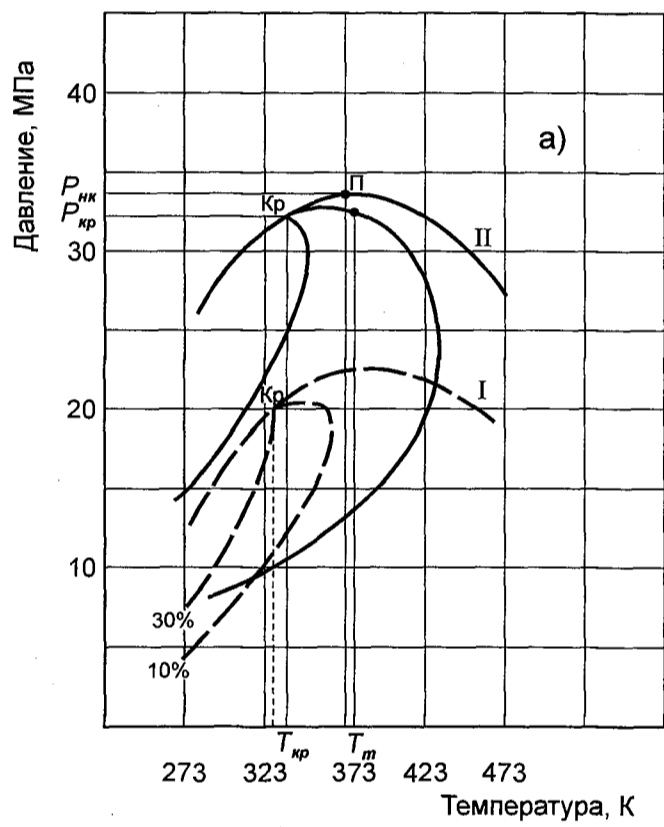


Рис. 6.10. а) расчетные фазовые диаграммы пластовой смеси скважины 32 АГКМ [165]; состав смеси (% мол.): I H_2S - 29,95; CO_2 - 19,96; N_2 - 0,93; II гипотетическая смесь без кислых компонентов и азота; б) расчетные изотермы конденсации пластовой смеси скважины 8 АГКМ [191]

- давление максимальной конденсации при $T=383$ К оценивается величиной 35,0 МПа, фактически - 12,0 – 15,0 МПа;
- объемное содержание жидкой фазы с уменьшением давления после давления максимальной конденсации резко снижается и стремится к нулю при давлении 0.1013 МПа (т.е. наблюдается полное испарение жидкой фазы); подобного феномена не наблюдалось при экспериментальных работах.
- критическая температура оценена величиной 338 К, а давление – 35 МПа, следовательно, пластовая смесь уже на устье скважин и в промысловых трубопроводах должна характеризоваться разгазированием, а не конденсацией.

Достаточно интересные результаты получены при экспериментальном моделировании фазовых превращений углеводородных систем с высоким содержанием сероводорода на установке УФР-2, которые приведены в работах [74, 133, 191]. Исследовались модельные системы, в которых сероводород заменялся смесью метана, пропана и углекислого газа, соотношение которых выбиралось на основании расчетов фазового равновесия углеводородных систем. Состав газовой фазы моделируемой смеси представлен в табл. 6.11.

Таблица 6.11

Компонентный состав газовой фазы моделируемой смеси [74]

Компонентный состав	CH ₄	C ₃ H ₈	N ₂	CO ₂
% мол.	56.27	22.90	0.82	20.01

В качестве жидкой фазы был использован дебутанизированный конденсат Харьковцевского месторождения плотностью 0.790 г/см³, молекулярной массой 142.

Эксперименты проводились следующим образом: камера PVT заполнялась заданной газовой смесью, затем туда подавался конденсат, в количестве необходимом для создания конденсатогазового фактора 530

см³/м³ стабильного конденсата. Давление и температуру в камере поднимали до 60 МПа и 383 К. После установления фазового равновесия снималась изотерма контактной конденсации. Исследования изотерм повторялись при температурах 303, 323, 343, 363 К. Результаты проведенных исследований свидетельствуют, что:

- фазовые диаграммы модельной смеси по своему виду напоминают экспериментальные фазовые диаграммы газожидкостных систем с высоким содержанием сероводорода (см. рис. 4.8 Глава IV) и значительно отличаются от расчетных;

- давление начала конденсации (T=383 К) оценивается величиной 38 – 39 МПа;

- увеличение конденсатосодержания в модельной смеси до 1200 см³/м³ (948 г/м³) приводит к переходу системы в однофазное жидкое состояние при давлении 60 МПа и температуре 383 К, что адекватно описанным в главе V особенностям поведения газожидкостных систем с высоким содержанием жидкой фазы (C_{5+в}).

Фазовая диаграмма реальной газоконденсатной системы с высоким (более 20 % мол.) содержанием сероводорода впервые была получена автором [112, 113] при исследовании пластовой смеси разведочной скважины 16 АГКМ, компонентный состав газа сепарации скважины 16 приведен в табл. 6.12.

Таблица 6.12

Компонентный состав газа сепарации скважины 16 АГКМ

Компонентный состав	H ₂ S	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C _{5+в}
% мол.	20.61	11.56	63.41	1.70	0.82	0.46	0.72

Плотность стабильного конденсата, полученного при исследованиях, равна 0.795 г/см³, молекулярная масса 148, результаты фракционной разгонки конденсата приведены в табл. 3.4. Конденсат в количестве 182 г/м³ растворили в газе сепарации при пластовом давлении и температуре (61.3

МПа и 383 К). Изотермы контактной конденсации снимались при различных температурах - от 273 до 453 К. Полученная фазовая диаграмма приведена на рис. 6.11а. Давление начала конденсации при температуре 273 К равно 35.1 МПа, при 383 К – 37.5 МПа. Крикондебара для данной газоконденсатной смеси равна 38.6 МПа при температуре 340 К, крикондетерма ориентировочно фиксируется при температуре 478 К. Следовательно, при $C_{5+в}$, равном 182 г/м^3 газа сепарации, плотностью 0.795 г/см^3 пластовая смесь при температуре 383 К будет однозначно находиться в однофазном газообразном состоянии при давлении выше 37.5 МПа.

Дальнейшие исследования автора [104, 108, 121] и других экспериментаторов позволили уточнить фазовые характеристики пластовой смеси АГКМ.

Брусиловский А.И. [6], на основании данных экспериментальных исследований, с помощью нового уравнения состояния и усовершенствованного способа определения параметров фракций $C_{5+в}$ (см. главу 1) значительно улучшил качество, рассчитав фазовые характеристики пластовых систем, подобных Астраханским. Расчетные величины $P_{нк}$, $P_{мк}$ и $V_{мк}$ практически идентичны экспериментальным. Следовательно, в инженерной практике появилось уравнение и методы расчета, дающие возможность адекватно описывать фазовое поведение сложных пластовых систем.

Разработанные диссертантом [94, 104-106, 108, 112, 113, 120-122, 125, 128] методики исследования модельных и реальных газожидкостных систем с высоким содержанием углекислого газа и сероводорода позволили детализировать основные закономерности фазового поведения пластовых систем, полученных при исследовании АГКМ.

Установлено, что основными факторами, влияющими на конфигурацию фазовой диаграммы и ее положение в координатах P-T, являются состав пластовой смеси, количество и физико-химические свойства $C_{5+в}$. Как известно, газ сепарации АГКМ состоит из метана - 40-65,

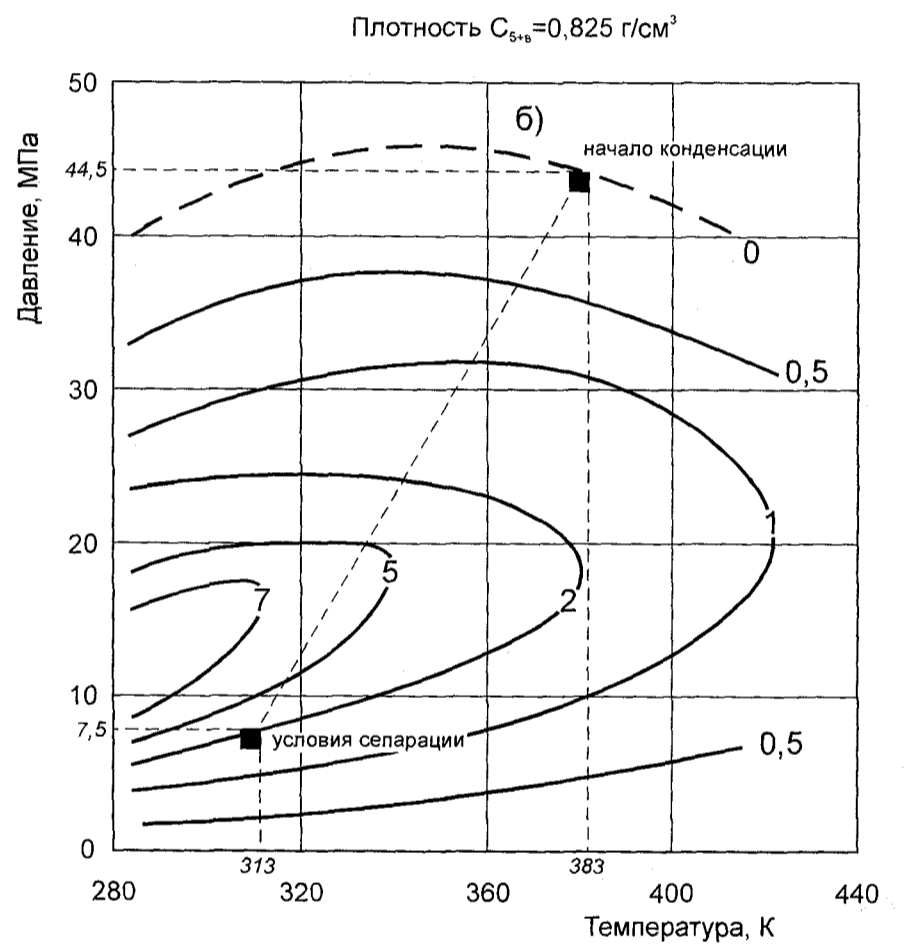
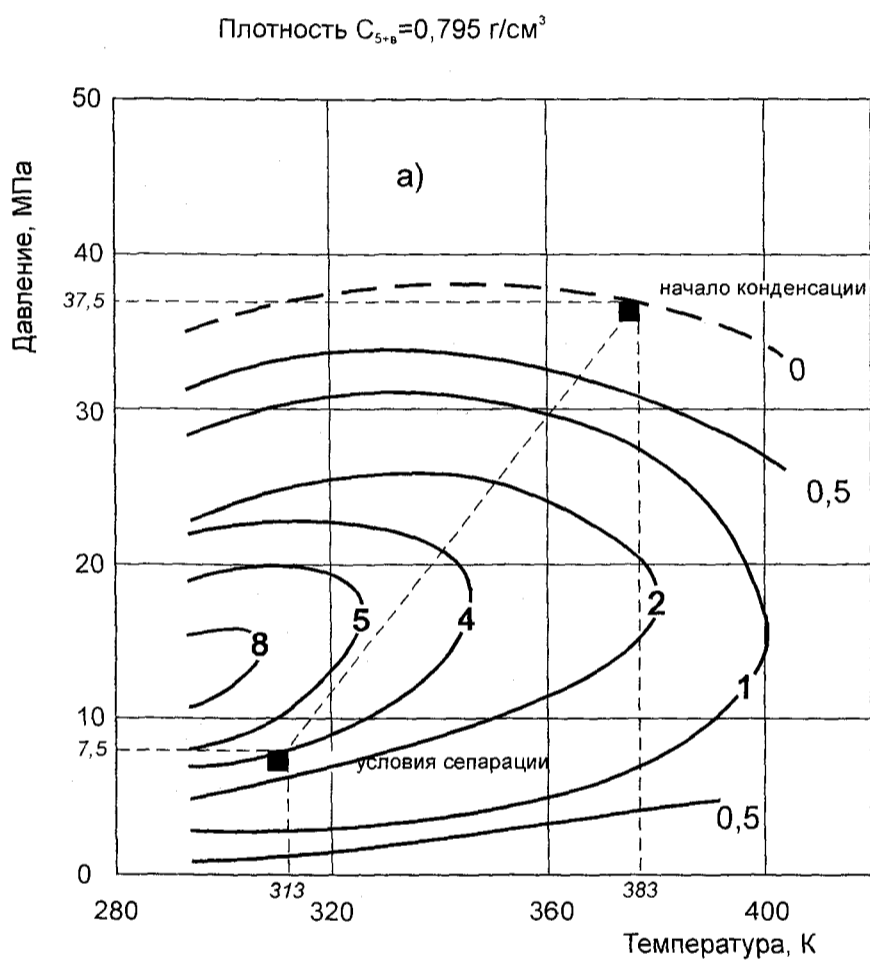


Рис 6.11. Влияние плотности растворенного конденсата на фазовые характеристики пластовых газоконденсатных систем АГКМ.1,2,3 - изоплеры равного процентного содержания жидкой фазы. Плотность конденсата а) $0,795 \text{ г/см}^3$, б) $0,825 \text{ г/см}^3$.

гомологов метана - 3.5-6.0, углекислого газа - 10-22 , сероводорода - 15-30 % мол. Содержание жидкой фазы конденсата колеблется от 130 до 320 г/м³ газа сепарации, плотность конденсата меняется от 0.795 до 0.825 г/см³ и более.

С целью детального изучения влияния состава и содержания газовой и жидкой фазы на фазовое поведение газожидкостных систем АГКМ при различных термобарических условиях проведена серия экспериментов. Исследовались системы, составленные из реальных газов сепарации и конденсатов, отобранных при исследовании скважин АГКМ. Составы пластовых газов, использованных для исследования, представлены в табл. 6.13, фракционная разгонка конденсатов плотностью 0,795 и 0,825 г/м³ приведена в табл. 3.4.

Таблица 6.13

Составы систем, составленных из газов сепарации и конденсатов АГКМ

Компоненты и физико-химические свойства стабильного конденсата	Компонентный состав пластового газа, отобранного из скважин % мол.		
	Скв. 8-Э	Скв.16	Скв.68
H ₂ S	26.02	20.94	22.83
CO ₂	11.87	11.14	14.10
CH ₄	53.45	60.27	55.42
C ₂ H ₆	2.33	1.69	2.10
C ₃ H ₈	1.11	0.89	0.74
C ₄ H ₁₀	0.61	0.62	0.52
C _{5+в}	3.89	3.75	3.73
N _{2+р}	0.69	0.71	0.36
Плотность стабильного конденсата, г/см ³	0.817	0.795	0.825
Молекулярная масса стабильного конденсата	155	148	160
Содержание C _{5+в} , г/м ³	272	268	270

Были изучены вопросы влияния плотности конденсата, количество растворенной жидкой фазы и содержания сероводорода и углекислого газа на фазовые превращения пластовых систем АГКМ. При анализе была учтена фазовая диаграмма пластовой смеси рис.2.5 (б), построенная по экспериментально полученным изотермам конденсации скважины 8-Э. Для составления рекомбинированной пробы скв.8-Э в газе сепарации растворялся конденсат плотностью 0.807 г/см^3 с молекулярной массой 155. Сравнение полученных фазовых диаграмм (рис.2.5, 6.11) показывает, что при увеличении плотности растворенной жидкой фазы от 0.795 г/см^3 до 0.825 г/см^3 изоплеры нулевого содержания жидкой фазы перемещаются в сторону увеличения давления. Так, рост давления начала конденсации при температуре 293 К составляет 7 МПа, при 353 К - 9 МПа, при 423 К – 7 МПа. Подобное явление согласуется с результатами исследования аналогичных модельных газожидкостных систем.

Полученные данные показывают, что утяжеление конденсата приводит к достаточно значительному увеличению давления начала конденсации, что согласуется с механизмом парожидкостного равновесия: более тяжелый конденсат труднее растворяется в равновесной газовой фазе.

Кривые изменения давления начала конденсации для систем, содержащих конденсат различной плотности, при изменении содержания $C_{5+в}$ имеют одинаковую конфигурацию. С увеличением конденсатосодержания до $280\text{-}320 \text{ г/м}^3$ величина давления начала конденсации растет, а затем снижается. Механизм данного универсального явления с точки зрения кинетической теории газоконденсатных систем описан автором в работе [111].

Проведенные исследования показали, что при растворении в углеводородной газожидкостной системе сероводорода и углекислого газа конфигурация фазовых диаграмм изменяется, особенно существенное изменение происходит при растворении сероводорода. На рис.6.12. приводится график совместного влияния сероводорода и углекислого газа на

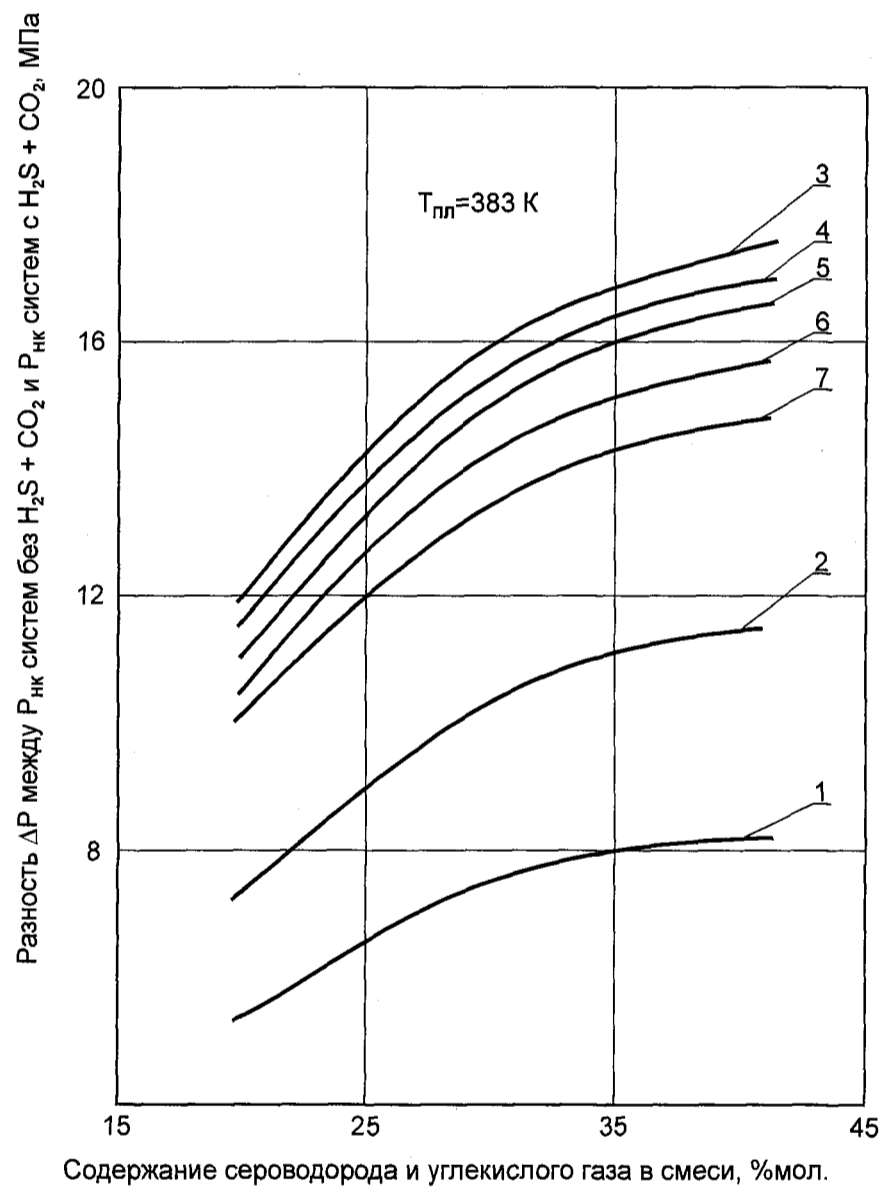


Рис. 6.12. Совместное влияние сероводорода, углекислого газа на давление начала конденсации при различном содержании $C_{5+В}$ в системе. Конденсаторное содержание, $г/м^3$: 1 - 80; 2 - 140; 3 - 260; 4 - 300; 5 - 400; 6 - 560; 7 - 700

давление начала конденсации. Диссертантом в четвертой главе установлено, что суммарное (каждое взятое в отдельности) влияние сероводорода и углекислого газа на давление начала конденсации значительно больше, чем фактическое совместное (см. рис. 4.12).

Исходя из результатов исследования, давление начала конденсации уменьшается при увеличении содержания кислых компонентов для всех исследованных систем. Так, при отсутствии сероводорода и углекислого газа в газоконденсатных системах с незначительным содержанием C_2 , C_3 , C_4 и содержанием конденсата порядка $260-270 \text{ г/м}^3$ газа сепарации (плотностью 0.800 г/см^3), давление начала конденсации будет равно $56-58 \text{ МПа}$. При добавлении в систему смеси сероводорода и углекислого газа в количестве ($35-40 \text{ \%мол.}$) снижение давления начала конденсации составит $16-18 \text{ МПа}$.

Фазовые превращения систем с различным содержанием конденсата ($C_{5+в}$), составленных из газа сепарации и конденсата, отобранных при исследовании скважины 68 АГКМ, показаны на рис. 6.13. Исследовались системы с содержанием $C_{5+в} - 264 \text{ г/м}^3, 618 \text{ г/м}^3, 824 \text{ г/м}^3$, табл. 6.14.

Таблица 6.14

Состав газожидкостных смесей, составленных из газа сепарации и конденсата скв. 68, \%мол.

Компоненты	Содержание $C_{5+в}$, г/м^3 газа сепарации		
	264	618	824
1	2	3	4
H_2S	22.83	31.62	21.01
CO_2	14.10	13.35	12.98
CH_4	55.42	52.47	51.02
C_2H_6	2.10	1.99	1.94
C_3H_8	0.74	0.71	0.68
C_4H_{10}	0.52	0.49	0.48

Продолжение табл. 6.14

1	2	3	4
C_{5+B}	3.70	8.80	11.35
N_{2+p}	0.59	0.57	0.54

Фазовые диаграммы рис.6.13 наглядно показывают, что газожидкостные системы с составом, аналогичным составу пластовых систем АГКМ, содержание C_{5+B} 230-270 г/м³, ведут себя как ретроградные газоконденсатные при термобарических условиях, характерных для газоконденсатных пластов и возникающих при транспорте и подготовке данных систем. Переход в жидкостное состояние систем, подобных Астраханским, при температурах 253 К и выше наступает при содержании C_{5+B} 650-700 г/м³, что значительно превышает содержание конденсата, полученного при исследовании пластовых систем Астраханского ГКМ. При увеличении содержания жидкой фазы C_{5+B} до 1200 г/м³ система при температурах 273-423 К находится в жидкостном состоянии.

В результате экспериментальных исследований установлено, что фазовые диаграммы систем, составленных из газа сепарации и конденсата, отобранных при исследовании скважины АГКМ, аналогичны фазовым диаграммам модельных систем, составленных из конденсатов той же плотности состава и газа, состоящего из метана и сероводорода, см. рис. 3.5-3.7, 4.6. Следовательно, газоконденсатные системы АГКМ при давлении 60-62 МПа и температуре 380-390 К (первоначальные пластовые условия) однозначно находятся в парообразном состоянии. Переход в двухфазное (газожидкостное) состояние начинается при снижении давления до 4,5-7,0 МПа. При снижении температуры от пластовой 383 К давление начала конденсации несколько повышается, доходит до критондебары 46 МПа, затем начинает снижаться. Следует отметить, что для газоконденсатных систем АГКМ, при содержании C_{5+B} порядка 230-270 г/м³ (центральная часть месторождения), снижение температуры до 253 К не приводит к переходу их

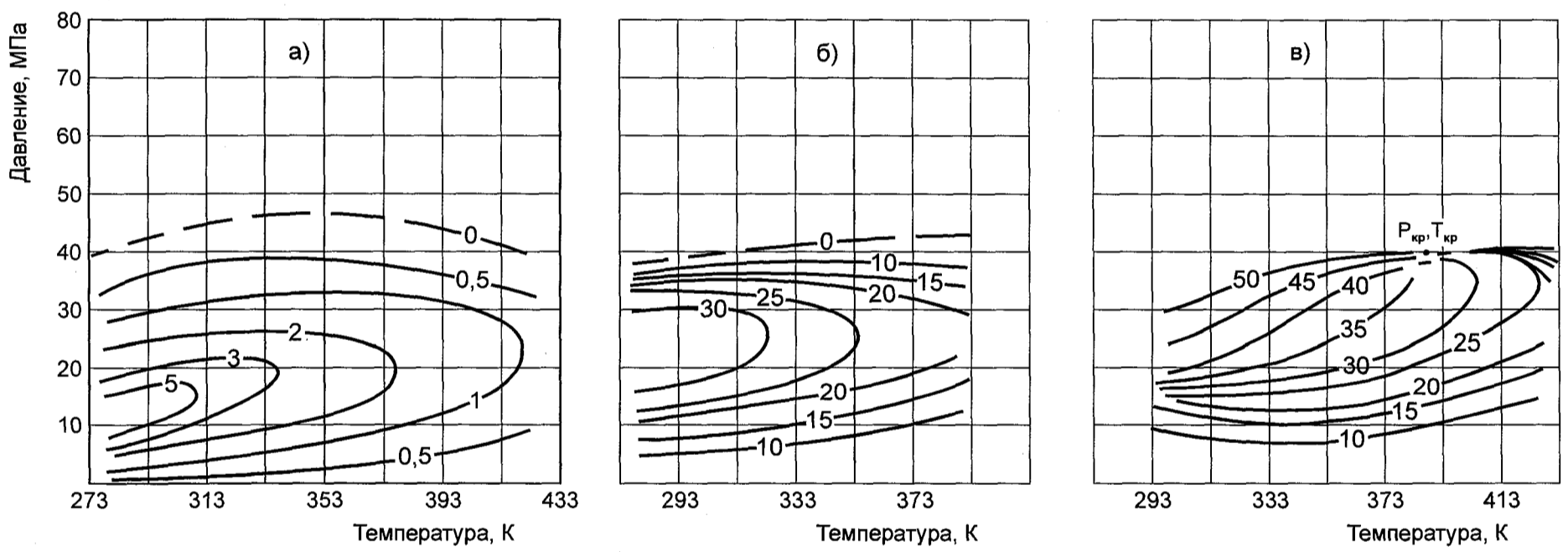


Рис. 6.13. Фазовые диаграммы газожидкостных систем, составленных из газа сепарации и C_{5+B} , отобранных из скважины 68 АГКМ. Содержание C_{5+B} : а) 268 г/м³; б) 618 г/м³; в) 824 г/м³

в жидкостное состояние. Поэтому при изменении температур от 253 до 473 К и давлений до 46 МПа системы находятся в ретроградной газоконденсатной области фазовой диаграммы. Полная фазовая диаграмма при данных термобарических условиях будет наблюдаться при увеличении содержания $C_{5+в}$ до 700 г/м³ и выше.

Сложности, возникающие при оценке аналитическими методами влияния неуглеводородных компонентов, конденсатосодержания и плотности конденсата на давление начала конденсации, вызывают необходимость разработки графоаналитических способов оценки давления начала конденсации пластовых систем, подобных Астраханской. Автором для практических целей разработаны графики (рис. 6.14), позволяющие с достаточно высокой точностью определять давления начала конденсации газоконденсатных систем Астраханского ГКМ. Графики основаны на экспериментальной оценке влияния каждого основного компонента, входящего в состав пластовой смеси, на давление начала конденсации. Так, сероводород и углекислый газ снижают это давление, конденсат, содержащийся в смеси до 280-320 г/м³, увеличивает давление, а затем, с дальнейшим увеличением конденсатосодержания, давление снижается.

Увеличение плотности конденсата и содержание азота увеличивают давление, однако, ввиду малого содержания азота в смеси, влияние на давление начала конденсации незначительно.

Для расчетов давлений начала конденсации пластовых систем АГКМ на ПЭВМ нами проведена аппроксимация кривых, приведенных на рис. 6.14. Для этого на зависимостях $P_{нк}$ от содержания $C_{5+в}$ выделены три участка характерного изменения $P_{нк}$: $C_{5+в}$ – (100-200); (200-300); (300-500) г/м³ газа сепарации.

На первом участке зависимость $P_{нк}$ (МПа) от содержания $C_{5+в}$ описывается уравнением:

$$P_{нк} = [b_1 (C_{5+в}) + d_1] k_k, \quad (6.7)$$

на втором участке:

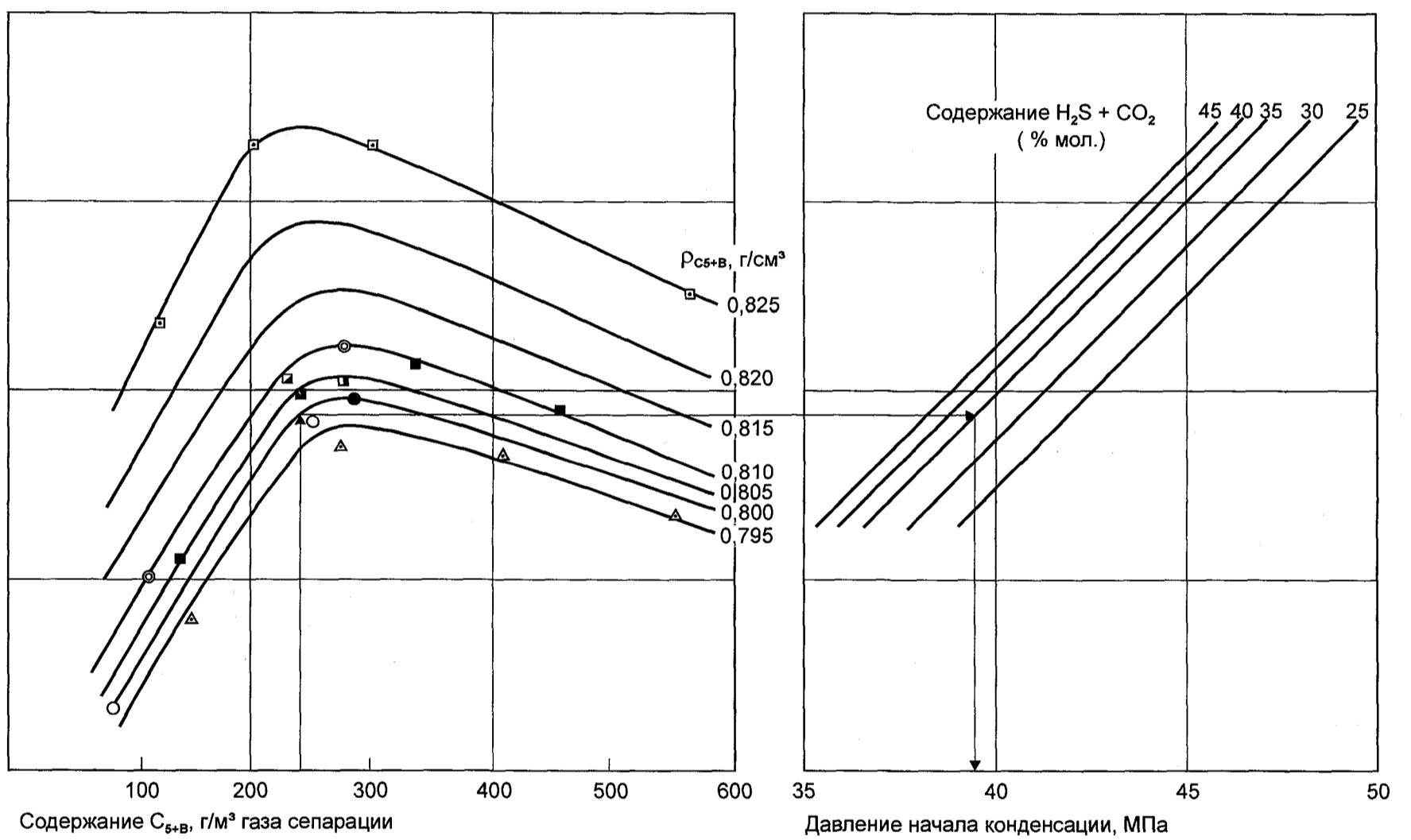


Рис. 6.14. Графики для определения начала конденсации пластовых систем АГКМ
 Пластовые смеси газа и конденсата: \odot - скв. 72; \circ - скв. 73; \ominus - скв. 8-Э; \blacksquare - скв. 43; \triangle - скв. 16; \square - скв. 68;
 \boxplus - скв. 928; \blacksquare - скв. 932; \bullet - скв. 42

$$P_{\text{НК}} = [a_2 (C_{5+\text{В}})^2 + b_2 (C_{5+\text{В}}) + d_2] k_{\text{к}}, \quad (6.8)$$

на третьем участке:

$$P_{\text{НК}} = [b_3 (C_{5+\text{В}}) + d_3] k_{\text{к}}, \quad (6.9)$$

где a, b, d - коэффициенты уравнений;

$C_{5+\text{В}}$ - содержание $C_{5+\text{В}}$, г/м³.

Значения коэффициентов уравнений приведены в табл. 6.15.

Таблица 6.15

Значение коэффициентов уравнений 6.7, 6.8, 6.9

Коэффици- центы	Плотность $C_{5+\text{В}}$, г/см ³						
	0.795	0.800	0.805	0.810	0.815	0.820	0.825
b_1	0.05	0.049	0.05	0.048	0.05	0.055	0.065
d_1	27	27.9	28.4	29.9	31	32	33.2
a_2	-0.0003	-0.0003	-0.0003	-0.0002	-0.0003	-0.0004	-0.0003
b_2	0.1466	0.1622	0.1704	0.1378	0.1616	0.201	0.133
d_2	17.971	16.871	16.514	21.843	20.486	18.008	30.00
b_3	-0,0085	-0,008	-0,0095	-0,0105	-0,0125	-0,013	-0,014
d_3	41,35	41,8	43,05	44,05	46,15	48,0	50,7

Поправка на изменение $P_{\text{НК}}$ в зависимости от содержания $\text{H}_2\text{S}+\text{CO}_2$ в смеси определяется, исходя из уравнения:

$$k_{\text{к}} = - 0.048 (\text{H}_2\text{S}+\text{CO}_2) + 1,1917, \quad (6.10)$$

где $k_{\text{к}}$ - поправка, доли единиц,

$\text{H}_2\text{S}+\text{CO}_2$ - суммарное содержание «кислых» компонентов, % мол.

Давление начала конденсации является одним из основных параметров, необходимых при установлении оптимальных режимов работы пластов и скважин. Разработанный нами способ позволяет в промышленных условиях по известному составу пластовой смеси оперативно, с высокой точностью (погрешность не превышает 2-3%), оценить давление начала конденсации.

ВЫВОДЫ

1. Оценены палеотектонические, геохимические и термодинамические условия формирования АГКМ. Впервые разработана геофизикохимическая модель АГКМ, позволяющая проводить прогнозы состава, свойств и возможного фазового состояния ПГЖС. Выявлены особенности геологического строения, изучены термобарические и газодинамические характеристики продуктивных пластов АГКМ.

2. Составлены схемы распределения неуглеводородных компонентов и $C_{5+в}$ по площади месторождения. Выявлено, что некоторое изменение газодинамических параметров разрабатываемого участка залежи АГКМ в течение 1988-1999 г.г. практически не повлияло на компонентный состав пластовой смеси.

3. Показано, что существующие до последнего времени аналитические методы моделирования фазовых превращений пластовых систем с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа дали существенное расхождение с экспериментальными данными. В настоящее время для инженерных расчетов создано уравнение состояния (1.16-1.25), которое в совокупности с усовершенствованным способом определения параметров фракций $C_{5+в}$ позволяет с большей точностью описывать фазовое поведение сложных пластовых систем, подобных АГКМ. Достоверность результатов расчетов существенно повышается при использовании экспериментальных значений давлений начала конденсации и давлений насыщения, как базовых.

4. Впервые построены фазовые диаграммы и установлены особенности фазовых превращений ПГЖС, которые могут наблюдаться в процессе разработки АГКМ. В процессе исследований детально изучено влияние сероводорода, углекислого газа и физико-химических свойств и количества растворенной жидкой фазы на фазовые превращения пластовых смесей АГКМ.

5. Установлено, что зависимость давления начала конденсации от суммарного содержания сероводорода и углекислого газа имеет нелинейный характер. Показано, что влияние количества растворенной жидкой фазы $C_{5+в}$ на давление начала конденсации для пластовых систем АГКМ, исследованных автором, имеет вид, характерный для всех газожидкостных углеводородных систем. При увеличении плотности и молекулярной массы растворенной жидкой фазы давление начала конденсации возрастает. В результате изучения влияния различных факторов на фазовые переходы разработан графоаналитический метод для определения давления начала конденсации пластовых систем АГКМ.

Глава VII

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ
ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ КАРАЧАГАНАКСКОГО НГКМ СО
ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЦИЕЙ СОСТАВА ПО ГЛУБИНЕ*7.1. Геофизикохимическое и термодинамическое моделирование
формирования КНГКМ и прогноз нефтегазоносности
Карачаганакского поднятия*

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение (КНГКМ), расположенное во внутренней части Северной бортовой зоны Прикаспийской впадины, уникально по продуктивности, многофазности пластовых флюидов, их составу и свойствам. Месторождение в интервале глубин 5600-3600 м связано с крупным массивом, сложенным карбонатными породами докунгурского палеозоя. Их накопление тесно связано с процессами рифообразования, соответствующими нескольким этапам карбонатонакопления в позднем палеозое. Размер массива 15х30 км, высота продуктивной толщи 1600 м, при общей толщине подсолевых верхнедевонских-верхнепермских отложений до 2000 м.

В продуктивной части разреза КНГКМ в работах [35, 73, 86, 134, 137, 164, 169] обосновано выделение стратиграфических подразделений девонской, каменноугольной и пермской систем. В качестве флюидоупоров следует принять эйфельско-живетские глины, а ловушка должна быть оконтурена изогипсой минус 5900-6000 м.

Третий опорный геохимический горизонт [48] связан с изменением литологии, т.е. с переходом карбонатных отложений нижнего карбона в терригенные верхнедевонские, фиксируется на глубине 5600-5800 м.

Девонская система во вскрытой бурением части разреза представлена отложениями фаменского яруса. Девонские отложения залегают на сильно размывтых терригенных образованиях нижнего палеозоя, ордовика или верх-

него протерозоя. Продуктивными коллекторами являются пласты известняков верхнего и, возможно, песчаников нижнего эйфеля. В качестве флюидоупоров следует каменноугольная система, которая представлена нижним (турнейским, визейским и серпуховским ярусами) и средним (башкирский ярус) отделами.

В большинстве разрезов скважин, пробуренных на КНГКМ, нижне-среднекаменноугольные отложения со стратиграфическим несогласием перекрываются породами нижней перми в составе ассельского, сакмарского и артинского ярусов, слагающих крупный карбонатный массив. Продуктивные толщи, как было отмечено выше, перекрываются сульфатно-галогенными образованиями кунгурского яруса.

Второй опорный горизонт располагается на глубинах 3500-3700 м, литологически и термодинамически связан с региональной сульфатно-галогенной покрывкой (высокоэффективным экраном).

По данным глубинных замеров пластовое давление (рис.7.1.(а)) в залежи меняется от 52.0-52.5 МПа у кровли (-3800м) до 59.5-60.0 МПа у подошвы (-5200м). Пластовая температура (рис.7.1.(б)) возрастает с глубиной от 343-345К в верхней части карбонатного массива (-3700м) до 353-355 К в подошве залежи (-5200м), т.е. с весьма низким градиентом 1.10 -1.15 К на 100 м.

Исследование состава пластового газа и пластовой нефти по ряду скважин КНГКМ (табл. 7.1, рис.7.2) показывает, что по высоте залежи прослеживается дифференциация УВ компонентов [5, 7, 8, 134, 135], выражающаяся в утяжелении состава пластовой смеси от кровельной к подошвенной части при относительном постоянстве количества неуглеводородных компонентов (сероводорода и углекислого газа). Характерно, что в газоконденсатной части разреза содержание гомологов метана в пластовом газе находится на одном уровне, в среднем 9-11 % мол., при переходе в область нефтяной оторочки оно увеличивается до 14-17 % мол. Наиболее выражена дифференциация по высокомолекулярным УВ ($C_{5+В}$). Концентрация группы УВ $C_{5+В}$ увеличивается с глубиной от 5.36 % мол. (300 г/м^3) у кровли пласта

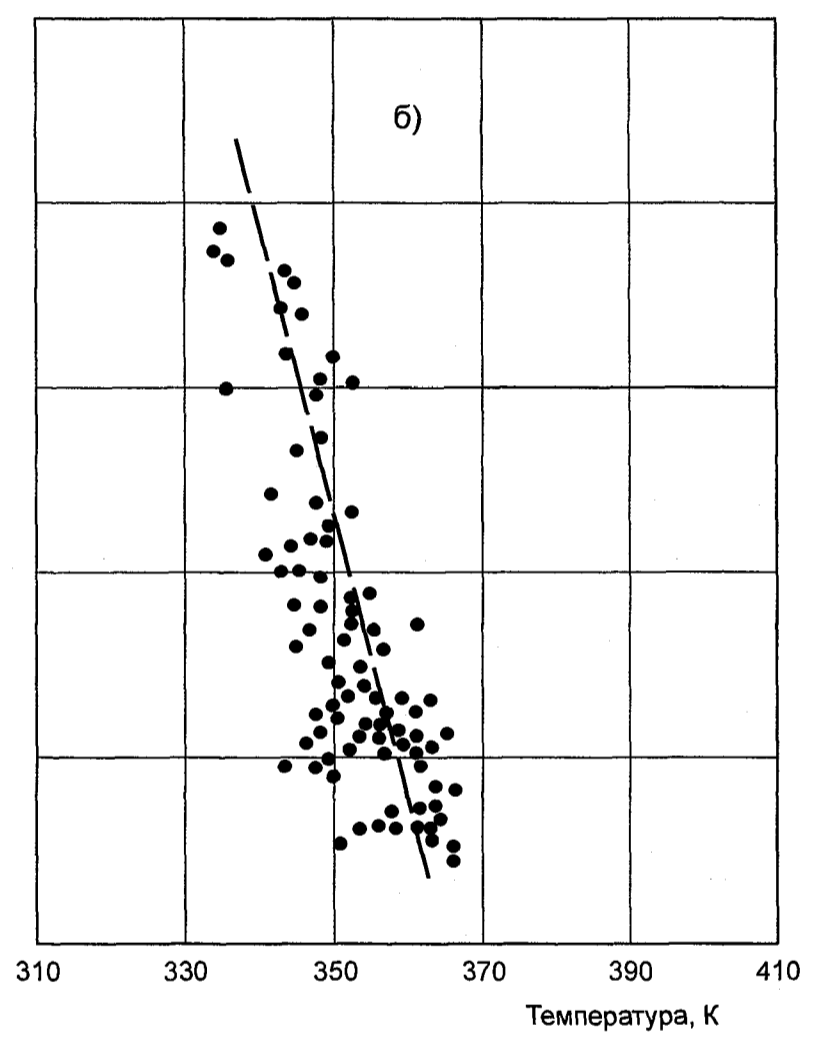
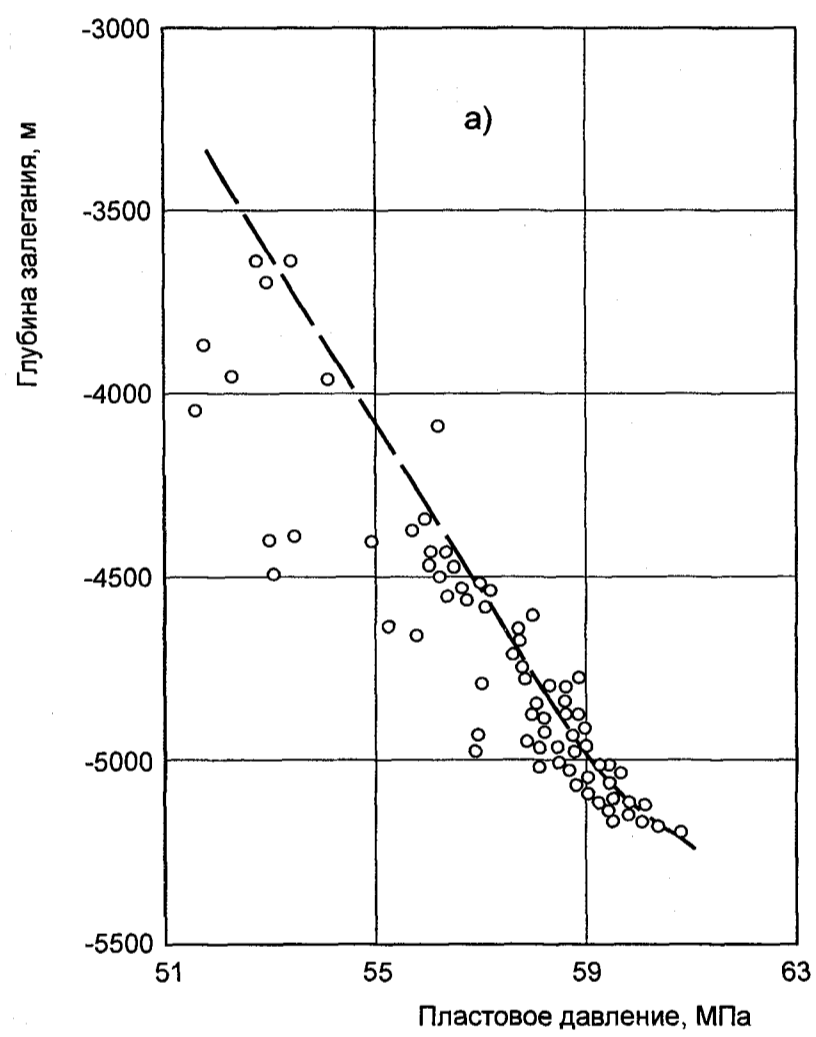


Рис. 7.1. Зависимость а) пластового давления и б) температуры от глубины для КНГКМ

Таблица 7.1

КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ПЛАСТОВОЙ СМЕСИ КНГКМ

№ скв. Инт.перфор., м	Компонентный состав, % мол.								C _{5+в} , г/м ³	М, кг/кмоль	Примечания
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C _{5+в}	H ₂ S	CO ₂	N _{2+ред}			
<u>Скв.2</u> 3777-3791	74.6	6.43	2.46	1.35	5.36	3.39	5.82	0.59	300		Газоконденсатная система
<u>Скв.100</u> 3737-3850	74.05	6.00	2.64	1.26		3.11	5.33	0.92	330-429		-/-
3880-3930	73.72	5.50	2.74	1.50	7.19	3.46	5.35	0.54	425	148	-/-
<u>Скв.107</u> 3842-4323	73.05	5.37	2.94	1.24	6.71	3.32	5.18	1.18	426	140	-/-
<u>Скв.101</u> 3992-4312	69.88	6.87	3.54	2.15	7.25	3.33	6.62	0.35	472		-/-
<u>Скв.6</u> 4360-4528	72.29	5.69	3.26	3.14	7.49	4.79	3.27	0.57	466		-/-
4640	71.86	5.10	2.50	1.81	9.33	3.65	5.22	0.55	719	164	
<u>Скв.35</u> 4700-4722	75.72	4.69	2.25	1.10	8.90	3.85	2.89	0.60	638	155	-/-
<u>Скв.14</u> 4850-4982	71.30	5.71	2.44	0.98	9.58	6.17	3.03	0.69	659		-/-
<u>Скв.7</u> 4968-4981	67.75	7.62	3.02	0.98	10.04	3.29	6.35	0.95	656	172	-/-
<u>Скв.9</u> 4950-4995	68.24	6.13	2.74	1.71	10.72	5.34	3.54	1.52	661		-/-
<u>Скв.207</u> 5044-5177	62.05	6.27	2.68	1.11	18.26	4.69	3.94	0.89	>1000	227	Газонефтяные системы
<u>Скв.33</u> 5120-5155	62.88	7.83	4.51	1.95	12.34	Σ _к =	9.25	1.23	-/-	-/-	-/-
<u>Скв.29</u> 5164-5204	53.21	9.62	4.49	3.20	18.59	Σ _к =	8.97	1.92	-/-	-/-	-/-

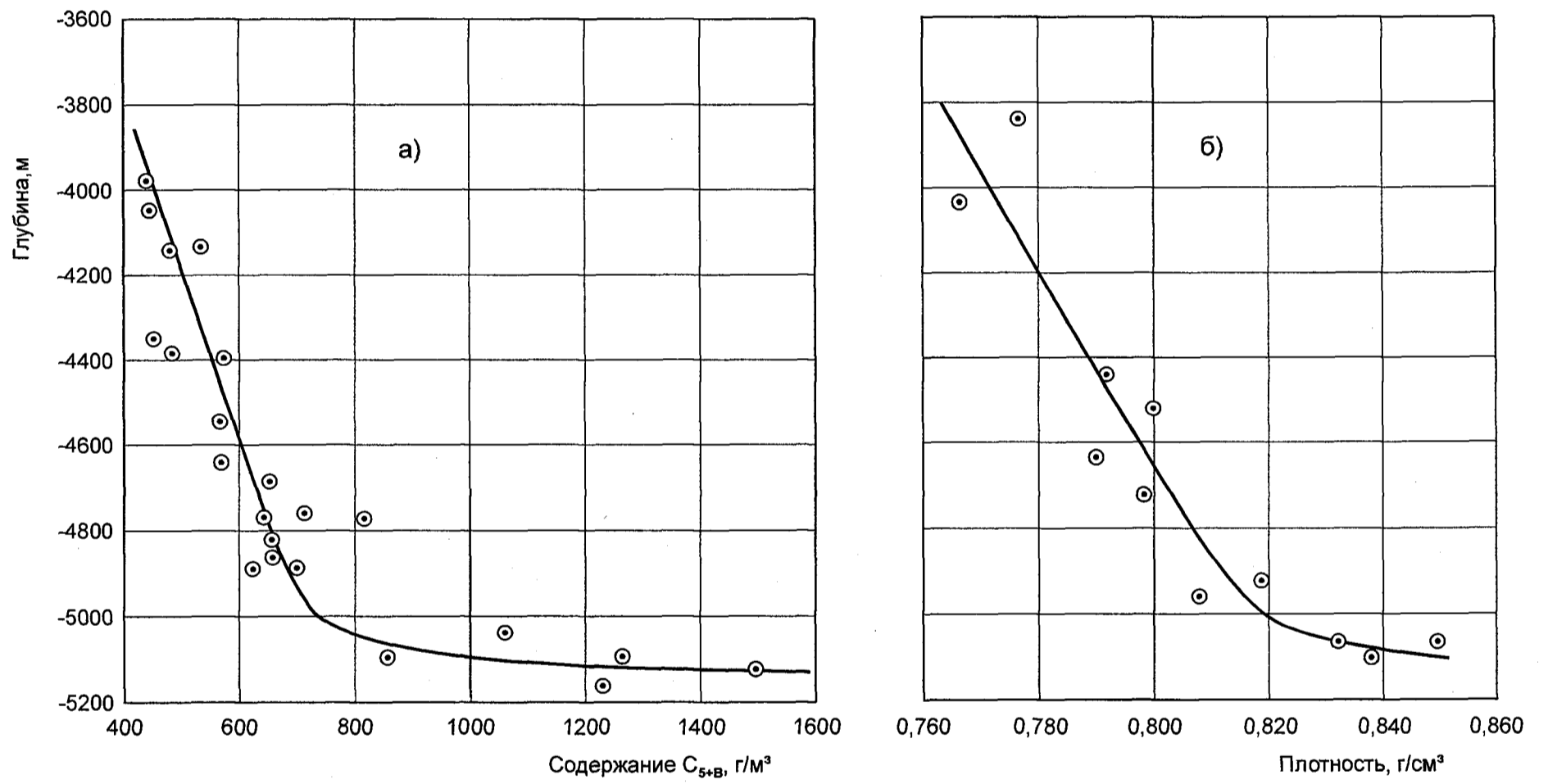


Рис. 7.2. Зависимость а) потенциального содержания, б) плотности C_{5+B} от глубины для КНГКМ

до 12-18 % мол. (1500г/м^3) в подошвенной его части (рис.7.2(а)). Следует отметить, что с глубиной увеличивается плотность и молекулярная масса стабильного конденсата (рис.7.2 (б)). Суммарное содержание потенциальных растворителей гомологов метана и неуглеводородных компонентов составляет 14-22 % мол. в газоконденсатной части и 24-26 % мол. в нефтяной.

Средний состав ПГЖС КНГКМ составляет в % мол.: $C_1=71.0$; $C_2=5.1$; $C_3=2.5$; $C_4=1.8$; $H_2S=3.65$; $CO_2=5.22$; $C_{5+в} = 10.0$, в % масс.: газообразных – 52%; жидких- 48%.

Формирование КНГКМ (рис. 7.3), очевидно, проходило следующим образом.

Первый этап (конец перми–начало триаса) - высокочемкая рифогенная ловушка заполнялась преимущественно жидкими УВ, образуя нефтяную залежь. Второй этап формирования залежи начался в конце триаса и продолжался на протяжении мезозоя-кайнозоя. На втором этапе дополнительный поток газа отеснял нефть вниз по резервуару, формируя газоконденсатную систему за счет растворения легких компонентов нефти в газе; нефть осталась лишь в оторочке. Особенно интенсивно подток газов происходил в этапы инверсионных восходящих движений, приводящих к снижению пластовых давлений и дегазации пластовых вод. Основным очаг нефтегазообразования, очевидно, располагался южнее зоны накопления и миграция УВ происходила латерально с юга на север по направлению общего поднятия пластов. Проведенные [39] расчеты плотностей эмигрирующих жидких и газообразных УВ частично подтверждают это предположение.

Геологический профильный разрез со схемой формирования КНГКМ – «геофизикохимическая модель» приведен на рис.7.4. Результаты термодинамического моделирования приведены в табл.7.2. Термодинамическое моделирование [127] (реконструкция ПГЖС) включает подбор состава “палеонефти” и “палеогаза” с последующими PVT исследованиями на установке фазовых равновесий. При PVT исследованиях проводится растворение “па-

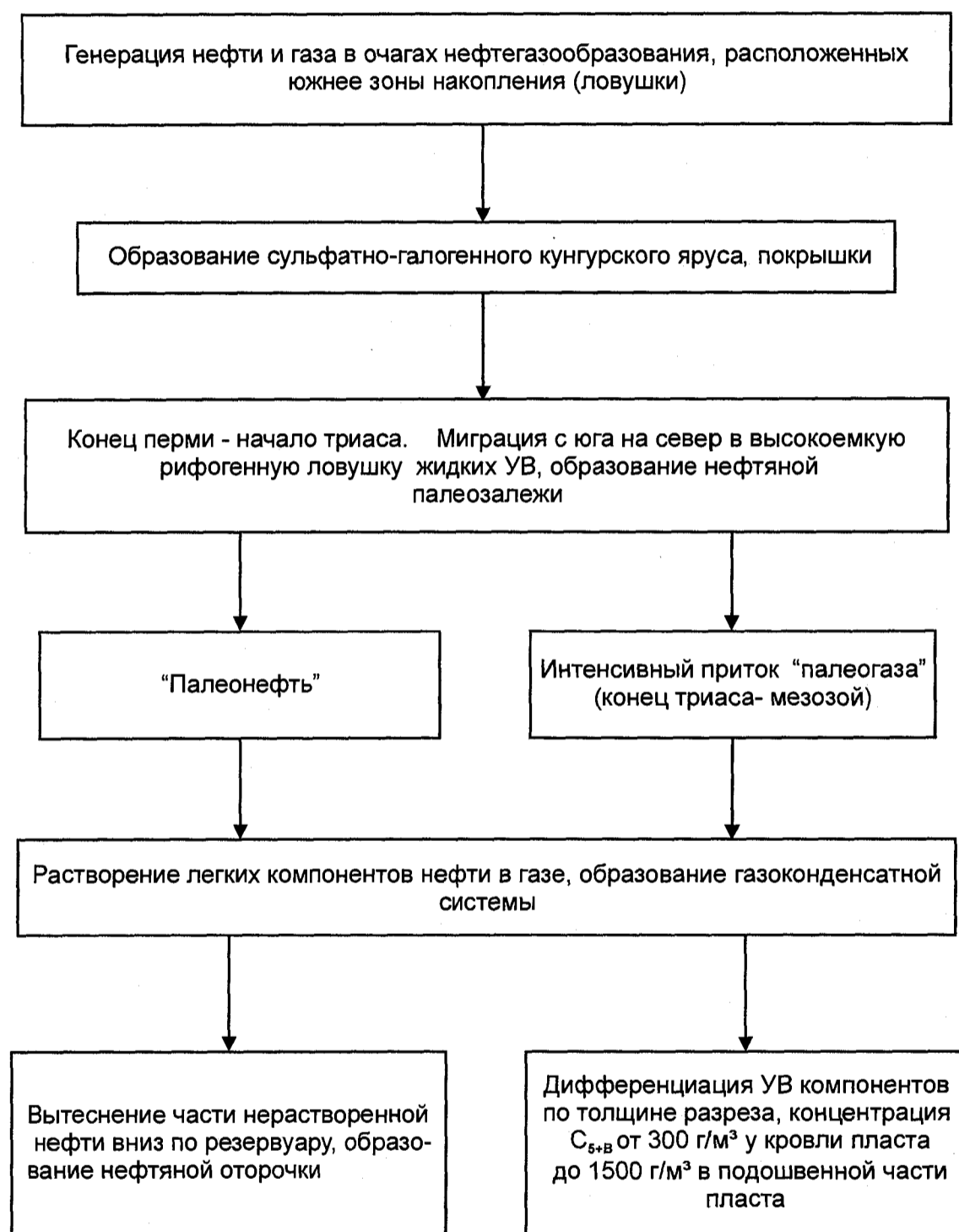


Рис. 7.3. Схема формирования КНГКМ

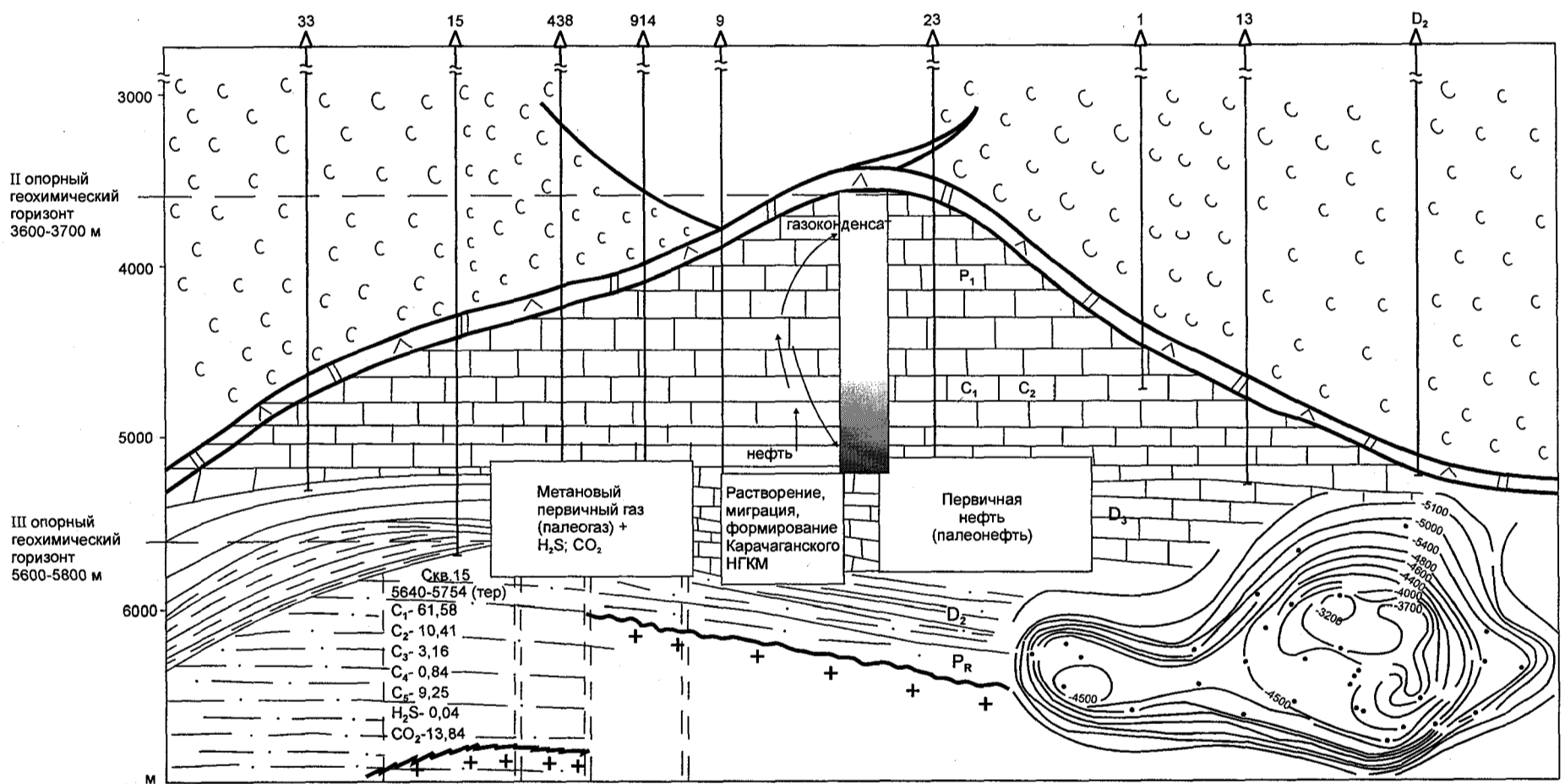


Рис. 7.4. Геологический профильный разрез и схема формирования НКГМ

Таблица 7.2

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ КАРАЧАГАНСКОГО НКМ

«ПАЛЕОНЕФТЬ» МЕТАНОВЫЙ ТИП $\rho = 0,807 \text{ т/м}^3$	РАСТВОРЕНИЕ НА УСТАНОВКЕ PVT Результаты $P_{\text{раст.}} = 75 \text{ МПа}$ $T_{\text{раст.}} = 413 \text{ К}$	«ПАЛЕОГАЗ» $C_1 - 75.7$ $C_2 - 5.63$ $C_3 - 2.25$ $C_4 - 1.1$ $H_2S - 3.85$ $CO_2 - 8.89$ $N_2 - 1.2$ (%мол.)
---	--	--

Уровни отбора камеры PVT	Плотность жидкой фазы, т/м^3	Газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Соответствие газожидкостным показателям по глубине залежи (м)	Условные запасы жидких УВ, %
ВЕРХ-1	0.762	2526	3600-3900	8%
2	0.781	2460	3900-4300	18%
3	0.803	1600	4300-4800	30%
4	0.819	1428	4800-5000	18%
5	0.846	625	5000-5100	10%
НИЗ-6	0.876	412	5100-5200	16%

леонефти” в “палеогазе” в массовых соотношениях 50% жидкой фазы и 50% газовой, согласно соотношения газообразных и жидких УВ ПГЖС КНГКМ, с последующим переводом полученной смеси при высоких давлениях и температурах в “закритическое состояние” [177]. В таких “жестких” термодинамических условиях проявляется эффект «термодинамической памяти», когда газожидкостная смесь в камере PVT (сверху-вниз) разделяется, принимая газожидкостные характеристики близкие к реальным ПГЖС КНГКМ.

С позиций классической термодинамики в данном случае наиболее применима вторая модель распределения УВ компонентов в залежах большой толщины, которая подробно описана в работах [5, 6, 7, 8, 142]. Согласно этой модели на месторождениях с большой толщиной продуктивного пласта устанавливается термодинамическое равновесие. Это означает, что в процессе формирования месторождения происходит перераспределение компонентов смеси: более легкие размещаются вверху, более тяжелые перемещаются вниз. При высоком содержании жидких углеводородных компонентов образуется нефтяная оторочка.

Появление подобного изменения состава пластовой смеси по разрезу залежи связано, как было показано в главе V, с появлением особого состояния газожидкостной системы, которое характеризуется плавным переходом из газообразного в жидкое состояние без фазовых границ.

Основными условиями подобного изменения состава по толщине залежи могут быть следующие:

- наличие аномально высокого давления, когда давление в каждой определенной области залежи превышает давление перехода пластовой смеси в закритическое состояние при пластовой температуре;

- значительная толщина продуктивного пласта, когда влияние гравитационного поля Земли приводит к значительному изменению состава пластовой смеси по толщине залежи [8]. Гравитационное разделение компонентов пластовой смеси приводит к увеличению концентрации высококипящих углеводородов $C_{5+в}$ и изменению других физико-химических свойств. Переход

от одного гомогенного состояния в другое может происходить постепенно и плавно, без скачкообразного изменения свойств пластовой смеси.

Следовательно, КНГКМ можно классифицировать как нефтегазоконденсатное месторождение.

Полученные при PVT исследованиях газожидкостные характеристики по уровням отбора из камеры PVT (верх-1, 2, 3, 4, 5 уровень, низ-6), табл.7.2, практически полностью соответствуют газожидкостным характеристикам КНГКМ по толщине залежи, полученным при газоконденсатных исследованиях скважин.

Результаты термодинамических исследований в “закритических” областях на установке PVT позволяют с высокой степенью точности оценить плотность растворенной жидкой фазы, газосодержание (КГФ) по толщине залежи. Принимая во внимание емкостные характеристики КНГКМ, можно с высокой точностью рассчитать запасы УВ сырья в интервалах глубин 3700-5200м, а именно: от II геохимического горизонта до ГВК.

Подобная точка зрения на формирование КНГКМ была также подтверждена экспериментальным моделированием, проведенным в [10]. Карачаганакская пластовая нефть плотностью 0.850 г/см^3 дифференциально растворялась в газе сепарации прокачкой сжатого газа объемом, равным 0,4 долей к объему пластовой нефти. При этом растворилось порядка 40 % исходной нефти. К полученной при растворении пластовой легкой нефти $\rho = 0.818 \text{ г/см}^3$ небольшим добавлением газа сепарации, объемом, равным 0.11 долей объема порового пространства, нефтяная система была полностью переведена в газоконденсатное состояние. Содержание конденсата в смеси составило 850 г/м^3 . При дальнейшем разделении полученной газоконденсатной смеси в сепараторе прослеживалась дифференциация по содержанию конденсата от 441 г/м^3 в верхней части до 940 г/м^3 в нижней части, плотность жидкой фазы менялась от 0.8072 г/см^3 до 0.8213 г/см^3 .

Данные экспериментального моделирования показывают, что после образования нижнепермского флюидоупора карачаганакская ловушка запол-

нялась нефтью. По мере формирования залежи происходили процессы гравитационной дифференциации жидких УВ. В результате снижения критической температуры ниже пластовой легкая нефтяная система могла перейти в газоконденсатное состояние с последующей вторичной дифференциацией УВ. Для осуществления процесса фазового перехода насыщенной легкой пластовой нефти в газоконденсатное состояние [10] необходимо дополнительное поступление газа сепарации в количестве 0.11 долей объема порового пространства.

Особый интерес представляет возможность прогнозирования состава ПГЖС КНГКМ на глубинах ниже 5600-5800 м, используя для этого III опорный геохимический горизонт. На данных глубинах, как уже было показано раньше, карбонатные коллектора сменяются на терригенные, в связи с этим меняется состав газовой фазы ПГЖС. Это подтверждается результатами испытания скважины 15 (рис. 7.4), интервал вскрытия продуктивного пласта 5640-5754 м, где получен приток нефтегазовой смеси, в составе газовой фазы которой практически отсутствует сероводород.

7.2. Исследование фазовых превращений пластовых газожидкостных систем КНГКМ

Разнообразие типов залежей углеводородов: газовые, газоконденсатные, нефтяные, согласно [36, 86, 104, 111, 185, 186, 192, 222, 230, 244], определяется составом пластовой смеси и термобарическими условиями залегания.

Результаты теоретических и экспериментальных исследований фазовых превращений пластовых смесей КНГКМ, проведенных, в основном, при пластовых температурах, приведены в работах [7, 8, 12, 13, 73, 134, 135, 164-166, 168].

Полученная при этом различная аналитическая оценка насыщенности пластовой системы по глубине залегания обусловлена различным методиче-

ским подходом к определению фазового состояния пластовой смеси. Например, в работах [165, 166, 168] с помощью математического моделирования с использованием уравнения Пенга-Робинсона получено существенное недо-насыщение высококипящими углеводородами газоконденсатной части и газообразными углеводородами нефтяной части залежи. Расчетное давление начала конденсации и насыщения было ниже на 20-30 МПа пластового давления по всей высоте залежи.

Более высокая насыщенность пластовых систем КНГКМ получена в результате расчетов Г.С.Степановой [185]. В дальнейшем в результате экспериментальных работ, проведенных авторами [86, 134, 135], установлено, что степень насыщенности системы возрастает в сторону подошвенной части от 76 до 97%, достигая предельной насыщенности в области нефтяной части залежи.

Следует отметить, что исследования фазового состояния пластовых систем КНГКМ проведены на Мини-PVT, Raska-PVT и были ориентированы на анализ насыщенности пластовых систем при подсчете запасов.

Нами для целей разработки и эксплуатации КНГКМ проведена существенная детализация фазового состояния как газоконденсатной, так и нефтяной части месторождения в широком интервале давлений и температур [100, 111]. Для экспериментального исследования фазовых переходов были использованы газ сепарации и конденсат, отобранные из скв. 7, 35, 107, середины интервалов перфорации которых приходится, соответственно, на глубины 4082, 4722, 4983 м, а также нефть скважины 207 с глубины 5000 м. Пластовые характеристики и физико-химические свойства нефти и конденсатов КНГКМ приведены в табл. 7.3, компонентный состав пластовых систем приведен в табл. 7.1.

Таблица 7.3

Пластовые характеристики скважин и физико-химические свойства конденсатов КНГКМ

Характеристика	Скв. 107	Скв. 35	Скв. 7	Скв. 207
1	2	3	4	5

Продолжение табл. 7.3

1	2	3	4	5
Пластовое давление, МПа	52.6	56.2	58.9	59.4
Пластовая температура, К	345	347	355	360
Плотность стабильного конденсата, нефти, г/см ³	0.766	0.795	0.807	0.854
Молекулярная масса стабильного конденсата, нефти	140	155	172	227

Изменение конфигурации фазовых диаграмм с увеличением плотности растворенной жидкой фазы показано на рис. 7.5. Потенциальное содержание $C_{5+в}$ в газоконденсатных системах равно 450 г/м³ газа сепарации. Плотность растворенной жидкой фазы $C_{5+в}$, о чем было отмечено выше в данной работе, существенно изменяет положение изоплер равного содержания жидкой фазы, особенно в области конденсации. Давление начала конденсации при изменении плотности жидкой фазы от 0.795 до 0.854 г/см³ увеличивается при температуре 293 К на 57 МПа, при температуре 423 К – на 33 МПа; количество выпавшей жидкой фазы при давлении максимальной конденсации практически не зависит от плотности растворенной углеводородной жидкости. Следовательно, утяжеление конденсата, увеличение плотности и молекулярной массы значительно увеличивает давление начала конденсации при равном содержании $C_{5+в}$ и одинаковой температуре.

Результаты исследований [100, 111], приведенные на рис. 7.6, позволили выявить основные характеристики фазового поведения пластовых систем КГКМ в интервале температур 253 – 473 К и давлений до 120 МПа. Установлено, что данные системы будут находиться в ретроградной газоконденсатной области, если содержание растворенной жидкой фазы $C_{5+в}$ не превышает 1000 – 1100 г/м³ газа сепарации. Критическая и жидкостная области на фазовой диаграмме будут наблюдаться в том случае, когда содержание $C_{5+в}$ в системе будет составлять 1100 – 1500 г/м³ газа сепарации. Увеличение содержа-

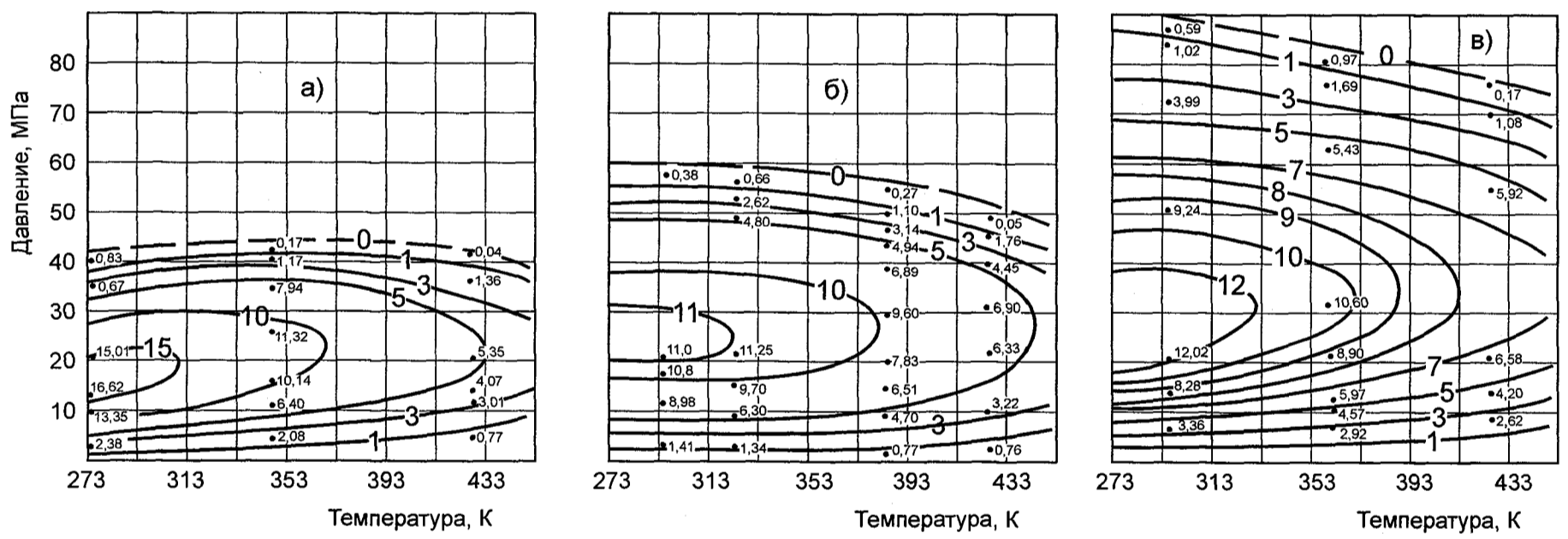


Рис. 7.5. Фазовые диаграммы газожидкостных систем, составленных из газов сепарации и C_{5+B} , отобранных на КНКГМ. Плотность C_{5+B} : а) 0,766 г/см³; б) 0,795 г/см³; в) 0,854 г/см³

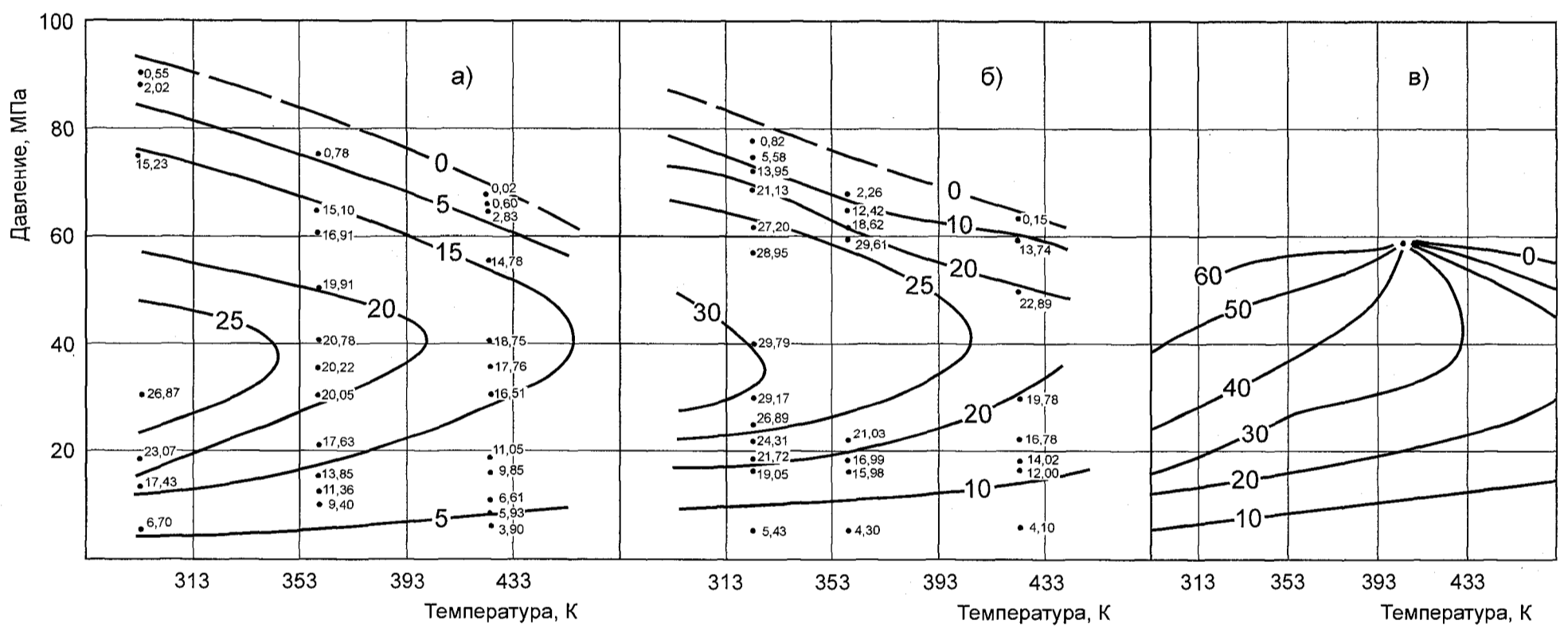


Рис. 7.6. Фазовые диаграммы газожидкостных систем, составленных из газа сепарции и нефти C_{5+B} скважины 207 КНКГМ. Плотность C_{5+B} - 0,854 г/см³. Содержание C_{5+B} : а) 856 г/м³; б) 1080 г/м³; в) 1350 г/м³

ния $C_{5+в}$ в системе выше 1500 г/м^3 газа сепарации может привести систему в жидкое состояние.

Учитывая относительно незначительное изменение содержания гомологов метана, сероводорода и углекислого газа в пластовых системах КНГКМ, основными факторами, влияющими на фазовые превращения, следует считать количественное содержание и свойства растворенных $C_{5+в}$ в пластовых нефтегазоконденсатных системах. Для исследования влияния содержания растворенных $C_{5+в}$ и физико-химических свойств (плотности, молекулярной массы) на давление начала конденсации пластовых систем проведены соответствующие эксперименты с рекомбинированными пробами пластовых систем.

Эксперименты проводились следующим образом. В камеру PVT установки "Magra-PVT", по описанной в главе 1 методике, подавали заданное количество газа сепарации и дегазированного конденсата. При температуре 355 К перемещением поршня повышали давление в камере PVT и фиксировали величину давления, при котором конденсат полностью растворяется в газе. Затем, при этом давлении, в камеру PVT закачивали дополнительное количество того же конденсата и снова измеряли давление в камере, фиксируя давление полного растворения этого конденсата в газе. В процессе этих экспериментов содержание конденсата в смеси, находящейся в камере PVT, менялось от 200 до 1000 г/м^3 газа сепарации. В этом диапазоне изменения содержания конденсата изучаемые системы из двухфазового парожидкостного состояния достаточно свободно переходили в однофазное газообразное состояние.

Результаты экспериментов, представленные на рис. 7.7(a), подтверждают установленные ранее следующие закономерности: утяжеление конденсата (увеличение плотности и молекулярной массы) значительно увеличивает давление начала конденсации при равном содержании $C_{5+в}$ и одинаковой температуре. При увеличении содержания $C_{5+в}$ в смеси величина давления начала конденсации растет, достигает максимального значения, а затем

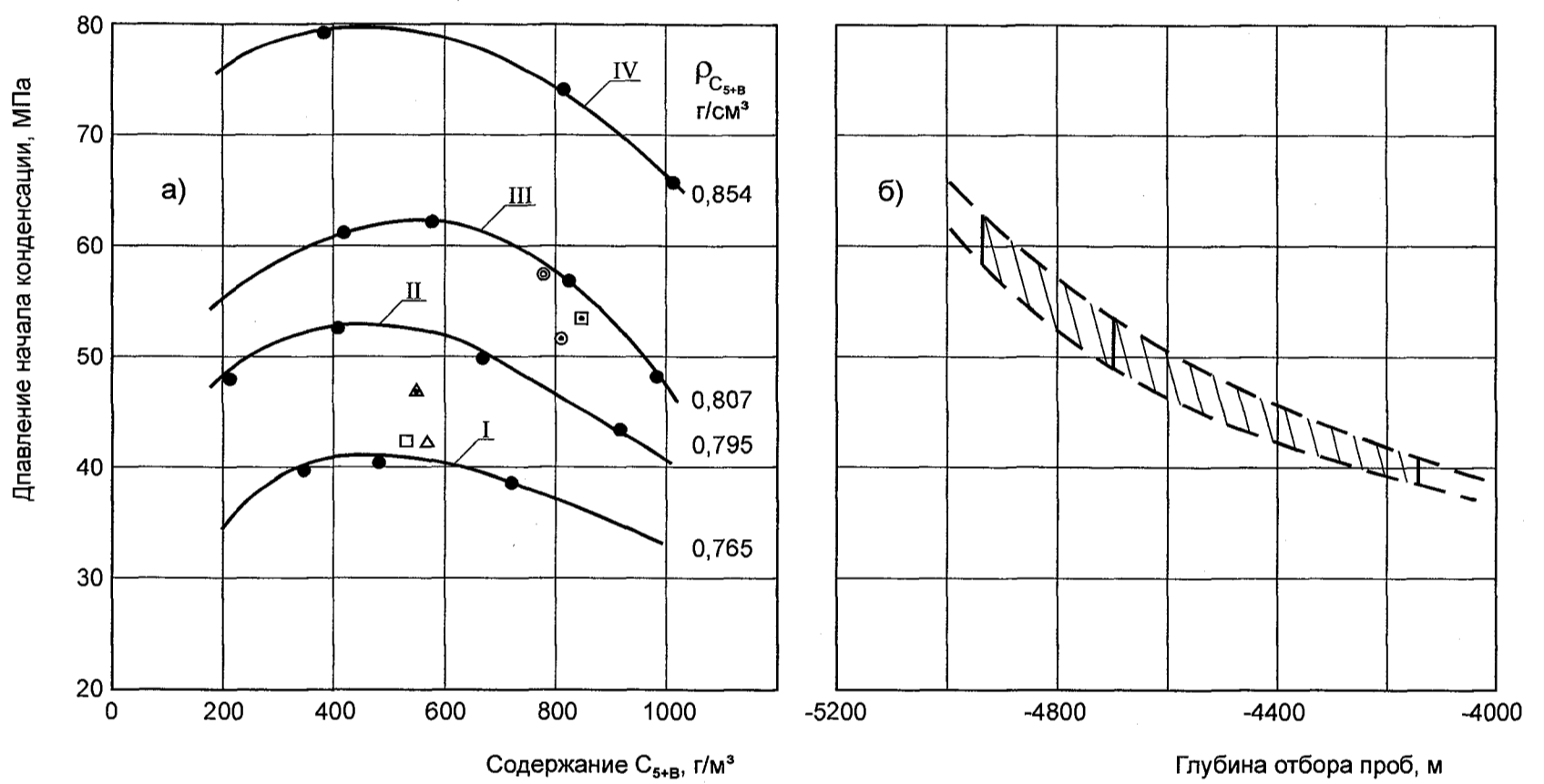


Рис.7.7. Изменение давления начала конденсации: а) от содержания и плотности C_{5+B} ; б) от глубины залегания для газоконденсатных систем КНГКМ.
 Пластовые системы: □ - скв.101 (3992-4312м); △ - скв.118 (3758-4470м); ◻ - скв.19 (4870-4965м);
 ▲ - скв.6 (4360-4520м); ⊙ - скв.6 (4975-4997м); ⊙ - скв.9 (4950-4995м).
 I, II, III, IV - модельные системы с различной плотностью C_{5+B}

падает. Следует отметить, что максимальные значения давлений начала конденсации примерно соответствуют средним потенциальным содержаниям конденсата, характерным для интервалов, вскрытых скважинами 7, 35, 107, соответственно 655, 638, 426 г/м³. Все кривые гипотетически сходятся в одной области в диапазоне конденсатосодержания 1000-1200 г/м³ газа сепарации. При содержании конденсата в смеси более 1200 г/м³ газа сепарации исследуемые смеси переходят, при повышении давления, из двухфазного парожидкостного состояния в однофазное жидкое состояние.

Установленные закономерности изменения величины $P_{нк}$ с увеличением содержания $C_{5+в}$, на что было указано в работах [45, 64, 65], в первом приближении, объяснены нами с помощью положений кинетической теории [111].

Выявленные закономерности фазового поведения пластовых систем позволяют прогнозировать фазовое состояние пластового флюида КНПКМ. Так, ближе к кровле на глубинах 3800-4000 м недонасыщение пластовой смеси наибольшее и достигает 12-13 МПа. С увеличением глубины, пластовых давлений и возрастанием потенциального содержания конденсата, его плотности и молекулярной массы рост давления начала конденсации происходит быстрее, чем увеличивается пластовое давление, поэтому недонасыщенность системы с глубиной уменьшается, на глубинах 4800-5000 м система практически становится насыщенной. При увеличении содержания конденсата в смеси до 1100-1200 г/м³ газа сепарации и выше пластовая смесь с таким содержанием находится на глубинах, примерно 5000-5050 м, пластовый флюид ведет себя как нефтегазовая система.

Учитывая изменение содержания $C_{5+в}$ и плотности растворенной в смеси жидкой углеводородной фазы с глубиной, рис. 7.2, а также выявленную зависимость давления начала конденсации от содержания $C_{5+в}$ и плотности, построен график, на который нанесена область возможного изменения давлений начала конденсации при исследовании газоконденсатной части месторождения (см. рис.7.7(б)).

В меньшем объеме, по сравнению с газоконденсатной частью, исследована на КНГКМ нефтяная зона. Из анализа экспериментальных данных по контактному и дифференциальному разгазированию установлено, что в пластовых условиях КНГКМ находится нефть с достаточно высоким количеством растворенного газа - $315-690 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Плотность нефти в стандартных условиях составляет $0.810-0.874 \text{ г}/\text{см}^3$. Пластовые нефти практически полностью насыщены газом, об этом свидетельствует равенство давлений насыщения и пластового давления.

Исследование сравнительно легких нефтей с высокой газонасыщенностью является достаточно сложной задачей. Так, например, определение давления насыщения по обычной P-V – изотерме часто не представляется возможным.

В связи с этим, автором испытан способ визуального определения давления насыщения, а именно: по выявлению пузырьков газа в пластовой нефти при снижении давления в камере PVT. Способ определения заключается в следующем: пластовую нефть из пробоотборника помещают в камеру PVT, где нагревают до пластовой температуры. Затем в камере повышают давление на $10 - 20 \text{ МПа}$ выше пластового, нефть стабилизируют, приводя в однофазное жидкое состояние. После выдержки в камере в течении 2-3 часов начинают контактное снижение давления по ступеням в интервале $0.2-0.5 \text{ МПа}$. При этом ведется постоянное наблюдение за поведением системы. Когда давление в камере PVT достигает давления насыщения, из нефтяной системы начинается выделение первых пузырьков газа, которые фиксируются визуально с помощью эндоскопа. Дальнейшее снижение давления приводит к появлению газовой шапки, определение объема которой позволяет оценить фазовое состояние нефти при различных давлениях.

Данный способ определения давления насыщения испытан при исследовании пластовой нефти скважины 207 КНГКМ. Проба пластовой нефти была отобрана глубинным пробоотборником при испытании интервала перфорации 5044-5177 м. Пластовое давление при этом составило 59.4 МПа ,

температура 360 К, плотность дегазированной нефти равнялась 0.854 г/см^3 , газосодержание, определенное в лабораторных условиях, составило порядка $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Газ сепарации имел следующий состав: $C_1 - 80.01$; $C_2 - 5.94$; $C_3 - 2.35$; $C_4 - 0.89$; $C_{5+\text{в}} - 0.64$; $N_2 + \text{редкие} - 0.72$; $CO_2 - 6.0$; $H_2S - 3.41$; $H_2 - 0.01$; $He - 0.01$ % мол. Фракционный состав нефти составил: $T_{\text{нк}} - 336$, 10% - 368, 20% - 393, 30% - 413, 40% - 433, 50% - 453, 60% - 493, 70% - 533, 80% - 593, 96% - 633 К.

Зависимость объема пластовой нефти от давления в диапазоне давлений 90-7 МПа приведена на рис. 7.8(а), полученная зависимость не позволяет точно оценить величину давления насыщения для исследованной нефти.

Для оценки давления насыщения и снятия фазовой диаграммы пластовую нефть переводили в основную камеру PVT, повышали давление выше пластового на 10-20 МПа в зависимости от температуры, стабилизировали, затем снимали изотермы контактного разгазирования.

При этом с уменьшением давления визуально фиксировали появление пузырьков газа и объемы частично разгазированной нефти.

Результаты исследования показали, что классической картины выделения пузырьков газа при определенном давлении, которое принимается за давление начала разгазирования или насыщения, не наблюдается. Снижение давления при исследовании, как уже было показано выше, в четвертой главе, приводит к появлению в жидкости ряби, затем, при определенном давлении, система практически мгновенно разделяется на жидкую и газовую фазы в соотношении порядка 50 на 50%. Фазовая диаграмма исследованной нефти приведена на рис. 7.8(б). Диаграмма имеет характерную границу раздела - однофазная жидкость, двухфазная система - (жидкость-газ). При повышении температуры до 403 К переход пластовой нефти в однофазное газообразное состояние не наблюдался.

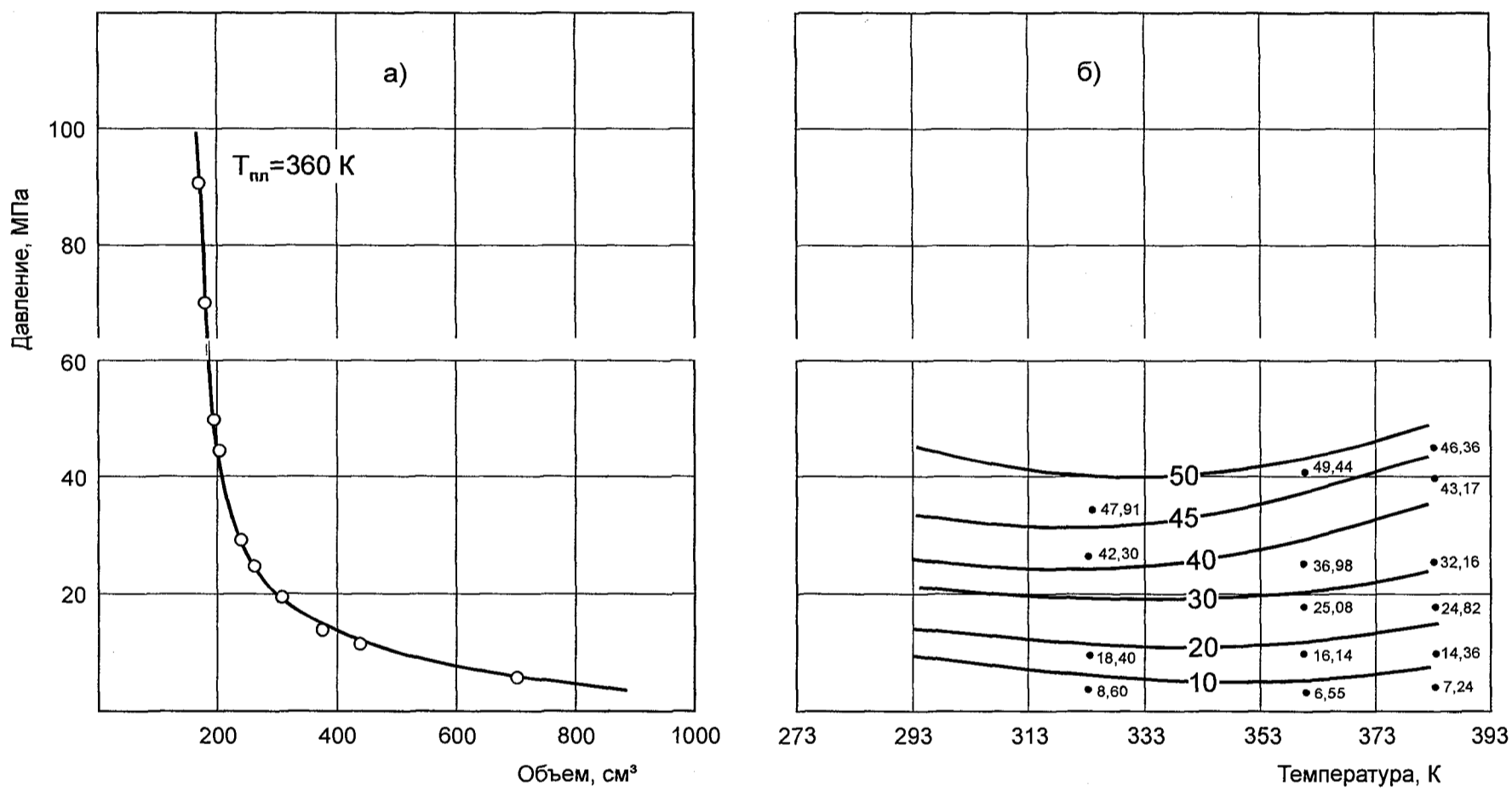


Рис. 7.8. а) Изотерма контактного разгазирования, б) фазовая диаграмма пластовой нефти скважины 207 КНГКМ. — 50 — - содержание жидкой фазы %об.

ВЫВОДЫ

1. Разработана геофизикохимическая модель Карачаганакского поднятия, включающая схему формирования и результаты термодинамического моделирования. При моделировании по разрезу камеры PVT сверху вниз получены газоконденсатные характеристики, которые практически полностью соответствуют газоконденсатным характеристикам КНГКМ, что позволяет прогнозировать газосодержание и плотность растворенной жидкой фазы по толщине залежи.

2. Установлено, что при температурах 253-473 К и давлениях до 120 МПа:

- фазовые диаграммы газоконденсатных систем КНГКМ по виду подобны диаграммам систем $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 + \text{C}_{5+\text{в}}$, что связано с относительно небольшим (3 – 5 % мол.) содержанием H_2S в пластовой смеси КНГКМ и более высоким содержанием CO_2 (5 – 7 % мол.);

- поведение системы будет ретроградным газоконденсатным, если содержание растворенной жидкой фазы $\text{C}_{5+\text{в}}$ не будет превышать 1000 – 1100 г/м³ газа сепарации;

- фазовая диаграмма с критической и жидкостной областью будет наблюдаться в том случае, когда содержание $\text{C}_{5+\text{в}}$ в системе достигнет 1100-1500 г/м³ газа сепарации, при увеличении содержания $\text{C}_{5+\text{в}}$ выше 1500 г/м³ газа сепарации система переходит в жидкостное состояние;

- плотность растворенной жидкой фазы существенно изменяет положение изоплер равного содержания жидкой фазы, увеличение плотности и молекулярной массы при равном содержании $\text{C}_{5+\text{в}}$ и одинаковой температуре приводит к значительному росту $P_{\text{нк}}$.

3. Уточнены существующие представления о фазовом состоянии пластового флюида КНГКМ. Так, ближе к кровле, на глубинах 3800 – 4000 м недонасыщение пластовой смеси наибольшее и достигает 12 – 13 МПа. С увеличением глубины, пластовых давлений и возрастанием потенциального со-

держания, плотности и молекулярной массы $C_{5+в}$ рост $P_{нк}$ происходит быстрее, чем пластовое давление, поэтому недонасыщенность системы с глубиной уменьшается, на глубинах 4800-5000 м система практически становится насыщенной. Пластовая смесь при увеличении содержания $C_{5+в}$ в смеси до 1200 г/м^3 газа сепарации и выше находится на глубинах, примерно 5000-5050 м, где пластовой флюид ведет себя как нефтегазовая система.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ,
ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ, НЕРАВНОВЕСНОСТИ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ
И КОНДЕНСАТООТДАЧИ НА ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СО СЛОЖНЫМ СОСТАВОМ
ПЛАСТОВОЙ СМЕСИ

8.1. *Существующие представления о влиянии пористой среды на
фазовые превращения нефтегазоконденсатных систем*

В залежах фазовые превращения пластовых газожидкостных систем протекают в поровых каналах продуктивных коллекторов. В этом плане интересна оценка влияния пористой среды на фазовые переходы при изменении термобарических условий при разработке месторождения. Анализ литературных данных указывает на широкий спектр сведений о влиянии коллекторов на фазовое состояние нефтегазоконденсатных систем.

Согласно исследований, описанных в работах [3, 25, 55, 144, 197, 198, 200,], проводившихся на моделях пласта, отмечается заметное влияние пористой среды на величину давления начала конденсации, на состав отбираемой из модели пласта газовой фазы, испаряемость стабильного конденсата в области давлений прямого испарения. Следует отметить, что большинство экспериментов проводилось без соблюдения основных условий подобия между физической моделью и реальными процессами.

В то же время в других исследованиях [27, 68, 146, 153, 170, 218, 221, 225, 252, 254, 259], проведенных как в нашей стране, так и за рубежом, влияние пористой среды на фазовые переходы было значительно ниже, примерно 5-8%, что в большинстве случаев соответствовало величине погрешности проведения опытов или практически не было отмечено.

Незначительное влияние пористой среды на фазовое равновесие получено на крупномасштабных моделях с соблюдением основных условий критериев подобия.

Как показали исследования [25, 27, 148, 218], влияние пористой среды несущественно при гидрофильном характере поверхности коллекторов.

Для коллекторов с гидрофобизированной поверхностью возможна адсорбция углеводородного газа на их поверхности в присутствии связанной воды. В этом случае сорбционные явления в пласте могут играть более заметную роль, чем в гидрофильных породах. Учитывая, что гидрофобизированная поверхность занимает лишь часть поверхности коллектора, сорбционными явлениями на месторождениях природных газов, ввиду сложности оценки их в стадии определения запасов газа, а также в процессе разработки газоконденсатных пластов, обычно пренебрегают [69, 142].

Влияние капиллярных сил на параметры фазового поведения отмечается в [68, 205]. Однако, в этих работах не дается количественная оценка этого влияния.

Теоретическая оценка влияния капиллярных сил на фазовое состояние углеводородных смесей, показавшая их незначительное влияние на величину давления начала конденсации, проводилось в [148]. Эксперименты по изучению влияния капиллярных эффектов на результаты фазового равновесия приводятся в работе [254]. Авторы [254] подтвердили сделанный ранее в работах [25, 242, 259] вывод о весьма малом (порядка 1%) влиянии пористой среды на величину давления начала конденсации и состав отбираемой равновесной газовой фазы. Расчеты процесса испарения, приведенные Гивенсом [225] по коэффициентам распределения, определяемым, как обычно, без учета пористой среды, показали, что расхождение рассчитанных и экспериментальных значений объема жидкой фазы в пласте и добычи отдельных компонентов пластовой смеси незначительно и составляет 5-8%. И только в области прямого испарения отмечается заметное расхождение результатов иссле-

дования фазового равновесия в камерах высокого давления и моделях с пористой средой [3, 25, 254].

Заметное влияние пористой среды на фазовые переходы может наблюдаться, как показано в [254], при исследовании плотных песчаников и глин. Этим объясняются значительные расхождения, наблюдаемые в работах [136] (20% и более), между результатами экспериментов, проведенных в камере высокого давления и в пористой среде с глинистыми включениями. Однако, присутствие в коллекторах связанной воды, занимающей обычно мелкие поры, будет, вероятно, уменьшать влияние коллектора на параметры фазового равновесия газоконденсатных смесей.

Авторами [137] были проведены расчеты с целью оценки эффекта капиллярной конденсации в условиях Карачаганакского месторождения. Показана возможность существования жидкой фазы в порах размером менее 0.01-1 мкм при пластовом давлении, превышающем давление начала конденсации пластового газа в камере PVT для условий месторождений, подобных Карачаганакскому.

В работе [44] приведены результаты экспериментов Роджера, заключающихся в сопоставлении лабораторных исследований (бомба PVT без пористой среды) с фактическим фазовым поведением пластового газа при разработке небольшого по запасам месторождения. Получено хорошее совпадение изменения конденсатосодержания в пластовом газе при эксперименте и промысловой практики.

Следовательно, существует значительный разброс мнений о влиянии пористой среды на фазовые превращения нефтегазоконденсатных систем: от отсутствия до заметного 20% влияния. Наиболее заметное влияние наблюдается для гидрофобных плотных песчаников и глин.

8.2. Изучение неравновесности фазовых переходов

Неравновесные процессы играют важнейшую роль при разработке газоконденсатных и газонефтяных месторождений.

Одной из причин, влияющих на результаты исследований нефтегазоконденсатных пластов, полноту и степень отбора газа и конденсата, является нарушение термодинамического равновесия при фильтрации газоконденсатных смесей. Как показано в работах [140, 142, 209], оно может оказывать влияние на добычу конденсата из пласта и приводить к запаздыванию выделения конденсата из газа. Значительное влияние отклонения от равновесных условий на изотермы дифференциальной конденсации отмечены М.С. Разамат [162, 209] на примере газоконденсатных залежей Азербайджана.

Тем не менее, термодинамическое равновесие может сохраняться в случае малых скоростей движения газоконденсатных смесей в пласте, на что указывается в работе [209].

Нарушение термодинамического равновесия при фильтрации газоконденсатных смесей возможно в призабойных зонах пласта при дебитах скважин порядка 0.5-1.0 млн. м³/сут и более, а также в удаленных зонах при пластовых давлениях ниже давления начала конденсации смеси [153, 198]. Подобное нарушение термодинамического равновесия влияет на представительность результатов газоконденсатных исследований скважин, ввиду запаздывания выделения конденсата из газа или газа из нефти и неполноты их выделения.

В работе [140] показано, что снижение приведенного давления на единицу отбора газа существенно зависит от конденсатосодержания системы, а темп истощения залежи порядка 10⁻³ МПа/с является неравновесным. Эксперименты и расчет авторов [140] также показывают, что фазовые превращения в призабойной зоне газоконденсатных скважин имеют неравновесный характер.

Одной из важнейших причин, обуславливающих неравновесность, являются фазовые превращения сложной многокомпонентной смеси, наблюдавшиеся при изменении термобарических условий в пласте. Согласно [140], при изменении давления с темпом выше 10^{-3} - 10^{-4} МПа/с фазовые превращения в камерах PVT будут, аналогично условиям пласта, также неравновесными.

Как показано в работе [140], стабилизация фильтрационного потока газоконденсатной смеси в пористой среде происходит в течение длительного промежутка времени, во многих случаях значительно большего, чем характерное время переходных процессов при фильтрации газа. Значение времени переходных процессов возрастает, если газоконденсатная смесь фильтруется в пористой среде при давлениях ниже $P_{нк}$. Следовательно, динамика процессов выпадения растворенного конденсата в газовой фазе будет существенно влиять как на процессы фильтрации, так и на степень извлечения конденсата из пласта.

В целях оптимизации времени исследования фазовых переходов нами была изучена динамика выпадения конденсата из газовой фазы на примере пластовой смеси Астраханского ГКМ [101].

Эксперименты проводились в следующем порядке: в камере PVT газожидкостная система переводилась в однофазное газообразное состояние. Далее, при пластовых давлениях и температуре систему в газообразном состоянии стабилизировали в течение 2-3 часов. Затем давление снижалось до величины, близкой к давлению начала конденсации, и, при последующем уменьшении давления по интервалам в 1 – 2 МПа за $2 - 5 \cdot 10^2$ с, исследовалась динамика выпадения жидкой фазы. После полного выпадения жидкой фазы давление в камере поднимали до пластового и фиксировали интенсивность растворения жидкой фазы.

В процессе работы было установлено, что время пребывания газоконденсатной смеси в неравновесном состоянии зависит от того, насколько значительно снижается давление, начиная от давления начала конденсации и

ниже. При незначительном снижении давления, порядка 1-3 МПа, полное выпадение жидкой фазы происходит за $2-3 \cdot 10^4$ с. Увеличение разницы между $P_{нк}$ и текущим давлением до 5-10 МПа ускоряет выпадение конденсата до $5-10 \cdot 10^3$ с.

Влияние неравновесности на процессы конденсации и растворения приведено на рис.8.1, 8.2. Исследования динамики выпадения-растворения показали, что интенсивность протекания неравновесных процессов существенно зависит от количества и свойств растворенной жидкой углеводородной фазы. Так, увеличение содержания растворенных жидких углеводородов от 50 до 800 г/м³ приводит к многократному увеличению времени растворения жидкой фазы, выпавшей после конденсации, и соответственному снижению времени выпадения $C_{5+в}$.

Результаты опытов показывают, что увеличение плотности растворенной жидкой фазы, с одной стороны, приводит к ускорению конденсации, с другой – к увеличению времени растворения выпавшей жидкой фазы. Если время выпадения сокращается с $5 \cdot 10^3$ с до $1 \cdot 2 \cdot 10^3$ с, то время растворения может увеличиваться в десятки и сотни раз.

Время выпадения конденсатов малой и средней плотности (0.765-0.805 г/см³) при снижении давления ниже давления начала конденсации на 1-3 МПа сравнимо со временем фильтрации пластового газа в призабойных зонах пласта. Следовательно, снижение давления на забое скважины несколько ниже $P_{нк}$ может проходить без существенного изменения конденсатосодержания. Этим, очевидно, можно объяснить результаты газоконденсатных исследований скважин АГКМ (табл. 8.1), которые показывают, что снижение на забое давления ниже $P_{нк}$ на 1 - 3 МПа не приводит к существенному снижению конденсатосодержания и состава добываемой пластовой смеси. Практически не изменяется продуктивность скважин, что свидетельствует о том, что насыщенность призабойной зоны выпавшей жидкой фазой, при снижении давления ниже $P_{нк}$ на 3 МПа, незначительна. Поэтому для зон с низкими

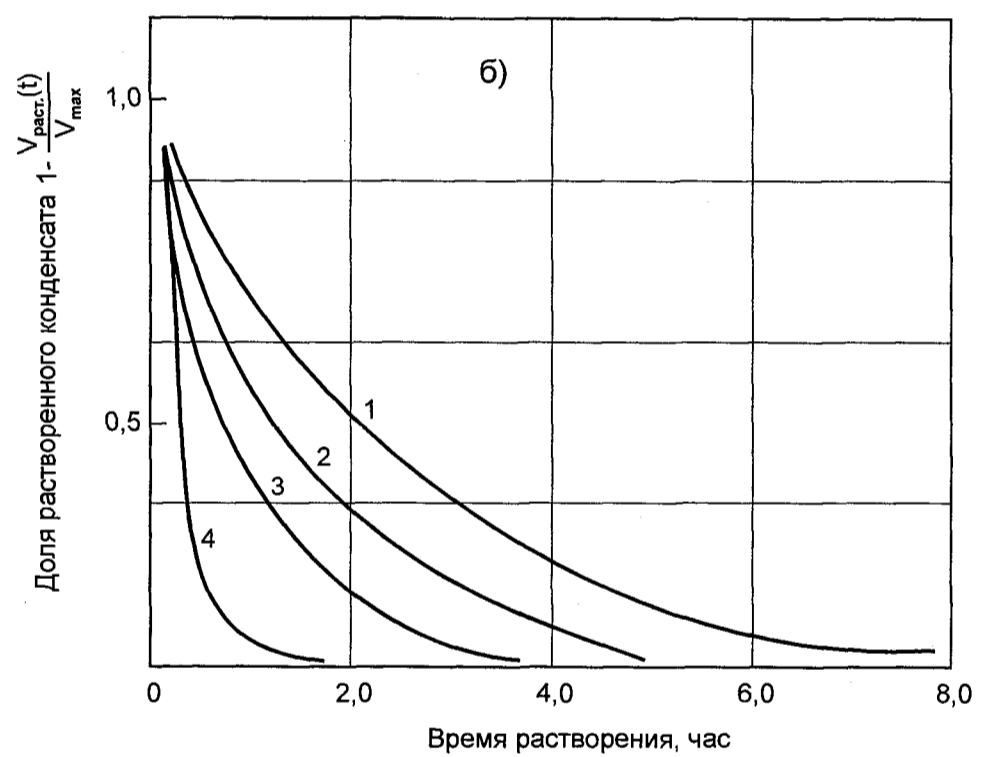
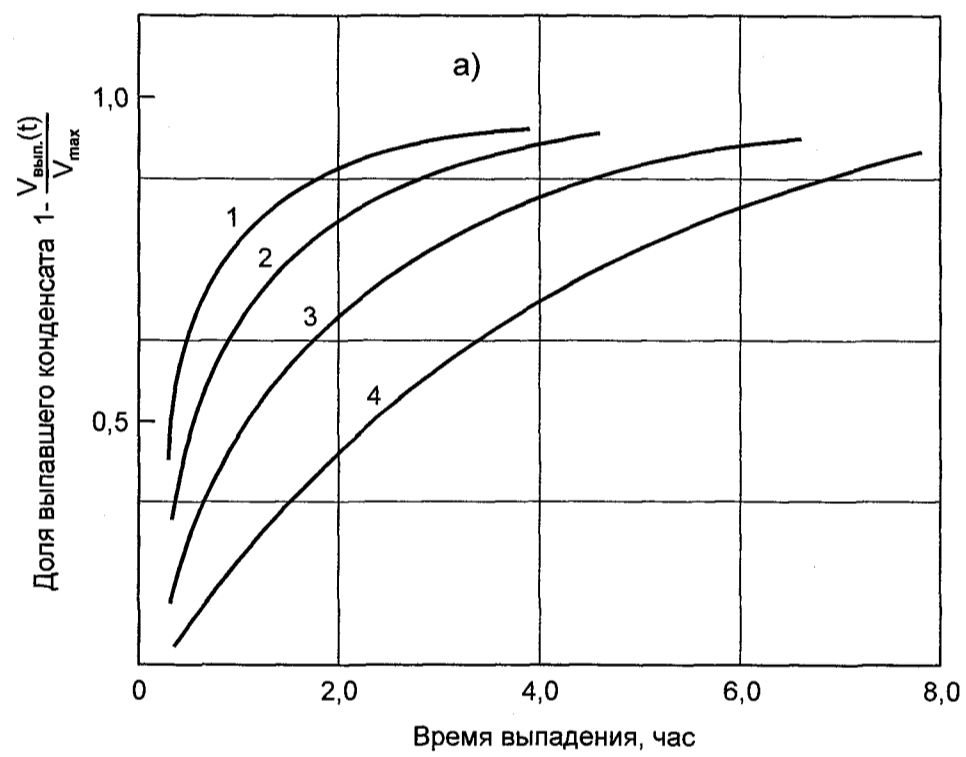


Рис. 8.1. Динамика выпадения (а) и растворения (б) жидкой фазы при исследовании газоконденсатных систем с различным содержанием $C_{5+В}$: 1 - 800 г/м³; 2 - 400 г/м³; 3 - 250 г/м³; 4 - 50 г/м³. Плотность $C_{5+В}$ $\rho=0,765$ г/см³

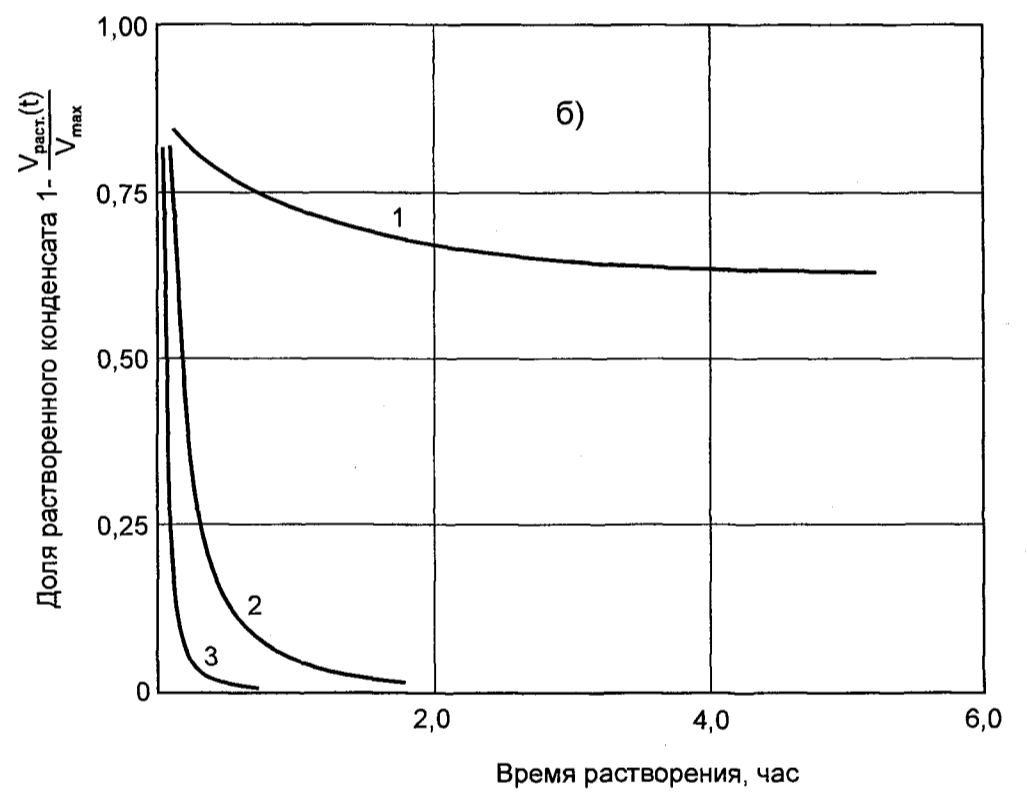
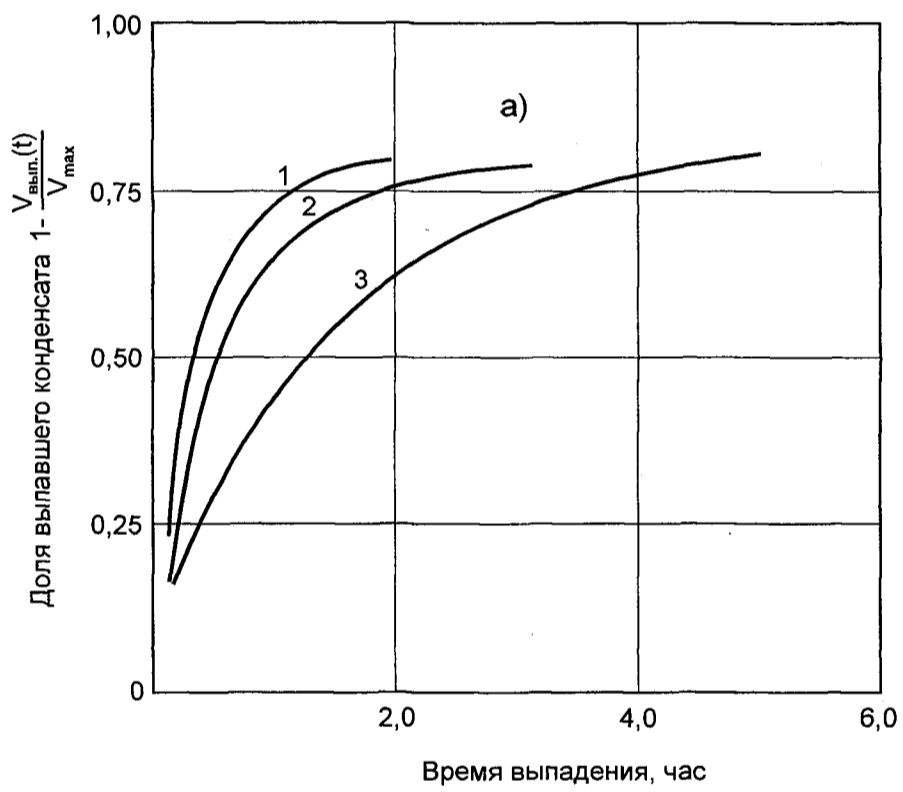


Рис. 8.2. Динамика выпадения (а) и растворения (б) жидкой фазы различной плотности при исследовании газоконденсатных систем. 1 - $\rho=0,854 \text{ г/см}^3$; 2 - $\rho=0,805 \text{ г/см}^3$; 3 - $\rho=0,765 \text{ г/см}^3$

пластовыми давлениями, при оптимизации режимов работы скважин АГКМ, можно рекомендовать снижение забойных давлений до 3 МПа.

Таблица 8.1

Результаты газоконденсатных исследований скважин АГКМ, расположенных в зонах заниженных пластовых давлений и эксплуатируемых при давлениях ниже $P_{нк}$

N скв.	$P_{пл}$, МПа	$P_{заб}$, МПа	$P_{нк}$, МПа	$Q_{гс}$, тыс.м ³ /сут.	$КГФ_{гс}$, г/м ³	$\Delta P = P_{нк} - P_{з}$, МПа	$\frac{КГФ_i - КГФ_{ср}}{КГФ_{ср}} \cdot 100\%$
20	47,6	39,0	40,5	300	253	1,5	-2,7
52	46,6	39,0	42,8	260	254	2,8	-2,3
58	46,7	37,4	41,0	250	252	2,6	-3,1
73	53,7	39,3	41,1	310	260	1,8	0
83	47,9	37,8	40,9	290	255	3,1	-1,9
85д	45,4	38,2	41,5	250	260	3,3	0
204	51,9	39,5	40,7	360	271	1,2	+4,2

При увеличении плотности $C_{5+в}$ время выпадения растворенной жидкой фазы сокращается, что приводит к существенному снижению выхода конденсата из пласта при снижении давлений ниже давления начала конденсации. Если из газожидкостной смеси, в которой растворены углеводороды повышенной плотности $\rho = 0.854 \text{ г/см}^3$ (рис.8.2), при снижении пластового давления выпала жидкая фаза, то для возвращения смеси в исходное однофазное состояние, после поднятия давления до пластового, потребуется значительное время. В рассматриваемом эксперименте при растворении жидкой фазы в течение 150 часов ($5.4 \cdot 10^5 \text{ с}$) было растворено только 30% выпавшей жидкости, следовательно, время растворения становится величиной одного порядка с временем фильтрации смеси из удаленных зон пласта. Это необходимо

учитывать при разработке методов повышения конденсатонефтеотдачи с помощью закачки в пласт газов различного состава.

8.3. Экспериментальные и аналитические исследования влагосодержания пластового газа АГКМ и его влияния на фазовые характеристики

Одной из особенностей разработки сероводородсодержащих месторождений газа является существенное влияние наличия пластовой воды на фазовые превращения в пласте, призабойных зонах, в скважинах и шлейфах. Гидрогазохимические исследования на АГКМ осуществляются на основании результатов анализа количества и состава пластовых вод, добываемых совместно с пластовым газом из скважин в процессе разведки [33, 76, 109, 119, 126, 176] и разработки. Общие показатели обводнения скважин АГКМ свидетельствуют, что добытая в начале разработки вода представляла собой конденсационную воду, водогазовый фактор (ВГФ) не превышал $5.5-5.6 \text{ см}^3/\text{м}^3$. В 1989-1990 гг. были зафиксированы первые признаки обводнения скважин пластовой водой повышенной плотности и минерализации. Основные физико-химические свойства конденсационной (скв. 8-э) и пластовой (скв. 623) вод АГКМ приведены в табл. 8.2.

Таблица 8.2.

Физико-химические свойства пластовых вод АГКМ

№	№ скв., возраст пород	Плот- ность, г/см ²	Минера- лизация, мг/л	Ионный состав мг/л						
				Cl ⁻	SO ²⁻	HCO ⁻ CO ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺
1	8-Э С ₂ В	1.000	952	540	-	1.5	286	9.6	34.5	0
2	623-н С ₂ В	1.0621	67.152	38340	-	3233	100	360	24219	468

На рис.8.3-8.5 приведены распределение скважин АГКМ по значениям ВГФ, плотности и минерализации добываемой воды, исследования проведе-

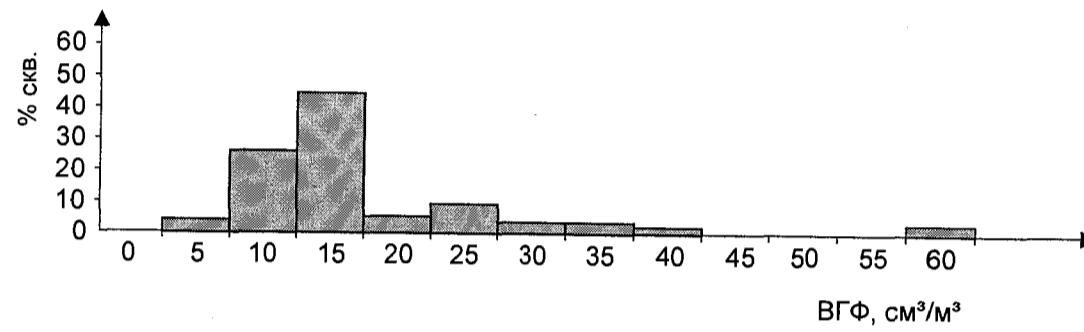


Рис. 8.3. Распределение скважин АГКМ по значениям ВГФ (выборка из 70 скважин)

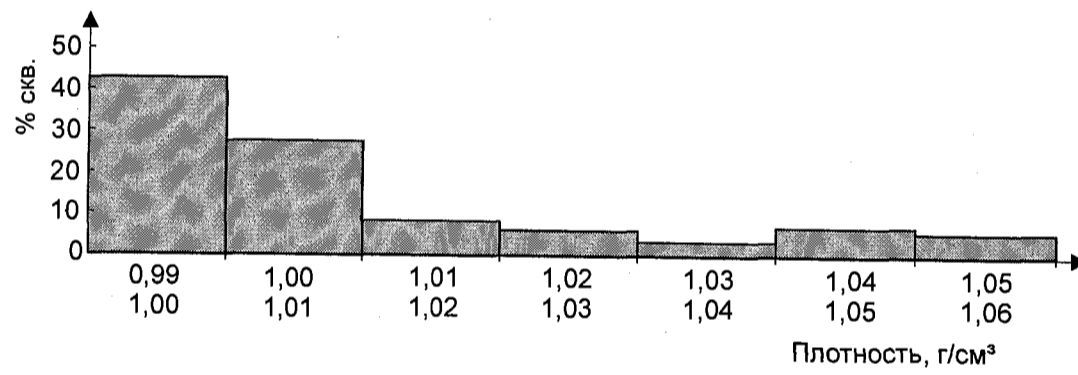


Рис. 8.4. Распределение скважин АГКМ по значению плотности пластовой воды

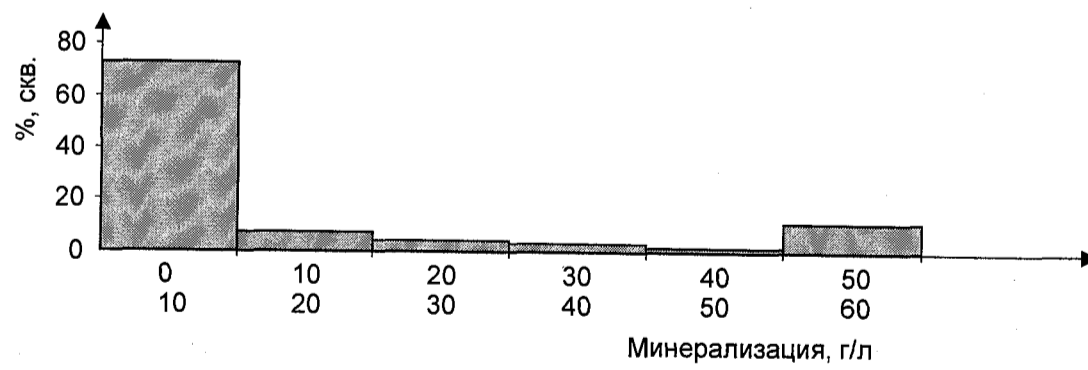


Рис. 8.5. Распределение скважин АГКМ по значению минерализации пластовой воды

ны в 1998-1999 гг. Приведенные графики свидетельствуют, что влагонасыщенность газа АГКМ после 10 лет разработки, в основном, связана с конденсационной водой.

Присутствие сероводорода и двуокиси углерода в природном газе повышает его влагосодержание по сравнению с газами, не содержащими H_2S и CO_2 [149, 191]. Влагосодержание для среднего состава пластового газа АГКМ (см. табл.8.3) было определено по графикам для определения содержания воды в природных газах, содержащих H_2S и CO_2 [191, 251]. При этом было учтено, что количество H_2S , вызывающее такой же эффект в изменении влагосодержания газа, составляет 75% CO_2 .

Таблица 8.3

Средний состав пластового газа АГКМ

Компоненты	C_1	C_2	C_3	C_4	C_{5+B}	H_2S	CO_2	N_2
% мол.	53.50	2.33	1.16	0.64	3.89	25.52	12.37	0.59

Расчетные значения влагосодержания пластового газа АГКМ при различных давлениях приведены в табл. 8.4.

Таблица 8.4

Расчетные значения влагосодержания пластового газа АГКМ

$P, \text{ МПа}$	61,2	55	50	45	40	35	30	25	20
$W, \text{ г/м}^3$	10,6	10,7	10,8	10,9	11,0	11,22	11,40	11,47	11,97

Для экспериментальной оценки водонасыщенности газа сепарации и пластового газа АГКМ проведены исследования на установке фазовых равновесий АСФ-РVT[119]. На первом этапе исследования проводились с газом сепарации, для этого в камеру высокого давления объемом 3.8 л было зака-

чано 145 л осушенного газа сепарации скважины 918 АГКМ. Состав газа сепарации скважины 918 приведен в табл. 8.5.

Таблица 8.5.

Состав газа сепарации скважины 918 АГКМ

Компоненты	H ₂ S	CO ₂	N ₂	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆	C ₇
% мол.	23.29	11.32	0.60	58.62	1.34	3.79	0.49	0.32	0.23	-

Затем в камеру ввели 0.75 см³ воды скважины 918 плотностью 1.001 г/см³, солевой состав которой приведен в табл. 8.6.

Таблица 8.6

Состав конденсационной воды скважины 918 АГКМ

№ скв.	Дата анализа	Плотность, г/см ³	Минерализация, мг/л	Ионный состав, мг/л						
				Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	CO ₃ ²⁻ HCO ⁻	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺
918	14.9.98	1.001	369.65	103.0	52.8	8.8	1.5	0	92.0	Сл.

Количество воды на газ сепарации составило 5.2 см³/м³. Подобный ВГФ наблюдался в начальный период разработки АГКМ. Смесь была приведена к пластовым условиям: P- 61.2 МПа и T – 383 К, при таких термобарических условиях вода в течение 3 часов полностью растворилась в газе.

В процессе исследований при P=15 МПа T=293 К из камеры PVT была выпущена вся вода и 11.5 л газа, затем в камеру PVT с остаточным объемом газа 134.4 л было заправлено 6.7 см³ воды, при этом количество воды на газ сепарации составило 50 см³/м³. Смесь в пластовых условиях P= 61.2 МПа, T=383 К рекомбинировалась в течении 24 часов, при таких термобарических условиях в газе растворилось только 2 см³ H₂O. С учетом остаточного влаго-

содержания в газе сепарации порядка $0,8 \text{ г/м}^3$ общее влагосодержание составило $15,68 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

При повторном эксперименте из камеры PVT при $P=15 \text{ МПа}$ и $T=293 \text{ К}$ выпустили выпавшую воду в количестве $6,7 \text{ см}^3$ и 9 литров газа. В камере осталось 125 л газа, дозаварили $4 \text{ см}^3 \text{ H}_2\text{O}$. Смесь приведена к условиям: $P = 61,2 \text{ МПа}$, $T=383 \text{ К}$, и рекомбинировалась в течение 24 часов, при этом растворилось $1,8 \text{ см}^3$ воды. Количество воды на газ сепарации составило $15,2 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Проведенные эксперименты свидетельствуют, что для пластовых условий АГКМ ($P=61,2 \text{ МПа}$ и $T=383 \text{ К}$) насыщение газа сепарации парами конденсационной воды может достигать $15,2\text{-}15,7 \text{ г/м}^3$, что несколько выше расчетного [231]. На рис.8.6 показаны экспериментальные и расчетные значения влагосодержания пластового газа АГКМ, а также фактический ВГФ по 58 скважинам АГКМ. Приведенные данные так же свидетельствуют, что влагосодержание значительного количества скважин АГКМ связано с конденсационной водой.

На втором этапе исследований устанавливалось влияние растворенной в пластовом газе воды на фазовые характеристики - давление начала конденсации, давление максимальной конденсации и т.д.

Для этого в содержащий $15,2 \text{ г/м}^3$ воды газ сепарации объемом 121л было заправлено $40,5 \text{ см}^3$ стабильного конденсата плотностью $0,802 \text{ г/см}^3$, молекулярной массой 148. Содержание $C_{5+в}$ в пластовой смеси равно $268,4 \text{ г/м}^3$. Систему привели к пластовым условиям ($P=61,2 \text{ МПа}$ и $T=383 \text{ К}$) и рекомбинировали в течение 24 часов, при этом конденсат полностью растворился в газе. Далее поэтапным снижением давления проводилась контактная конденсация $C_{5+в}$, при этом выпадения воды из смеси при $T=383 \text{ К}$ не наблюдалось. Результаты проведения контактной конденсации приведены в табл.8.7. По данным замеров при $T=383 \text{ К}$ давление начала конденсации равно $44,5 \text{ МПа}$ (рис. 8.7). При приведении системы к условиям сепарации выпало $1,9 \text{ см}^3$ воды и $44,47 \text{ см}^3$ конденсата.

Таблица 8.7

Результаты проведения контактной конденсации пластовой системы
скважины 918 АГКМ с содержанием $C_{5+B} - 268,4 \text{ г/м}^3$

1. Пластовый газ с влагосодержанием $15,2 \text{ г/м}^3$

Давление в камере PVT, МПа	61,2	44,5 ($P_{нк}$)	40,5	35,5	25,0	20,0	15,0	6,0
Объем выпавшего конденсата V_k , см^3	-	-	2,91	7,59	21,61	29,39	33,26	32,01
$V_k / V_{гс}$, $\text{см}^3 / \text{м}^3$	-	-	24,04	62,72	178,59	242,89	274,84	264,54
2. Пластовый газ без конденсационной воды								
Давление в камере PVT, МПа	61,2	44,5	42,3 ($P_{нк}$)	39,5	30,0	18,0	10,8	-
Объем выпавшего конденсата V_k , см^3	-	-	-	2,52	14,64	29,40	32,40	-
$V_f / V_{гс}$, $\text{см}^3 / \text{м}^3$	-	-	-	21,04	122,06	144,96	269,87	-

Давление начала конденсации пластовой смеси скважины 918 АГКМ без наличия в пластовом газе конденсационной воды составило 42,3 МПа. Следовательно, растворенная в пластовом газе вода смещает фазовое равновесие газ - жидкие углеводороды и повышает давление начала конденсации для исследованной смеси в пределах 5 %.

Присутствие в пластовом газе конденсационной воды в объеме 15 г/м^3 практически не оказывает влияние на давление максимальной конденсации, давление максимальной конденсации варьирует в пределах 12-13 МПа (изотермы 1, 2, рис. 8.7).

8.4. *Экспериментальные исследования конденсатоизвлечения
глубокозалегающих месторождений со сложным составом
пластового газа*

Практика разработки отечественных и зарубежных газоконденсатных месторождений показывает, что коэффициент конденсатоотдачи (конденсатоизвлечения - $K_{изв}$) изменяется от 0.30 до 0.75 (30-75%) и зависит от состава газовой составляющей, свойств и содержания конденсата в пластовом газе, а также газодинамических условий разработки [41, 108, 195-197, 199, 205, 206, 235, 240].

Потери конденсата, в случае содержания $C_{5+в}$ более 30 г/м^3 , наиболее точно определяются экспериментальным путем при исследовании непосредственно рекомбинированных газоконденсатных смесей. При достаточной изученности газоконденсатной системы $K_{изв}$ может быть определен графическим или аналитическим путем [60, 61, 75, 78, 81, 184, 193].

Астраханское ГКМ характеризуется высоким (до 50 % мол.) содержанием в пластовом газе неуглеводородных компонентов – сероводорода и углекислого газа, значительным диапазоном изменения потенциального содержания $C_{5+в}$ в пластовом газе.

Автором изучалось [108, 120] влияние содержания в пластовом газе АГКМ неуглеводородных компонентов (H_2S и CO_2), стабильного конденсата и его свойств на конденсатоотдачу. Пластовые системы составлялись из газов сепарации и насыщенных конденсатов. Для обеспечения представительности рекомбинированных пластовых систем забойные давления в процессе газоконденсатных исследований поддерживались на уровне давлений начала конденсации (38-42 МПа), скорость газа на забое скважины составляла 3-4 м/с.

Пробы газа сепарации и конденсата были отобраны из скв. 8Э, 42Р, 43Р, 68, 72Р, 73, 4И Астраханского ГКМ. Сепарация пластовой смеси проводилась методом промышленных отборов на установке "Porta-Test". Продол-

жительность работы скважины на установившемся режиме составляла 1.5-2 суток. При выборе скважин для исследований учитывали изменение потенциального содержания стабильного конденсата или группы $C_{5+в}$ в пластовой смеси по площади месторождения. Составы исследованных пластовых систем, плотность $C_{5+в}$ и коэффициенты конденсатоизвлечения, определенные на основании проведения дифференциальной конденсации [120], приведены в табл.8.8.

Таблица 8.8

Составы и коэффициенты конденсатоизвлечения пластовых систем скважин 4И, 8-Э, 42Р, 43Р, 68, 72 Р, 73 АГКМ

Компоненты	Составы пластовых систем скважин, % мол.						
	4И	8-Э	42Р	43Р	68	72Р	73
H ₂ S	13.53	26.21	23.64	21.45	22.83	29.98	27.42
CO ₂	9.73	13.10	12.10	15.61	14.10	20.96	17.15
CH ₄	67.64	50.54	54.24	55.48	55.63	41.58	47.30
C ₂ H ₆	2.83	3.33	2.80	1.99	2.10	2.64	1.39
C ₃ H ₈	1.17	1.22	1.89	0.94	0.74	0.82	0.81
C ₄ H ₁₀	0.63	0.78	1.05	0.17	0.52	0.84	0.71
C _{5+в}	3.39	4.35	3.53	3.95	3.70	1.89	4.73
N _{2+р}	1.05	0.40	4.15	0.42	0.38	1.70	0.49
Плотность конденсата C _{5+в} , г/см ³	0.807	0.815	0.805	0.812	0.825	0.811	0.816
Потенциальное содержание C _{5+в} газа сепарации, г/м ³	223.7	273.3	221.0	237.3	254.0	129.0	320.0
Коэффициент конденсатоизвлечения K _{изв} при P=0.1013 МПа	0.653	0.650	0.690	0.680	0.620	0.720	0.635

Полученные результаты (табл.8.8, рис.8.8) свидетельствуют, что коэффициент конденсатоизвлечения на АГКМ при полном истощении P= 0.1013 МПа может достигать 0.72 (72%). Увеличение конденсатосодержания приводит к снижению конденсатоотдачи. Явной связи между конденсатоизвлече-

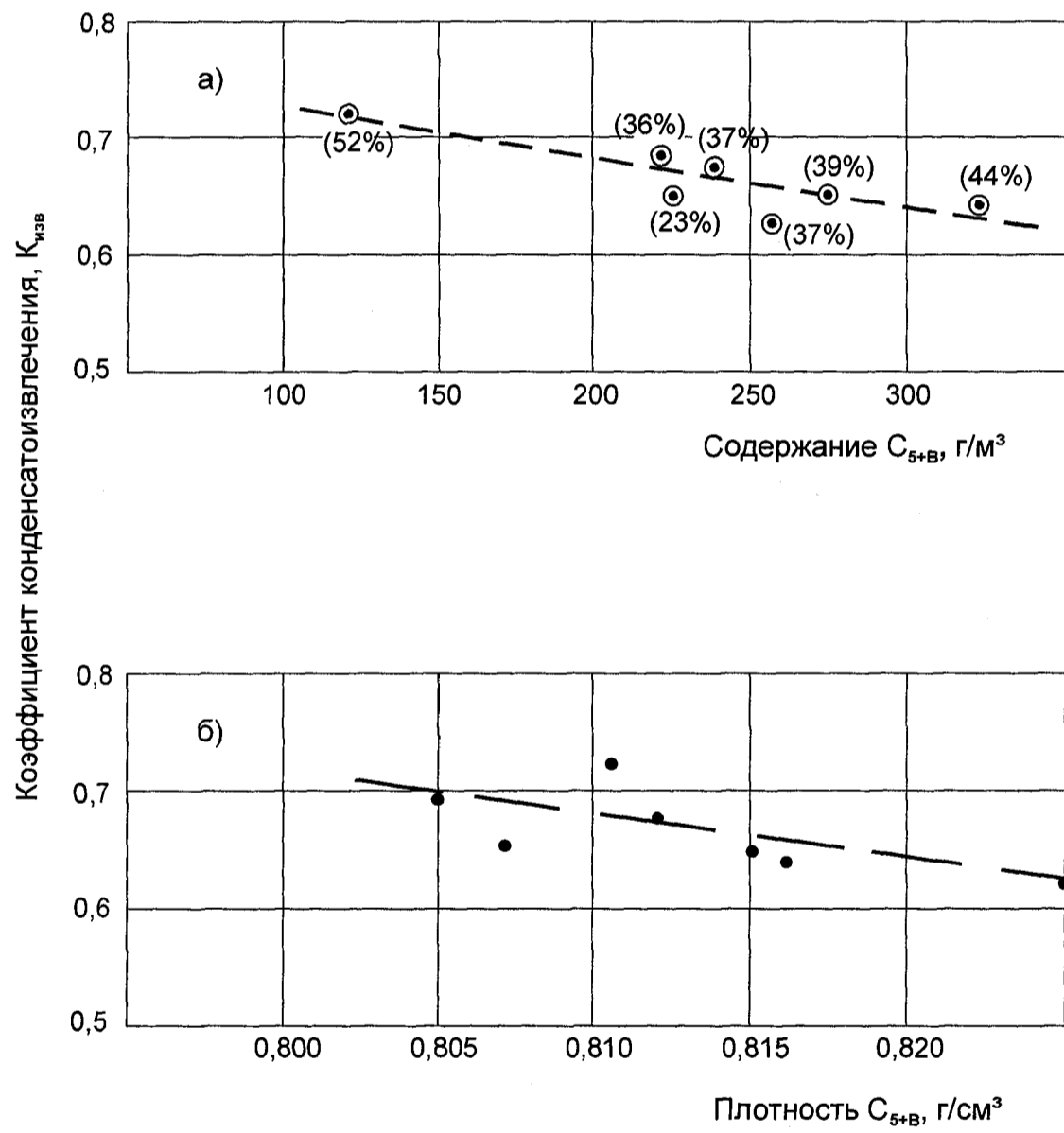


Рис. 8.8. Зависимость коэффициента конденсатоизвлечения пластовых систем АГКМ от содержания (а) и плотности (б) $C_{5+В}$; (52%) - суммарное содержание $H_2S + CO_2$, %мол.

нием и содержанием в пластовой смеси H_2S и CO_2 не установлено. Конденсатоотдача достаточно тесно коррелируется с плотностью (составом) $C_{5+в}$.

Для детальной оценки конденсатоизвлечения в процессе снижения пластового давления при разработке АГКМ изучена динамика пластовых потерь и конденсатоотдачи различных пластовых систем, составленных из газа сепарации следующего состава: H_2S - 24,01; CO_2 - 12,95; C_1 - 55,51; C_2 - 2,29; C_3 - 0,79; C_4 - 0,47 % мол. и конденсатов плотностью 0,792 г/см³ (облегченного), 0,806 и 0,815 г/см³ (наиболее часто наблюдаемых на АГКМ) и 0,825 г/см³ (утяжеленного). Физико-химические свойства конденсатов приведены в табл. 8.9. Потенциальное содержание $C_{5+в}$ равнялось среднему содержанию по АГКМ - 269 г/м³ газа сепарации (см. табл. 6.9).

Таблица 8.9

Физико-химические свойства конденсатов АГКМ, используемых для изучения динамики пластовых потерь и конденсатоизвлечения

Фракционная разгонка, выход фракций	Температура отгона фракций, К			
	$\rho=0,792,$ г/см ³	$\rho=0,806,$ г/см ³	$\rho=0,815,$ г/см ³	$\rho=0,825,$ г/см ³
НК	323	330	339	341
10%	370	373	378	383
20%	394	398	402	403
30%	415	417	422	423
40%	436	441	444	448
50%	459	466	470	478
60%	488	501	511	518
70%	519	543	548	558
80%	576	595	608	-
КК	633	633	633	633
Остаток, %	5,0	9,0	15,0	22
Молекул. масса	136	149	152	160

Следует отметить, что конденсат плотностью $\rho_k = 0,792 \text{ г/см}^3$ на скважинах АГКМ наблюдается после существенного снижения забойного давления на 10-20 МПа ниже $P_{нк}$. Конденсаты плотностью 0,805-0,815 г/см^3 наиболее часто встречаются при исследовании скважин АГКМ. Конденсаты повышенной плотности могут быть получены в результате: извлечения выпавшей при давлении $P_{нк}$ утяжеленной части конденсата после повышения давлений в призабойной зоне скважин выше давления $P_{нк}$ (см. табл. 6.9); растворения в пластовом газе тяжелой остаточной нефти (см. табл. 6.2), количество которой в некоторых зонах пласта АГКМ может быть значительным [127].

Динамика пластовых потерь и коэффициенты конденсатоизвлечения, полученные в процессе экспериментальных исследований и расчетов [80, 81] для пластовых систем с конденсатами различной плотности при снижении пластового давления в процессе разработки АГКМ, приведены в табл. 8.10, рис. 8.9-8.12.

Таблица 8.10

Динамика пластовых потерь и конденсатоотдачи для конденсатов АГКМ различной плотности при снижении пластового давления, ($T=383 \text{ К}$)

Давление, МПа	Пластовые потери $C_{5+в}$, г/м^3	Потенциал $C_{5+в}$, г/м^3 на газ сепарации	Суммарное извлечение $C_{5+в}$ из пласта, г/м^3	Содержание $C_{5+в}$ в газовой фазе пластового флюида, г/м^3	Коэффициент извлечения $C_{5+в}$ из недр, доли ед.
1	2	3	4	5	6
			$\rho=0.792 \text{ г/см}^3$		
61,2	-	269,0	0,0	269,0	-
55,08	-	269,0	26,9	242,1	0,10
48,96	-	269,0	53,8	215,2	0,20
42,84		269,0	80,7	188,3	0,30
36,72		264,5	107,2	156,0	0,40

Продолжение табл. 8.10

1	2	3	4	5	6
30,6	42,4	226,8	129,8	96,8	0,48
24,48	65,0	168,4	146,7	57,3	0,55
18,36	79,7	122,3	158,9	30,4	0,59
12,24	82,8	95,1	168,4	17,8	0,63
6,12	82,4	90,2	177,4	9,2	0,66
0,1	75,0	165,6	194,0	0,0	0,72
$\rho=0.805 \text{ г/см}^3$					
61,2	0,0	269,0	0,0	269,0	-
55,08	0,0	269,0	26,9	242,1	0,10
48,96	0,0	269,0	53,8	215,2	0,20
42,84	0,0	269,0	80,7	188,3	0,30
36,72	11,5	260,2	106,7	150,8	0,40
30,6	46,6	219,4	128,7	93,7	0,48
24,48	72,2	159,0	144,6	52,2	0,54
18,36	84,3	113,3	155,9	28,8	0,58
12,24	88,8	87,0	164,6	15,6	0,61
6,12	87,2	83,4	172,9	8,9	0,64
0,1	82,0	140,7	187,0	0,0	0,70
$\rho=0.815 \text{ г/см}^3$					
61,2	0,0	269,0	0,0	269,0	-
55,08	0,0	269,0	26,9	242,1	0,10
48,96	0,0	269,0	53,8	215,2	0,20
42,84	0,0	269,0	80,7	188,3	0,30
36,72	14,4	257,9	106,5	148,1	0,40
30,6	48,7	215,7	128,1	92,2	0,48
24,48	72,9	157,6	143,8	52,3	0,53
18,36	88,2	108,8	154,7	26,1	0,58
12,24	92,8	77,8	162,5	13,7	0,60
6,12	92,9	68,3	169,3	6,8	0,63
0,1	90,1	95,9	178,9	0,0	0,67
$\rho=0.825 \text{ г/см}^3$					
61,20	0,0	269,0	0,0	269,0	-
55,08	0,0	269,0	26,9	242,1	0,10

Продолжение табл. 8.10

1	2	3	4	5	6
48,96	0,0	269,0	53,8	215,2	0,20
42,84	6,12	264,9	80,3	182,6	0,30
36,72	28,05	244,0	104,7	136,3	0,39
30,60	67,50	191,2	123,8	77,7	0,46
24,48	86,10	134,7	137,3	45,6	0,51
18,36	98,90	95,8	146,9	23,2	0,55
12,24	102,00	71,3	154,0	13,0	0,57
6,12	103,00	61,7	160,2	5,8	0,60
0,10	100,00	88,4	169,0	0,0	0,63

При изменении плотности конденсата от 0,792 до 0,825 г/см³ давление начала конденсации увеличилось с 37,5 до 44,5 МПа; конденсатоизвлечение (при P= 0,1013 МПа) уменьшилось с 72 до 63 %; плотность выпавшей жидкой фазы в камере PVT увеличилась от 0,828 до 0,856 г/см³.

Сопоставление экспериментального и фактического изменения потенциального содержания C_{5+в} в процессе разработки участка залежи (УППГ-1, УППГ-2) за 1988-2000 г. (рис. 8.12) показало, что прогнозные характеристики, полученные на установке фазовых равновесий, соответствуют фактическим данным (см. табл. 6.9).

Давление забрасывания для АГКМ оценивается величиной равной 30 МПа, коэффициент конденсатоизвлечения с учетом изменения плотности конденсата от 0,792 до 0,825 г/см³ на момент забрасывания может составить 46-48%. Соответственно, потенциальное содержание конденсата C_{5+в} при давлении 30 МПа будет составлять 191-226 г/м³, что согласуется с результатом газоконденсатных исследований скважин АГКМ при депрессиях порядка 30 МПа (см. рис. 6.2).

Для Карачаганакского НГКМ, в связи с более значительным конденсатосодержанием, меньшим количеством в смеси сероводорода и углекислого газа, более низкой пластовой температурой, коэффициенты конденсатоотдачи при разработке на режиме истощения до давления P=0,1013 МПа про-

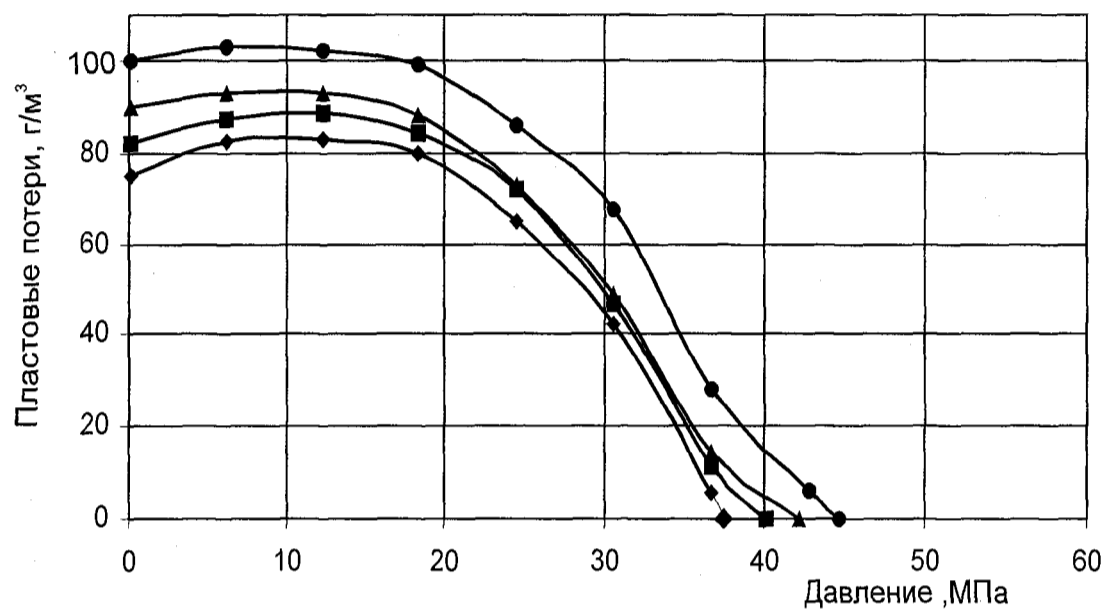


Рис. 8.9. Потери C_5+v при снижении пластового давления. Плотности конденсатов АГКМ: \blacklozenge $-\rho_k=0.792$; \blacksquare $-\rho_k=0.805$; \blacktriangle $-\rho_k=0.815$; \bullet $-\rho_k=0.825$

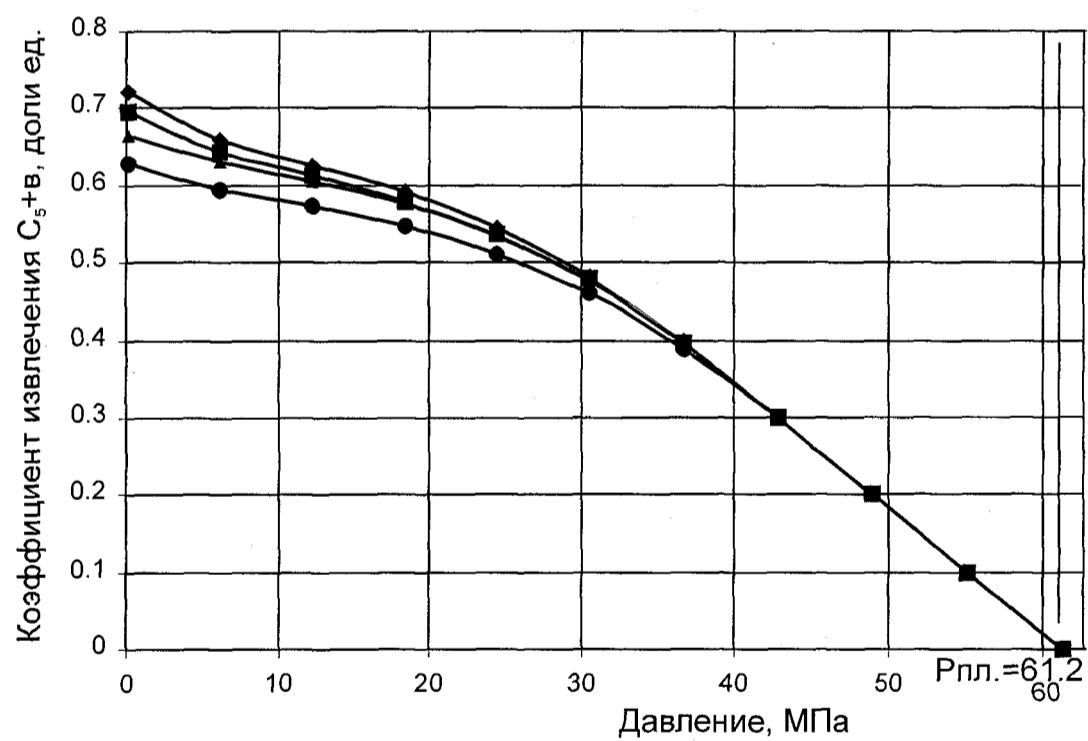
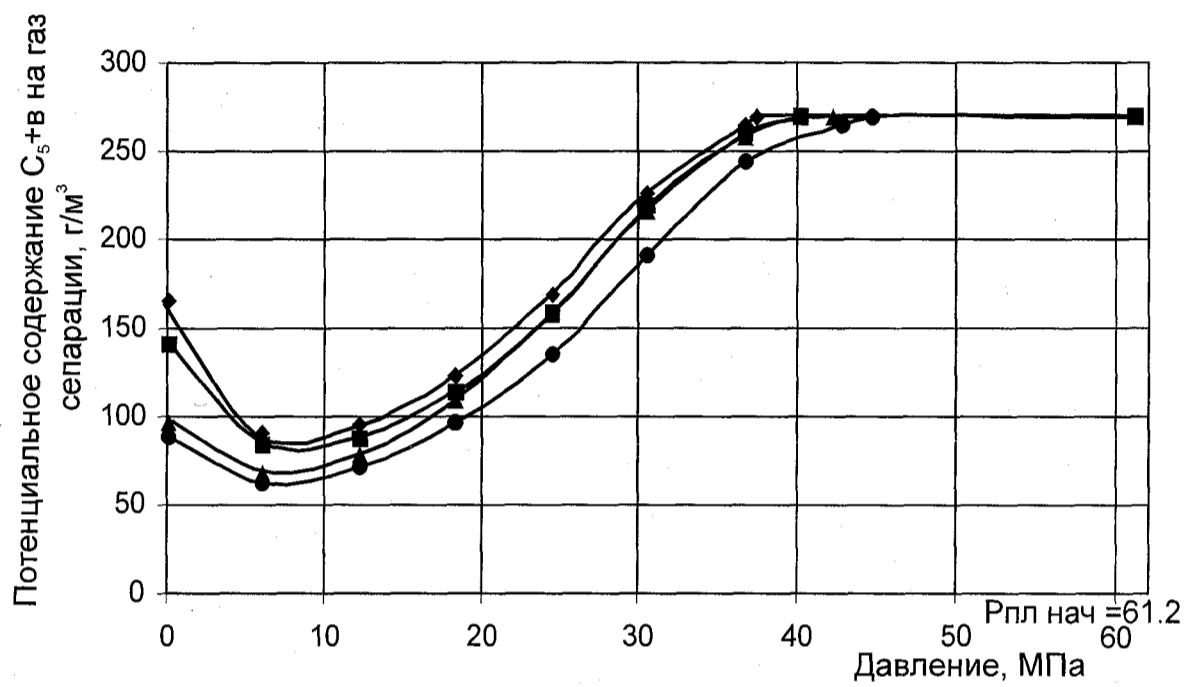
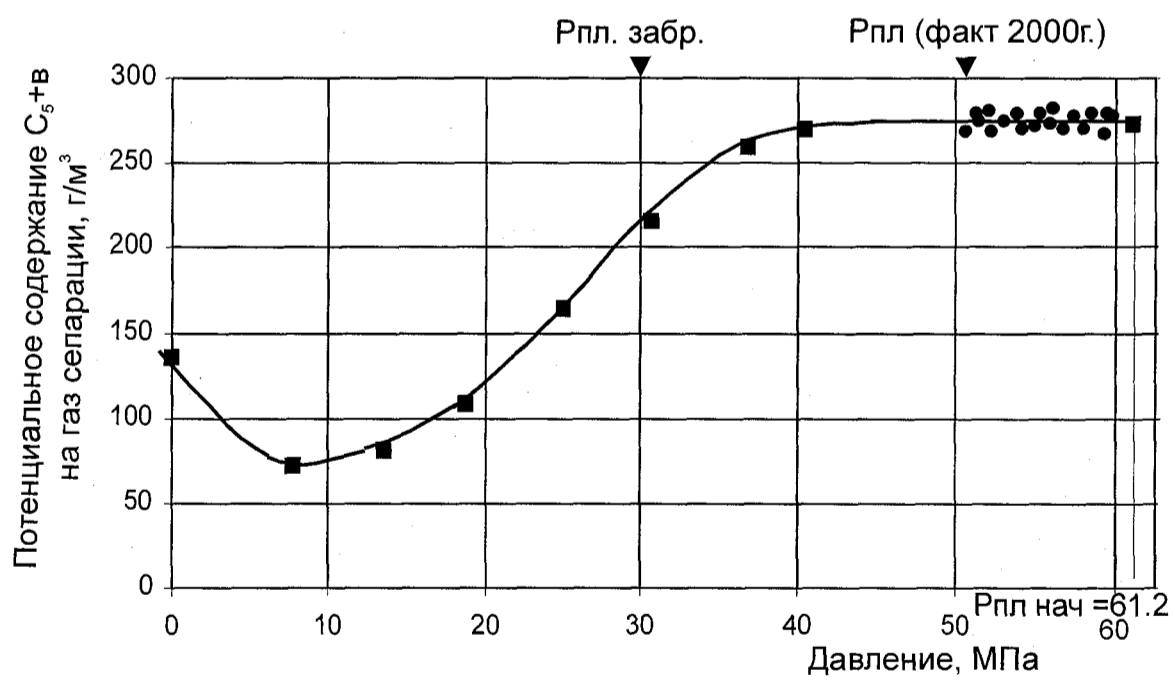


Рис. 8.10. Зависимость конденсатоизвлечения от изменения пластового давления. Плотность конденсатов АГКМ: \blacklozenge $-\rho_k=0.792$; \blacksquare $-\rho_k=0.792$; \blacktriangle $-\rho_k=0.815$; \bullet $-\rho_k=0.825$



ис. 8.11. Изменение потенциального содержания C_{5+} при снижении пластового давления на АГКМ. Плотность конденсатов АГКМ, g/cm^3 : \blacklozenge $\rho_k=0.792$; \blacksquare $\rho_k=0.805$; \blacktriangle $\rho_k=0.815$; \bullet $\rho_k=0.825$



ис. 8.12. Сопоставление экспериментального и фактического изменения потенциального содержания C_{5+} в процессе разработки АГКМ. Плотность конденсата АГКМ: \blacksquare $\rho_k=0.805$; \blacksquare -эксперимент, \bullet -факт по данным разработки АГКМ

гнозируются существенно меньшими, чем на АГКМ, так, для нижнепермского объекта они составят 0.33-0.48, для каменноугольного объекта - 0.28-0.34.

Об этом свидетельствуют результаты PVT-исследований пластовых смесей скважин 35, 107 (проведены автором работы), а также скважин 6, 9 (проведены сотрудниками КазНИГРИ, ВНИИгаза). В табл.8.11 приведена краткая характеристика скважин, свойства и содержание $C_{5+в}$ в смеси, а также результаты определения конденсатоотдачи по скважинам 6, 9, 35, 107. Результаты исследования конденсатоотдачи пластовых смесей скважин Карачаганакского ГКМ показаны на рис.8.13, из которых следует, что при увеличении содержания и плотности $C_{5+в}$ наблюдается снижение конденсатоотдачи. Минимальная конденсатоотдача 0.282 наблюдалась при извлечении пластовой смеси с $C_{5+в}$ равным 800 г/м^3 , где $C_{5+в}$ имела плотность 0.854 г/см^3 (нефть скважины 207).

Таблица 8.11

Пластовая температура, плотность, содержание $C_{5+в}$ и
конденсатоотдача по скважинам Карачаганакского ГКМ

№ скв.	6	9	35	107
Интервал перфорации, м	4975-4997	4950-4995	4700-4772	3842-4323
Содержание $C_{5+в}$, г/м^3	723	805	628	471
Плотность $C_{5+в}$, г/см^3	0.809	0.807	0.797	0.766
Пластовая температура, К	360	359	347	345
Коэффициент конденсатоотдачи (P=0,1013 МПа)	0.300	0.330	0.313	0.474

Проектирование методов повышения компонентоотдачи необходимо вести с учетом фазовых превращений газоконденсатных смесей, которые могут образовываться при закачке различных газовых компонентов.

Для оценки влияния состава газа при проектировании использования сайклинг-процессов на месторождениях с высоким содержанием сероводо-

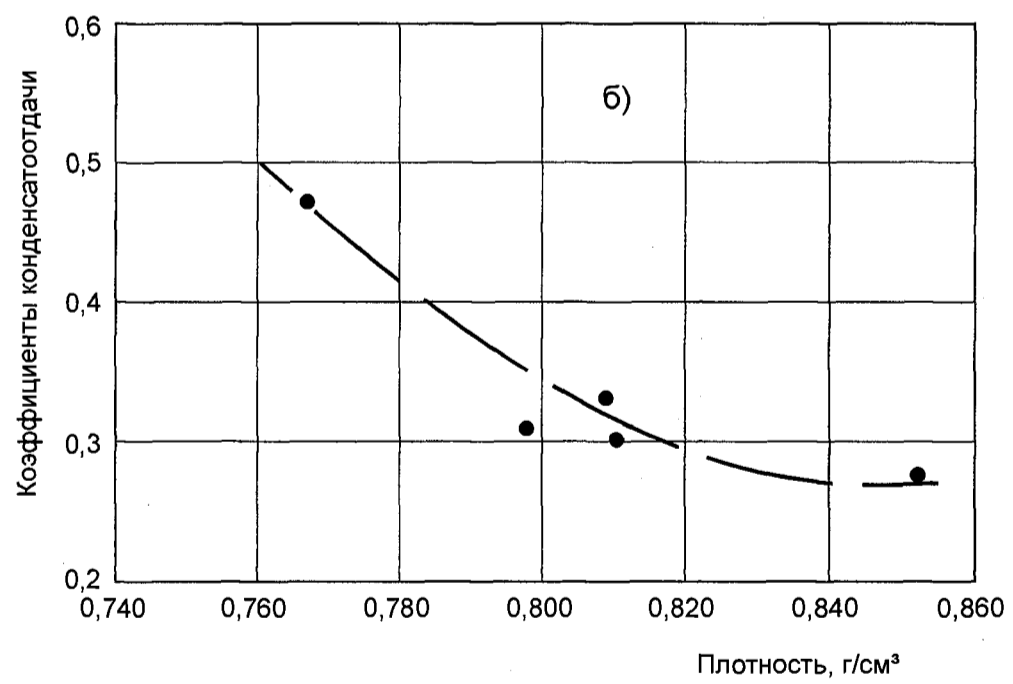
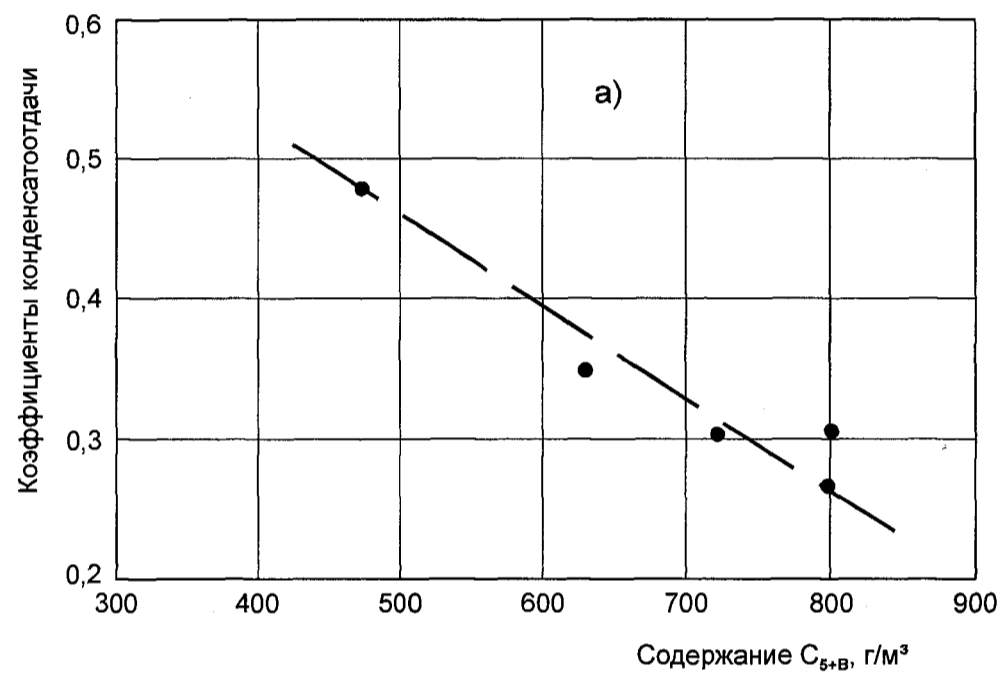


Рис. 8.13. Зависимость конденсатоотдачи КНГКМ:
а) от содержания C_{5+B} ; б) от плотности растворенных C_{5+B}

рода и углекислого газа при температуре 380 К была исследована динамика ретроградных процессов (конденсации и испарения) различных газоконденсатных смесей.

В процессе исследования менялось конденсатосодержание, количество сероводорода и углекислого газа. Соотношение сероводорода и углекислого газа составляло 1.75. Изотермы конденсации – отношение объема выпавшей жидкой фазы к объему растворенного в смеси конденсата, показаны на рис.8.14. Полученные изотермы имеют обычный вид, с увеличением конденсатосодержания растет крутизна изотерм и увеличивается процент выпадения жидкой фазы.

Особо следует отметить влияние кислых компонентов на динамику выпадения и испарения жидкой фазы, рис.8.14. При содержании $C_{5+в}$ в смеси до 200-250 г/м³ кислые компоненты, как было указано ранее, снижают давление начала конденсации, но при давлении максимальной конденсации увеличивают количество выпавшего насыщенного конденсата на 5-8%.

Дальнейшее снижение давления в камере PVT, сопровождающееся испарением, приводит к уменьшению разницы в количестве жидкой фазы при наличии и отсутствии кислых компонентов в смеси.

Увеличение содержания $C_{5+в}$ до 250-300 г/м³ и более в смеси, содержащей значительное количество сероводорода и углекислого газа, снижает давление начала конденсации, существенно уменьшает потери жидкой фазы в зоне ретроградной конденсации. Следовательно, для сайклинг-процессов на АГКМ при содержании $C_{5+в}$ 240-280 г/м³ до давления забрасывания 30 МПа можно рекомендовать применение газовой смеси CH_4+H_2S .

Потери жидкой фазы при конденсатосодержании 400-800 г/м³ при исследовании ГЖС с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа или чистого углекислого газа меньше на 10-15% по сравнению с метановыми ГЖС, что необходимо учитывать при проектировании сайклинг-процессов на месторождениях, подобных КНГКМ.

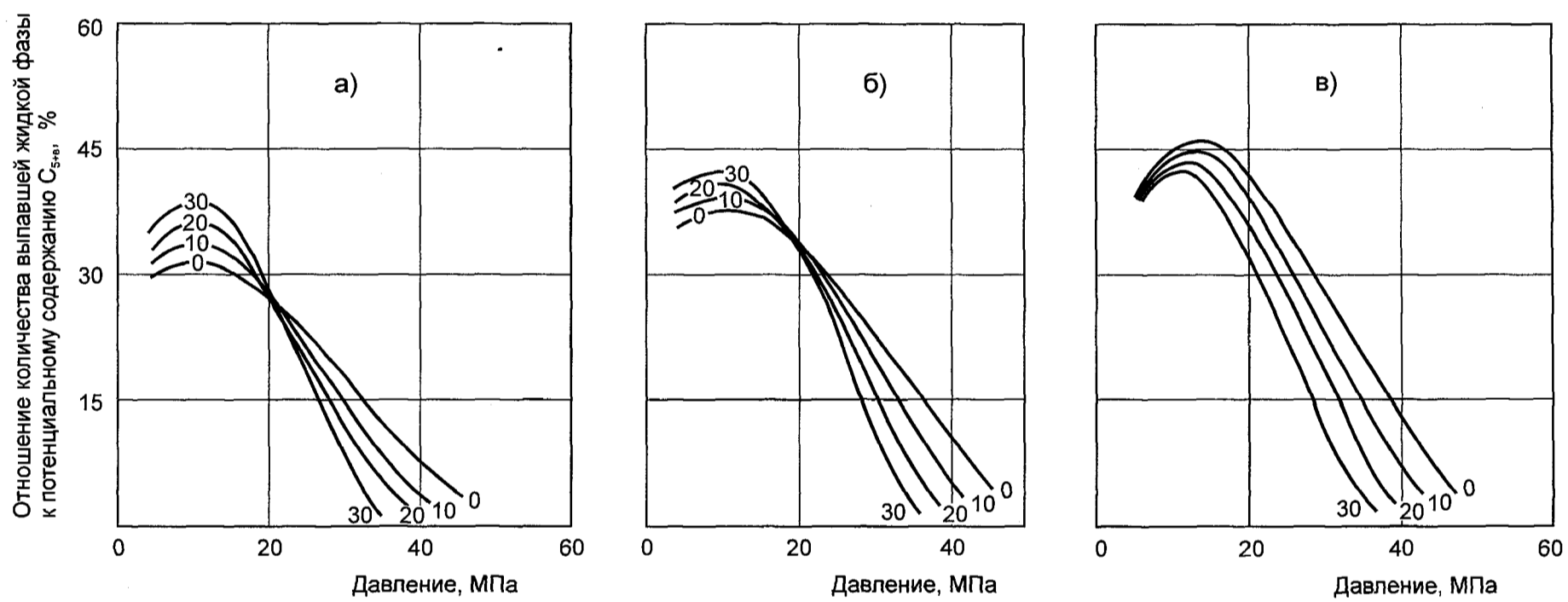


Рис. 8.14а. Влияние кислых компонентов и содержания $C_{5+в}$ на динамику выпадения и испарения конденсата из смеси.
 —10— - содержание кислых компонентов, %мол. Содержание $C_{5+в}$ в смеси, г/м³: а) 80 ; б) 160 ; в) 250

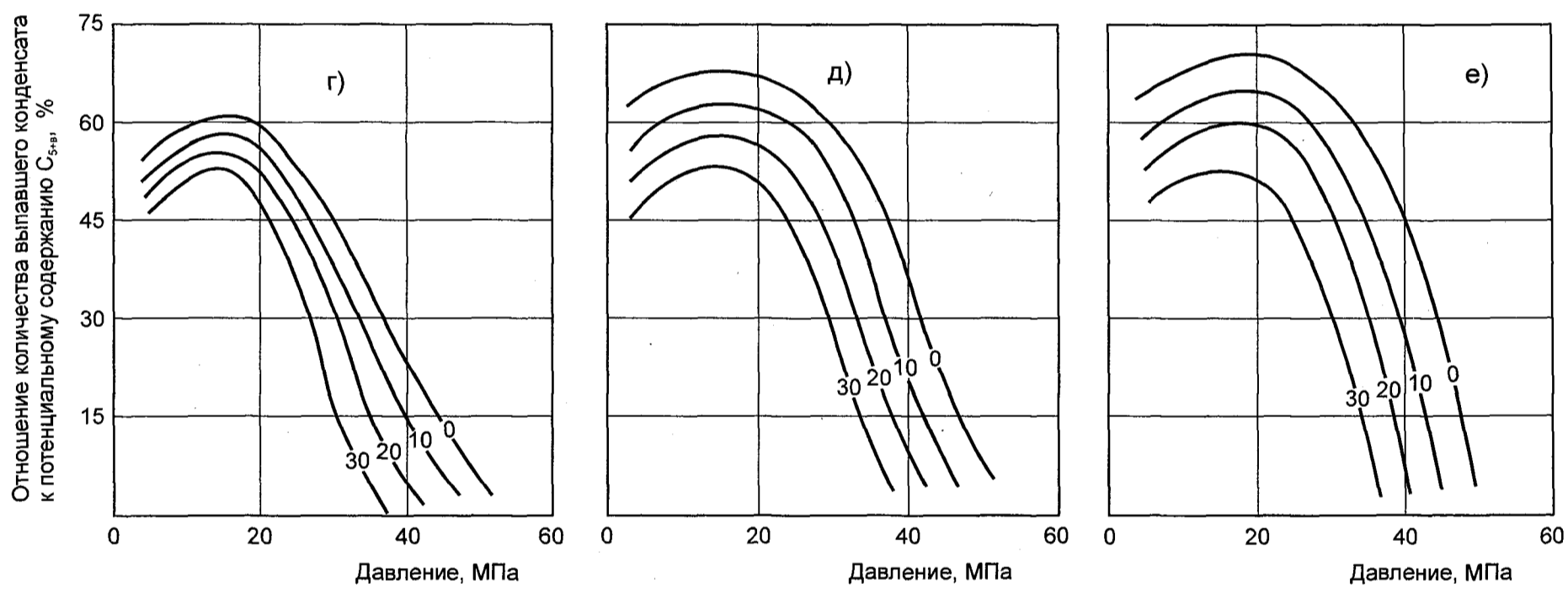


Рис. 8.146. Влияние кислых компонентов и содержания C_{5+B} на динамику выпадения конденсата из смеси.

— 10 — - содержание кислых компонентов, %мол. Содержание C_{5+B} в смеси, г/м³ г) 400; д) 560; е) 810

Выводы

1. Экспериментально исследована динамика неравновесных процессов (конденсация-растворение), проходящих в пластовых газожидкостных системах на различных этапах снижения давления и при различной плотности растворенной жидкой фазы. Полученные результаты позволяют судить о возможности снижения давления на забое скважины ниже давления начала конденсации на 1-3 МПа при фильтрации в пласте смеси с растворенной жидкой фазой малой и средней плотности без существенного влияния на выход $C_{5+в}$ и продуктивность скважин.

2. Впервые показано, что для растворения жидкой фазы большой плотности, выпавшей при давлениях ниже $P_{нк}$ на 5-10 МПа, необходимо длительное время. Так, для полного растворения выпавшей жидкой фазы при давлениях выше $P_{нк}$ на 3-5 МПа требуется более десяти суток. Это необходимо учитывать при разработке методов повышения конденсатонефтеотдачи с помощью закачки газов различного состава.

3. Впервые проведена экспериментальная оценка влияния влагонасыщенности на фазовые характеристики пластового газа АГКМ. Показано, что предельное влагонасыщение газа сепарации парами конденсационной воды может достигать 15.2-15.7 г/м³. Растворенная в пластовом газе вода смещает фазовое равновесие газ - жидкие углеводороды и повышает давление начала конденсации в пределах 5 %.

4. Получены новые экспериментальные данные по фазовым равновесиям сложных газоконденсатных и газонефтяных систем. Проведены исследования конденсатоизвлечения на месторождениях со сложным составом пластовой смеси. Выявлено, что превалирующим фактором, изменяющим конденсатоотдачу на режиме истощения, является содержание и плотность $C_{5+в}$. Установлено, что в зависимости от содержания $C_{5+в}$ и плотности конечный коэффициент конденсатоотдачи может изменяться для АГКМ от 0.63 до 0.72, для КНГКМ от 0.28 до 0.48.

5. Детально изучена динамика истощения пластовой системы АГКМ от начального пластового давления 61.2 МПа до 0.1013 МПа. Определены пластовые потери и рассчитано конденсатоизвлечение на различных этапах снижения пластового давления в процессе разработки. Установлено, что при давлении забрасывания равном 30 МПа извлечение $C_{5+в}$, растворенных в газе различной плотности, на АГКМ может достигнуть 46-48 %.

6. Для обоснования эффективности применения газов различного состава для сайклинг-процесса исследована динамика выпадения жидкой фазы из газоконденсатных смесей при изменении содержания кислых компонентов и количества конденсата в смеси. Установлено, что после ретроградного испарения потери $C_{5+в}$ для газоконденсатных смесей с конденсатосодержанием до 250 г/м^3 будут большими в случае использования для сайклинг-процесса газов с высоким содержанием кислых компонентов. При увеличении конденсатосодержания в смеси более 250 г/м^3 применение газов, содержащих кислые компоненты, может значительно увеличить выход жидких углеводородов из пласта. Следовательно, для сайклинг-процесса на АГКМ возможно применение газа сепарации, содержащего 25-28 % мол. сероводорода. Для повышения конденсатоотдачи на КНГКМ рекомендуется закачка газа сепарации или углекислого газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Работа посвящена обобщению экспериментальных исследований фазовых превращений нефтегазоконденсатных систем сложного состава в различных термобарических условиях.

Показано, что при значительном количестве разработанных аналитических методов расчета парожидкостного равновесия, расчетные фазовые диаграммы не всегда адекватно отражали поведение нефтегазоконденсатных систем, наблюдаемое при разработке и эксплуатации глубоководных газоконденсатных и газонефтяных месторождений.

В этом контексте последние работы ведущих российских термодинамиков позволили существенно повысить точность расчетов фазовых характеристик и плотности углеводородных газожидкостных систем. Разработка новых уравнений состояния и методик расчетов проводилась на базе данных, полученных экспериментальным путем. Следовательно, экспериментальное изучение особенностей фазового поведения, сверхсжимаемости различных углеводородных систем в широком интервале изменения давлений и температур и построение реальных фазовых диаграмм остается важнейшим направлением термодинамики, имеет теоретическую и практическую ценность. Особую значимость, в связи с введением в разработку глубоководных месторождений со сложными пластовыми системами, приобретает изучение фазовых превращений сложных газожидкостных систем, содержащих в своем составе сероводород и углекислый газ.

Освоенные автором установки фазовых равновесий “ Magra-PVT”, “АСФ- PVT” являются наиболее совершенными из применяемых в Российской Федерации и СНГ. Данные высокоточные лабораторные комплексы позволяют проводить исследования модельных и реальных нефтегазоконденсатных систем, в том числе с высоким содержанием (до 50%) сероводорода и углекислого газа в широком интервале давлений и температур.

В процессе освоения лабораторных комплексов усовершенствованы методики проведения контактной и дифференциальной конденсации, отработан порядок построения фазовых диаграмм. Разработан способ составления рекомбинированных пластовых систем, позволяющий получать нефтегазоконденсатные системы заданного состава. Изучение динамики выпадения и растворения жидкой ретроградной углеводородной фазы позволило оптимизировать время исследований различных газожидкостных систем. Разработаны устройство и методика для исследования пластовых потерь конденсата, дающие возможность оценки физико-химических свойств газовой и жидкой фазы на каждом интервале изменения давления.

Автором разработаны экспериментальная установка и методика для изучения важнейшего термодинамического параметра газов и газожидкостных систем - коэффициента сверхсжимаемости. Впервые в РФ и СНГ экспериментально исследована сверхсжимаемость газов, содержащих до 50 % и более сероводорода и углекислого газа. Показано влияние растворенной жидкой углеводородной фазы на сверхсжимаемость газоконденсатных смесей при различных температурах и давлениях. Следует отметить, что экспериментально этот вопрос ранее не решался. Получены графики для определения коэффициентов сверхсжимаемости газов сепарации и пластовых газоконденсатных смесей АГКМ и КНГКМ в широком интервале давлений и температур.

Исследованы фазовые превращения модельных и реальных нефтегазоконденсатных систем при давлениях от 0.1013 до 120 МПа и температурах от 253 до 473 К, данный термобарический диапазон определен техническими возможностями современных установок фазовых равновесий.

Следовательно, при проведении исследований в полном объеме реализованы давления и температуры, которыми характеризуются геологические и технологические процессы при разработке и эксплуатации месторождений природных газов.

Детально изучены фазовые превращения газожидкостных систем метановый газ+индивидуальные УВ (C_5 , C_7 , C_9), фракции конденсатов; реальные конденсаты и нефти. Результаты проведенных экспериментов и обобщения результатов других исследователей позволили диссертанту ввести понятие реальная фазовая диаграмма.

Установлено, что реальные фазовые диаграммы углеводородных систем, а также систем, содержащих неуглеводородные компоненты, в зависимости от содержания жидкой фазы $C_{5+в}$, реализуются в трех характерных областях:

1. Газожидкостная (газоконденсатная) область фазовой диаграммы: система при высоких давлениях находится в однофазном газообразном состоянии, при снижении давления наступает ретроградная конденсация и система переходит в двухфазное состояние.

2. Полная фазовая диаграмма, включающая в себя газоконденсатную, критическую и жидкостную области.

3. Жидкостная область фазовой диаграммы, в этой области система при высоких давлениях находится в однофазном жидкостном состоянии и при снижении давления переходит в двухфазное газожидкостное состояние.

Выявлены основные закономерности фазовых превращений газожидкостных систем в термобарическом поле (0.1013-120 МПа; 253-473 К):

- в газоконденсатной части фазовой диаграммы увеличение содержания жидкой углеводородной фазы от 50 г/м^3 до $300\text{-}400 \text{ г/м}^3$ приводит к увеличению давления начала конденсации, при дальнейшем увеличении содержания $C_{5+в}$ давление начала конденсации падает. Диссертантом сделана попытка объяснения данного феномена немонотонного изменения давления начала конденсации по мере увеличения конденсатосодержания с позиций кинетической теории;

- в критическое состояние углеводородные системы переходят при содержании $C_{5+в}$ равном 1000 –1200 г/м³ (системы, содержащие значительное количество сероводорода- 650-700 г/м³);

- переход системы в жидкостное состояние, в зависимости от состава газовой фазы, наступает при содержании $C_{5+в}$ от 1300 до 1700 г/м³. В жидкостной области диаграммы переход из жидкостного в двухфазное газожидкостное состояние, после снижения давления ниже давления насыщения, в большинстве случаев проходит скачкообразно, при этом в камере PVT фиксируется газожидкостная смесь в примерном соотношении 60 % жидкой фазы и 40 % газовой фазы.

При увеличении плотности растворенной жидкой углеводородной фазы $C_{5+в}$ возрастает давление начала конденсации и изменяется форма фазовых диаграмм.

Расширена информация по растворяющей способности гомологов метана, подтверждено, что гомологи, особенно пропан и бутан, снижают давление начала конденсации газожидкостных метановых систем. Разработаны алгоритм и аналитические выражения для составления фазовых диаграмм углеводородных газожидкостных систем с учетом влияния гомологов метана.

Изучено влияние неуглеводородных компонентов (сероводород и углекислый газ) на конфигурацию фазовых диаграмм и основные характеристики фазового поведения - давление начала конденсации, давление максимальной конденсации и количество выпавшей жидкой фазы при давлении максимальной конденсации.

Установлено, что:

- углекислый газ снижает давление начала конденсации, существенно не меняя формы фазовых диаграмм углеводородных систем;

- сероводород значительно снижает давление начала конденсации, особенно в области низких температур, кардинально меняя форму фазовых

диаграмм.

Показано, что суммарное влияние сероводорода и углекислого газа на фазовые превращения (давления начала конденсации) значительно отличается от фактического (совместного). Следовательно, существующие мнения, основанные на результатах аналитических исследований о независимости влияния неуглеводородных компонентов на величину давления начала конденсации и возможность их суммирования, по мнению диссертанта, не адекватны действительности. Степень различия суммарного и фактического влияния зависит от содержания $C_{5+в}$ в системе, температуры и состава газовой фазы.

Детально исследовано поведение нефтегазоконденсатных систем в закритической, окологкритической и критической областях. Составлен банк экспериментальных фазовых диаграмм газожидкостных систем с различным содержанием метана, углекислого газа, сероводорода и жидкой углеводородной фазы. Определены критические параметры исследованных газожидкостных систем.

Сопоставление экспериментально и аналитически определенных критических параметров показало, что в определенных интервалах давлений и температур наиболее точным является графоаналитический метод Г.С.Степановой. Следует отметить, что разработанное А.И.Брусилевским обобщенное уравнение состояния и модификации способов расчетов позволяют повысить точность моделирования углеводородных систем в критических областях. В целом, при изучении сложных газожидкостных систем рекомендуется использовать экспериментально определенные критические параметры.

Выявлено новое состояние газожидкостных систем с высоким содержанием высококипящих углеводородов в закритических областях, характеризующееся наличием в камере PVT одновременно систем в газообразном и жидком состоянии с плавным переходом из первой во вторую. При этом гра-

ницы раздела пластовая нефть – пластовый газ отсутствуют, и наблюдается явно выраженная дифференциация по газосодержанию, плотности растворенной жидкости и других ее физико-химических свойств по разрезу камеры фазовых равновесий.

Оценены палеотектонические, геохимические и термодинамические условия формирования и разработаны геофизикохимические модели АГКМ и КНГКМ, позволяющие проводить прогнозы состава, свойств и возможного фазового состояния ПГЖС в процессе формирования, миграции и аккумуляции УВ.

Показана особенность геологического строения, изучены термобарические и газодинамические характеристики продуктивных пластов АГКМ, характеризующиеся аномально высокими пластовыми давлениями и повышенными температурами.

Выявлено существенное изменение концентрации основных компонентов пластовой смеси по площади АГКМ и по глубине на КНГКМ.

Впервые построены фазовые диаграммы и установлены особенности фазовых превращений ПГЖС, которые могут наблюдаться в процессе разработки АГКМ. В процессе исследований детально изучено влияние сероводорода, углекислого газа и физико-химических свойств и количества растворенной жидкой фазы на фазовые превращения пластовых смесей АГКМ. Установлено, что зависимость давления начала конденсации от суммарного содержания сероводорода и углекислого газа имеет нелинейный характер. Показано, что влияние количества растворенной жидкой фазы $C_{5+в}$ для пластовых систем АГКМ имеет немонотонный вид, характерный для всех исследованных автором газожидкостных углеводородных систем. При увеличении плотности, молекулярной массы растворенной жидкой фазы давление начала конденсации возрастает. Разработан графоаналитический метод для определения давления начала конденсации пластовых систем АГКМ.

Уточнены существующие представления о фазовом состоянии пластового флюида КНГКМ. Так, ближе к кровле, на глубинах 3800 – 4000 м недонасыщение пластовой смеси наибольшее и достигает 12 – 13 МПа. С увеличением глубины, пластовых давлений и возрастанием потенциального содержания, плотности и молекулярной массы $C_{5+в}$ рост $P_{нк}$ происходит быстрее, чем пластовое давление, поэтому недонасыщенность системы с глубиной уменьшается, на глубинах 4800-5000 м система практически становится насыщенной. Пластовая смесь при увеличении содержания $C_{5+в}$ в смеси до 1200 г/м^3 газа сепарации и выше находится на глубинах, примерно 5000-5050 м, где пластовой флюид ведет себя как нефтегазовая система.

Исследована динамика неравновесных процессов (конденсация - растворение), происходящих в пластовых газожидкостных системах на различных этапах снижения давления и с различной плотностью растворенных жидких углеводородов. Полученные результаты позволяют судить о возможности снижения давлений на забое скважин ниже давления начала конденсации на 1-3 МПа при фильтрации в пласте смеси с растворенной жидкой фазой малой и средней плотности, без существенного влияния на конденсатоизвлечение и продуктивность скважин.

Процесс растворения жидкой фазы повышенной плотности свидетельствует о том, что для полного растворения выпавшей жидкой фазы требуется существенно большее время, чем десять суток. Это необходимо учитывать при разработке методов повышения конденсато- и нефтеотдачи с помощью закачки газов различного состава.

Впервые проведена экспериментальная оценка влияния влагонасыщенности на фазовые характеристики пластового газа АГКМ. Показано, что предельное влагонасыщение газа сепарации парами конденсационной воды может достигать $15.2-15.7 \text{ г/м}^3$. Растворенная в пластовом газе вода смещает фазовое равновесие газ-жидкие углеводороды и повышает давление начала конденсации в пределах 5 %.

Проведены исследования конденсатоизвлечения на месторождениях со сложным составом пластовой смеси. Выявлено, что превалирующим фактором, изменяющим конденсатоотдачу на режиме истощения, является содержание и плотность $C_{5+в}$. Установлено, что, в зависимости от содержания $C_{5+в}$ и плотности, конечный коэффициент конденсатоотдачи может изменяться для АГКМ от 0.63 до 0.72, для КНГКМ от 0.28 до 0.48.

Детально изучена динамика истощения пластовой системы АГКМ от начального пластового давления 61.2 МПа до 0.1013 МПа. Определены пластовые потери и рассчитано конденсатоизвлечение на различных этапах снижения пластового давления в процессе разработки. Установлено, что на АГКМ при давлении забрасывания равном 30 МПа извлечение растворенных в газе $C_{5+в}$, различной плотности, может достигнуть 46-48 %.

Для обоснования эффективности применения газов различного состава для сайклинг-процесса исследована динамика ретроградной конденсации жидкой фазы из газоконденсатных смесей при изменении содержания неуглеводородных компонентов (H_2S и CO_2) и количества жидкой углеводородной фазы.

Установлено, что для газоконденсатных смесей с конденсатосодержанием более 250 г/м^3 применение газов с высоким содержанием кислых компонентов может значительно увеличить извлечение жидких углеводородов из пласта, особенно на начальной стадии разработки.

Следовательно, для проведения сайклинг-процесса на АГКМ возможно применение газа сепарации, содержащего 25-28 % мол. сероводорода. Для повышения конденсатоотдачи на КНГКМ рекомендуется закачка газа сепарации или углекислого газа.

Результаты проведенных исследований существенно расширили возможности комплексного экспериментального и аналитического направления решения задач фазовых превращений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анисимов Л.А. Геохимия сероводорода и формирование залежей высокосернистых газов. – М.: Недра, 1976. – 160 с.
2. Анисимов Л.А., Потапов А.Г. Геология, разведка и разработка залежей сернистых газов. – М.: Недра, 1983. -197с.
3. Асланов Ш.С., Петрушевский Е.И., Хыдыркулиев Б. Экспериментальное исследование дифференциальной конденсации газоконденсатной системы при наличии и отсутствии пористой среды // Изв. ВУЗов. Сер. Нефть и газ. - 1974. - № 10.- с.108-112.
4. Расчет показателей разработки газоконденсатного месторождения на ЭВМ / Балыбердина И.Т., Гуревич Г.Р.// Тр. МИНХ и ГП.- М.:Недра. -1978. - №121. - с.48-59.
5. Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Вафина Н.Г. и др. Прогнозирование состава пластовой смеси и давления по глубине залегания залежи //Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. - 1984. - №10. - с.9-11.
6. Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. – М.: Недра, 1992.- 224 с.
7. Баталин О.Ю., Критская С.Л. Опыт изучения термодинамических свойств многокомпонентных смесей // Обз. инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭгазпром. - 1987. - №12. - 50с.
8. Баталин О.Ю., Критская С.Л., Вафина Н.Г. Фазовое равновесие многокомпонентных смесей в гравитационном поле // Тр. МИНХ им. Губкина. - 1985. - №.192. - с.96-101.
9. Басниев К.С. Разработка месторождений природных газов, содержащих неуглеводородные компоненты. - М.: Недра, 1986. -183 с.
- 10.Былинкин Г.П. Моделирование генезиса Карачаганакского месторождения //Геология нефти и газа. - 1990. - № 8. - с.10-13.
- 11.Былинкин Г.П., Матросова В.Н., Макаркин А.А. Расчет критического давления пластовых смесей с учетом влияния кислых компонентов // Эксп.

инф. Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – 1990. - №3. – с.13 – 16.

12.Былинкин Г.П., Урусов А.В., Матросова В.Н., Дюсенгалиев К.К. Оценка фазового состояния пластовой смеси в зоне ГНК Карачаганакского месторождения // Геология нефти и газа.-1990. - №5. - с.24-26.

13.Былинкин Г.П., Тимофеев Г.И., Кулинич М.П. Термодинамическое состояние пластовой смеси Карачаганакского месторождения // Геология нефти и газа. –1989. - № 8. - с.44-48.

14.Бродский А.Я., Миталев И.А. Глубинное строение Астраханского свода // Нефтегазовая геология и геофизика. - 1980. - № 7.- с.16-20.

15.Бродский А.Я., Миталев И.А. Новые данные о геологическом строении Калмыцко - Астраханского Прикаспия // Нефтегазовая геология и геофизика. -1984. - № 1. - с.6-8.

16.Бродский А.Я., Миталев И.А. Глубинное строение юго-запада Прикаспийской впадины в связи с дальнейшим направлением нефтегазопоисковых работ // Эксп. инф. Сер. Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений. - М.:НИИЭгазпром.- 1986. - №7.

17.Брусиловский А.И.Методы расчета дифференциальной конденсации многокомпонентных систем // Тр.МИНХиГП им.Губкина. - 1985. – вып.192. - с.67 – 77.

18.Брусиловский А.И. Многокомпонентная фильтрация газоконденсатных систем в глубокопогруженных залежах // Геология нефти и газа.-1997.- № 7.- с.31-38.

19.Брусиловский А.И., Гуревич Г.Р. Анализ результатов газоконденсатных исследований и прогнозирования фазового состояния пластовой смеси Астраханского месторождения // Эксп. инф. Сер. Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений. – М.:ВНИИгазпром. – 1984. - № 12. - с.1-3.

20.Брусиловский А.И., Гуревич Г.Р. Расчет двух - трехфазного равновесия многокомпонентных систем с применением уравнений состояния // Изв.ВУЗов Сер. Нефть и газ.-1983.- № 5.- с.51-55.

21. Брусиловский А.И., Гуревич Г.Р. Исследование уравнений состояния природных газов // Тр. МИНХиГП им. Губкина. -1984.- №174. с.49-55.
22. Брусиловский А.И., Гуревич Г.Р. Расчет парожидкостного равновесия пластовых смесей месторождений природных газов по уравнению состояния // Газовая промышленность. -1982. - № 9. - с.47-49.
23. Брусиловский А.И., Гуревич Г.Р. Коэффициенты парного взаимодействия для уравнения состояния Пенга-Робинсона // Изв. ВУЗов. Сер. Нефть и газ. - 1982. - № 1. - с.53-56.
24. Брусиловский А.И., Назаров А.В., Петров Г.В., Федотова В.А. Свойства природных углеводородных систем в околокритическом состоянии // Обз. инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ИРЦ Газпром. - 1998.- 56 с.
25. Бузинов С.Н., Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М. О влиянии пористой среды на фазовые переходы газоконденсатных смесей // Нефтепромысловое дело. -1974. - № 1. - с.12-15.
26. Бретшнайдер С. Свойства газов и жидкостей. – М.: Химия, 1966. - 535с.
27. Великовский А.С., Козловцева З.И., Юшкин В.В. Влияние пористой среды на потери конденсата в пласте // Газовая промышленность. -1971. - № 2. - с.5-8.
28. Великовский А.С., Саввина Я.Д. Прогнозирование нефтяной оторочки в газоконденсатном пласте по составу пластового газа // Газовая промышленность. -1965. - № 9. - с.1-6.
29. Великовский А.С., Саввина Я.Д. Закономерности в составе конденсатов // Тр. ВНИИГаза. - М.: Гостоптехиздат. - 1962. - № 17/25. - с.270 – 278.
30. Великовский А.С., Саввина Я.Д. Изучение газоконденсатных месторождений // Тр. ВНИИГаза. - М.: Гостоптехиздат. - 1962. - № 17/25. - с.277-279.
31. Виноградов М.К., Сайфеев Т.А., Круглов Ю.Ю., Семеняк М.В. Экспериментальные исследования влияния сероводорода на фазовые процессы в газоконденсатных системах // Науч. техн. сб. «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений на суше и на

суше и на шельфе". - М. - 1997. - № 10. с.42-46.

32.Воронин Н.И. Геологические условия поисков залежей нефти и газа в юго-западной части Прикаспийской впадины / В кн. Геологическое обоснование поисков скоплений нефти и газа в Прикаспийском нефтегазоносном районе. - Саратов, НВ НИИГГ. - 1983. - с.33-34.

33.Воронин Н.И., Бенько Е.И., Лактюшина В.Ф., Анисимов Л.А. Гидрогеологические особенности карбонатного резервуара Астраханского газоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. -1982. - № 7. - с.48-60.

34.Воронин Н.И., Федоров Д.Л. Геология и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской синеклизы. - Саратов, НВ НИИГГ, 1976.- 191 с.

35.Габриэлянц Г.А., Камалов С.М., Марченко О.Н., и др. Девонское направление поисково-разведочных работ на нефть и газ на севере Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. -1990. - № 1. - с.2-8.

36.Газоконденсатные системы и методы их изучения // Тр. Укр.НИГРИ. - М.: Недра. – 1984. - вып. XXXII. - 152 с.

37.Галимов А.К., Леонтьев И.А., Степанова И.Г. и др. Моделирование разработки Астраханского газоконденсатного месторождения / В кн. Теория и практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. - М.: Недра, 1987.- с.141-151.

38.Геология и геохимия природных горючих газов: Справочник / Ермаков В.И., Зорькин Л.М., Скоробогатов В.А., Старосельский В.И.; Под ред. Высоцкого И.В. – М.: Недра, 1990.- 315 с.

39.Геохимические особенности нефтегазоносности Прикаспийской впадины // Труды ВНИИГНИ. – М.: Недра. - 1985. - вып.251. - 265 с.

40.Гербер М.И., Двали М.Ф. Природные сжатые газы, как вероятный фактор миграции нефти из материнских пород. – Л.: Гостоптехиздат, 1961. - 83с.

41.Гиматудинов Ш.К, Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1981. - 311 с.

42.Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. - 607 с.

43. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. - 552 с.
44. Гриценко А.И., Гриценко И.А., Юшкин В.В., Островская Т.Д. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. – М.: Недра, 1995. - 432 с.
45. Гриценко А.И., Дзюбенко А.И. Газоконденсатная характеристика месторождений Днепровско - Донецкой впадины // Обзор ВНИИЭгазпром. - М. - 1980. - №9. - 36 с.
46. Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. - М.: Недра, 1983. - 263 с.
47. Гуревич Г.Р. Вычисление критического давления и критической температуры многокомпонентных углеводородных смесей // Изв. ВУЗов. Сер. Нефть и газ. - 1984. - № 7. - с.58-62.
48. Гуревич Г.Р. Математические основы построения модели пластовой смеси газоконденсатных месторождений // Тр.МИНХиГП им.И.М.Губкина.- 1985. - №192. - с.62-67.
49. Гуревич Г.Р. Аналитические методы определения коэффициента сжимаемости газоконденсатных смесей // Изв. ВУЗов. Сер. Нефть и газ. - 1977. - №2. - с.69-72.
50. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Метод расчета дифференциальной конденсации пластовых углеводородных смесей // Газовая промышленность. - 1979. - №1. - с.46-48.
51. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Использование уравнения состояния при исследовании фазового поведения пластовой смеси Оренбургского газоконденсатного месторождения // Реф.сб. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.:ВНИИЭгазпром. - 1980. - №1.- с.18-22.
52. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Расчет парожидкостного равновесия пластовых смесей месторождений природных газов по уравнению состояния // Газовая промышленность. - 1983. - № 3. - с.48-50.
53. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. - М.: Недра, 1984.- 264 с.

54. Гуревич Г.Р., Карлинский Е.Д. Сепарация природного газа на газоконденсатных месторождениях. - М.: Недра, 1982.- 197 с.
55. Гуревич Г.Р., Критская С.Л. Оценка конденсатоотдачи пласта // Обз. инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ВНИИЭгазпром. - 1980. - №8. - 41 с.
56. Гуревич Г.Р., Критская С.Л. Оценка коэффициента извлечения конденсата при разработке газоконденсатных месторождений на истощение //Геология нефти и газа. - 1979. - № 5. - с.50-55.
57. Гуревич Г.Р., Лапшин В.И., Брусиловский А.И., Желтов А.П. Коэффициенты сжимаемости природных газов с высоким содержанием сероводорода и двуокиси углерода // Изв. ВУЗов. Сер. Нефть и газ. - 1989. - № 7. - с.61-64.
58. Гуревич Г.Р., Леонтьев И.А., Брусиловский А.И. Оценка компонентоотдачи месторождений со сложным составом газа // Газовая промышленность. - 1979. - № 4. - с.34-36.
59. Гуревич Г.Р., Леонтьев И.А., Непомнящий Л.Я. Влияние неуглеводородных компонентов на величину давления начала конденсации // Газовая промышленность. - № 9. - 1982. - с.23-24.
60. Гуревич Г.Р., Соколов В.А. Разработка газоконденсатных месторождений с применением сайклинг-процесса // Обз. инф. Сер. Газовое дело. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1970. - 144 с.
61. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. - М.: Недра, 1976. - 184 с.
62. Гуревич Г.Р., Ширковский А.И. Аналитические методы исследования парожидкостного состояния природных углеводородных газов // Обз. инф. Сер. Добыча. - М.:ВНИИОЭНГ. - 1975. - 135 с.
63. Гуревич Г.Р., Ширковский А.И. Методы исследования фазового поведения природных углеводородных смесей / В кн.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. Том 10. Итоги науки и техники. - М.: ВИНТИ АН СССР, 1978. - с.5-62.

64. Дзюбенко А.И., Иванишин В.А. Газоконденсатные залежи средней части Днепровско - Донецкой впадины // Газовая промышленность. - 1972. - №7. - с.1-5.
65. Дзюбенко А.И., Юшкин В.В. Моделирование фазового равновесия пластовых углеводородных систем критического состояния // Эксп. инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром. - 1980. - №9. - с.7-14.
66. Динков В.А., Галиуллин З.Т., Подкопаев А.П. Расчет коэффициентов сжимаемости углеводородных газов и смесей: Справочное пособие. - М.: Недра, 1984.- 118 с.
67. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. - М.: Недра, 1979. - 334 с.
68. Желтов Ю.В., Латонов В.В. Оценка влияния пористой среды на давление начала конденсации // Газовое дело. - 1971. - № 2. - с.4-7.
69. Желтов Ю.В., Мартос В.Н., Мирзаджанзаде А.Х. и др. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений. -М.:Недра, 1979. - 254 с.
70. Жузе Т.П. Роль сжатых газов как растворителей. - М.: Недра, 1981.- 165 с.
71. Жузе Т.П. Миграция углеводородов в осадочных породах. - М.: Недра, 1988. - 188 с.
72. Жузе Т.П. Сжатые газы как растворители. – М.: Наука, 1974.- 196 с.
73. Журов Ю.А., Камалов С.Л., Кирьяшкин В.М. Особенности флюидальной системы Карачаганакского месторождения в связи с задачами его освоения // Обз.инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ВНИИЭгазпром. - 1988. - №6. – 37 с.
74. Зайцев И.Ю., Желтовский В.И., Гриценко И.А. и др. Экспериментальное моделирование углеводородных систем с высоким содержанием сероводорода // Газовая промышленность. - 1983. - №9.- с36-37.
75. Закс С.Л. Повышение нефтеотдачи пласта нагнетанием газов. - М.: Гостоптехиздат,1963. – 191 с.
76. Зингер А.С., Грушевой В.В., Воронин Н.И., Катаева Л.А. Гидрогеоло-

гические условия подсолевых отложений Астраханского свода // Геология нефти и газа. - 1979. - №5. - с.31-36.

77. Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1984.- 248 с.

78. Зотов Г.А., Степанов Н.Г., Соколов В.А. Комбинированные режимы разработки ГКМ // Газовая промышленность. - 1984. - №3. - с.30-51.

79. Иванов Ю.А., Ломако П.М., Клещев А.А. Условия отдельного формирования газоносных и нефтеносных зон в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины // Обз.инф. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром. - 1983. - №3. - 41с.

80. Инструкция по исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г.А.Зотова, З.С.Алиева, - М.: Недра, 1980.- 301 с.

81. Инструкция по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и др. компонентов газа /А. С. Великовский, Я.Д.Саввина, О.Ф.Худяков и др. - М.: Недра, 1973.- 87 с.

82. Исследование природных газоконденсатных систем: Методическое руководство / Долгушин Н.В., Корчагин Ю.М., Сагитова Д.З. – М.:ВНИИгаз, 1994. – 257 с.

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

84. Кирюхин Л.Г., Капустин И.Н., Иванов Г.Н. и др. Глубинное строение и нефтегазоносность Астраханского свода // Бюллетень МОИТ. Отделение геологии. - 1983. - т.58, вып.5. - с.16-30.

85.Козлов Н.Ф. Термодинамическая характеристика флюидальных систем глубокозалегающих месторождений // Газовая промышленность. - 1998.- №3.- с.31-34.

86. Кононов Ю.С. и др. Геология и нефтегазоносность Карачаганакского месторождения. – Саратов.: Издательство Саратовского университета, 1988.- 172 с.

87. Кормишин А.К., Макаров С.С. Выбор метода расчета коэффициента

сжимаемости для Карачаганакского газоконденсатного месторождения // Сб. науч. тр. Опытная-промышленная эксплуатация Астраханского и Карачаганакского месторождений. - М.: Недра. - 1989. - с.65-67.

88. Коротаев Ю.П. Избранные труды. - М.: Недра, 1996.- 605 с.

89. Коротаев Ю.П., Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. и др. Исследование фазового поведения пластовой смеси Астраханского месторождения // Газовая промышленность. - 1979. - № 10. - с.31-33.

90. Коротаев Ю.П., Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. и др. Термодинамическое состояние пластовых смесей месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа. - 1985. - № 2. - с.1-3.

91. Коротаев Ю.П., Закиров С.Н., Брусиловский А.И. и др. Математическое моделирование фазовых превращений // Газовая промышленность. - 1979. - № 7. - с.36-38.

92. Коротаев Ю.П., Иванова М.М., Басниев К.С. и др. Фазовое состояние пластовой смеси в залежи подсолевых карбонатных отложений Астраханского месторождения // Нефтяное хозяйство. -1983. - №2. - с.36-38.

93. Коротаев Ю.П., Лапшин В.И., Гуревич Г.Р. и др. Экспериментальные исследования влияния состава газоконденсатных смесей на их фазовое состояние // Геология нефти и газа. - 1992. - № 10. - с.30-31.

94. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. - М.: Недра, 1984.- 487 с.

95. Корчажкин Ю.М., Куликова Н.Г. Определение потенциального содержания конденсата в пластовом газе по результатам исследования скважин // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - 1977. - № 9. - с.16-19.

96. Крайнис Ю.И., Малицкий Е.А., Лебедько П.Г., Жвода М.С. Об экспериментальном определении коэффициента сжимаемости газоконденсатных систем // Нефтяная и газовая промышленность. - 1980. - №1. - с.30-32.

97. Кронквист Ч. Оценка и разработка пластов с летучей нефтью // Нефть, газ и нефтехимия. - 1979. - № 4. - с.21-32.

98. Кушниров В.В. Ретроградные газожидкостные системы в недрах. -

109. Лапшин В.И., Воронин Н.И., Лактюшина В.Ф. Особенности состояния системы залежь - контурные воды для Астраханского месторождения // Геология нефти и газа. - 1989. - № 12. - с.26-28.

110. Лапшин В.И., Воронин Н.И., Лактюшина В.Ф., Сердюков В.В. Особенности распределения газоконденсатных характеристик в пределах Астраханского месторождения // Геология нефти и газа. - 1987. - № 11. - с.60-62.

111. Лапшин В.И., Гуревич Г.Р. Экспериментальные исследования фазового состояния УВ Карачаганакского месторождения // Геология нефти и газа. - 1990. - № 2. - с.30-32.

112. Лапшин В.И., Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. и др. Астраханское месторождение: исследование фазового состояния пластовых смесей // Газовая промышленность. - 1987. - №10. - с.46-48.

113. Лапшин В.И., Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. и др. Технология проведения и результаты газоконденсатных исследований на месторождениях с высоким содержанием сероводорода и двуокиси углерода // Обз.инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ВНИИЭГазпром. - 1988. - №5. - 34 с.

114. Лапшин В.И., Елфимов В.В., Алексеева И.В. и др. Моделирование процессов истощения продуктивной залежи АГКМ // Тр. АстраханьНИПИГаз. - 1999. - вып.1. - с.91-94.

115. Лапшин В.И., Елфимов В.В., Масленников А.И. и др. Особенности газодинамических исследований скважин АГКМ на стационарных режимах фильтрации // Тр. АстраханьНИПИГаз. - 1999. - вып.1. - с.97-102.

116. Лапшин В.И., Елфимов В.В., Масленников А.И. и др. Оценка газотермодинамических параметров пластового газа АГКМ // Тр. АстраханьНИПИГаз. - 1999. - вып.1. - с.85-87.

117. Лапшин В.И., Желтов А.П., Гуревич Г.Р. Методика и результаты исследования коэффициентов сверхсжимаемости природных газов с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа // Геология нефти и газа. - 1989. - № 7. - с.38-40.

118. Лапшин В.И., Зенюков В.В. Результаты газодинамических и газо-

конденсатных исследований на Астраханском газоконденсатном месторождении // Совершенствование технологии строительства глубоких разведочных скважин в аномальных условиях Прикаспийской впадины / Под ред. П.С.Шмелева. – Саратов, 1989. - с.111-121.

119. Лапшин В.И., Ильин А.Ф., Елфимов В.В., Масленников А.И. и др. Экспериментальные и аналитические исследования влагосодержания пластового газа АГКМ и его влияния на фазовые характеристики // Тр. Астрахань-НИПИгаз. - 1999.- вып.1. - с.78-82.

120. Лапшин В.И., Ильин А.Ф., Елфимов В.В., Масленников А.И. Конденсатоотдача АГКМ – исследования и расчеты // Тр. АстраханьНИПИгаз. - 1999. - вып.1. - с.59-61.

121. Лапшин В.И., Круглов Ю.Ю., Желтов А.П. Экспериментальные исследования фазового состояния пластовой смеси Астраханского газоконденсатного месторождения //Геология нефти и газа. -1987. - № 2.-с.41-43.

122. Лапшин В.И., Круглов Ю.Ю., Желтов А.П. Проведение исследований фазового состояния пластовой смеси на установке “Magra-PVT” фирмы “Альстом-Атлантик АСВ” // Эксп. инф. Сер. Геология, бурение и разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – 1987. - №5. - с.4-7.

123. Лапшин В.И., Круглов Ю.Ю., Желтов А.П. Определение оптимального времени выпадения конденсата при проведении исследований пластовых смесей на установке фазовых равновесий // Эксп.инф. Сер. Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений. – 1986. - №4. - с. 6-7.

124. Лапшин В.И., Круглов Ю.Ю., Желтов А.П. Экспериментальное определение коэффициента сверхсжимаемости газовых смесей с высоким содержанием H_2S , CO_2 // Эксп. инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – 1988. - №1. - с.7-12.

125. Лапшин В.И., Лактюшина В.Ф., Круглов Ю.Ю., Зенюков В.В. Оценка давления начала конденсации для пластовой смеси АГКМ по промысловым данным // Эксп. инф. Сер. Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений. - 1986. - №9. - с.14-15.

126. Лапшин В.И., Масленников А.И., Калачихина Ж.В. и др. Методиче-

ские основы контроля за процессом обводнения скважин при разработке Астраханского ГКМ // Обз.инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.:ИРЦ Газпром. - 1999. - 62 с.

127. Лапшин В.И., Саушин А.З., Ильин А.Ф., Серебряков О.И. Геохимические и термодинамические аспекты прогнозов нефтегазоносности глубокозалегающих палеозойских отложений Прикаспийской впадины //Тр. Астрахань-НИПИгаз. - 1999. - вып.1. - с.14-28.

128. Лапшин В.И., Саушин А.З., Круглов Ю.И. и др. Особенности газотермодинамических характеристик Астраханского газоконденсатного месторождения // Сб. науч. тр. «Теория и практика добычи, транспорта и переработки газоконденсата»/Астраханский научно-исследовательский и проектный институт газа.- Изд-во АГТУ. - 1999. - вып.1. - с.109-114.

129. Лапшин В.И., Томилкин В.В., Желтов А.П. Аналитическое определение коэффициента сверхсжимаемости газов Астраханского месторождения// Совершенствование технологии строительства глубоких разведочных скважин в аномальных условиях Прикаспийской впадины / Под ред. П.С.Шмелева. – Саратов, 1989.- с. 121-128

130. Лапшин В.И., Елфимов В.В., Сайфеев Т.А. и др. Методика и результаты газоконденсатных исследований скважин Астраханского ГКМ // Сб. науч. тр. «Теория и практика добычи, транспорта и переработки газоконденсата» /Астраханский научно-исследовательский и проектный институт газа.: Изд-во АГТУ, 1999. - вып.1. - с.148-151.

131. Лапшин В.И., Шугаев А.П., Елфимов В.В. и др. Особенности определения пластовых давлений в процессе разработки АГКМ // Тр. Астрахань-НИПИгаз. - 1999. - вып.1. - с.94-97.

132. Леонтьев И.А., Непомнящий Л.Я. Влияние различных, компонентов на давление начала конденсации пластовых смесей / В кн. Теория и практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. - М., 1987.- с.109-113.

133. Леонтьев И.А., Юшкин В.В., Зайцев И.Ю. и др. Фазовое состояние пластового флюида Астраханского месторождения / В кн. Разработка месторо-

ждений природного газа, приуроченных к карбонатным коллекторам большой мощности. - М., 1984. - с. 39-44.

134. Леонтьев И.А., Юшкин В.В., Островская Т.Д. и др. Фазовое состояние пластового флюида Карачаганакского месторождения // Газовая промышленность. - 1988. - № 4. - с. 24-25.

135. Леонтьев И.А., Юшкин В. В., Островская Т.Д., Кирюшкин В.И. О фазовом состоянии пластового флюида Карачаганакского месторождения // Газовая промышленность. -1989. - № 7. - с. 36-38.

136. Мамед-заде А.М., Раджбейли Н.М. О влиянии вещественного состава пористой среды на давление насыщения газожидкостной системы //Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1970. - №10. - с.37-38.

137. Маргулов Р.Д., Вяхирев Р.И., Леонтьев И.А., Гриценко. А.И. Разработка месторождений со сложным составом газа. – М.: Недра,1988.-264 с.

138. Мартос В.Н., Лапшин В.И., Былинкин Г.П., Кувандыков Н.М. Особенности фазового состояния пластовых газоконденсатных систем с повышенным содержанием высококипящих УВ // Геология нефти и газа.- 1990. - № 10. - с.27-28.

139. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. - Гостоптехиздат, 1953. - 606 с.

140. Мирзаджанзаде А.Х.и др. Технология добычи природных газов. – М.: Недра, 1987. - 414 с.

141. Мирзаджанзаде А.Х., Гриценко А.И. Руководство по применению методов математической статистики при термодинамических исследованиях нефтегазоконденсатных систем. - М.: Недра,1980.- 230 с.

142. Мирзаджанзаде А.Х., Дурмишьян А.Г., Ковалев А.Г. и др. Разработка газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1967.- 356 с.

143. Мирзаджанзаде А.Х., Коротаев Ю.П., Степанова Г.С. и др. Методическое руководство по применению статистических методов исследования фазовых превращений газоконденсатных систем. – М.: Министерство газовой промышленности, 1973. - 123 с.

144. Мирзаджанзаде А.Х., Нурмамедова З.А., Разамат М.С. и др. Влия-

Влияние сорбционных процессов на величину запасов газа // Геология нефти и газа. - 1974. - № 2. - с.16-21.

145. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. - М.: Недра, 1977. - 232 с.

146. Мискевич В.Е. Влияние пористой среды на фазовые превращения газоконденсатных систем // Проблемы нефти и газа Тюмени. - 1980. - вып.47. - с.47-51.

147. Михайлов И.М. Строение нефтяной залежи Тенгиз по данным Геофлюидодинамики // Геология нефти и газа. - 1990. - №2. - с.4-8.

148. Намиот А.Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. - М.: Недра, 1976. - 183 с.

149. Намиот А.Ю., Губкина Г.Ф. Растворимость в воде сероводорода, входящего в состав природного газа // Газовая промышленность. - 1988. - №1. - с.54-55.

150. Непомнящий Л.Я. Разбивка группы C_{5+} на фракции при использовании уравнения состояния для расчета фазового поведения пластовых смесей / В кн. Вопросы проектирования и эксплуатации месторождений со сложным составом газа. - М., 1983. - с. 40-43.

151. Непомнящий Л.Я., Брусилковский А.И. Расчет критической точки пластовых смесей по уравнению состояния // Сб. науч. тр. «Опытно-промышленная эксплуатация Астраханского и Карачаганакского месторождений». - М., 1989. - с.68-76.

152. Непомнящий Л.Я., Леонтьев И.А. Уточнение алгоритма расчета парожидкостного равновесия по уравнению состояния Пенга-Робинсона / В кн. Вопросы проектирования и эксплуатации месторождений со сложным составом газа. - М., 1983. - с.40-43.

153. Николаев В.А., Бузинов С.Н., Тер-Саркисов Р.М и др. Влияние пород коллектора на некоторые термодинамические характеристики газоконденсатных систем // Эксп. инф. Сер. Геология, бурение и разработка газовых месторождений. - М.: ВНИИГазпром. - 1976. - №2. - с.18-21.

154. Особенности фазовых превращений пластовых углеводородных систем в околоскритической зоне / Островская Т.Д., Гриценко А.И., Желтовский

В.И., Борисова Т.А. // Тр. ВНИИГаз. -1992. - с.28-37.

155. Островская Т.Д. Прогноз содержания и состава конденсата, коэффициента конденсатоотдачи для залежей на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 1979. - №2. - с.33-37.

156. Островская Т. Д., Гриценко И.А. Исследования газоконденсатных смесей, содержащих N_2 , H_2S , CO_2 // Газовая промышленность. - 1983. - № 8. - с.31-32.

157. Островская Т.Д., Гриценко А.И., Желтовский В.И. Фазовое состояние-зеркало типа залежи // Газовая промышленность. -1984. - №2. - с.23-24.

158. Островская Т.Д., Гриценко А.И., Желтовский В.И. Метод внесения поправок по влиянию углекислого газа на фазовые превращения пластовых систем //Газовая промышленность.- 1988.- №1.- с.44-45.

159. Островская Т.Д., Юшкин В.В. Закономерности основных физико-химических свойств конденсата с его составом // Реф. сб. ВНИИЭгазпром. - М. - 1978 .- вып.8.- с.38-41.

160. Островская Т,Д., Юшкин В.В. Прогноз содержания конденсата в газоконденсатных залежах // Геология нефти и газа. - 1979. - №4. - с.18-21.

161. Оркин К.Г., Кучинский П.К. Физика нефтяного пласта. - М.: Гостоптехиздат, 1955. - 295 с.

162. Петрушевский Е.И., Разамат М.С. О влиянии неравновесности на процесс выделения конденсата из газа // Изв. ВУЗов. Сер. Нефть и газ. - 1963.- №11.- с. 61-66.

163. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте. - М.: Гостоптехиздат, 1961.- 570 с.

164. Перепеличенко В.Ф. Анализ эксплуатации первоочередных скважин Карачаганакского месторождения // Газовая промышленность. – 1986. - №5. - с.26-28.

165. Перепеличенко В.Ф. Компонентоотдача нефтегазоконденсных залежей. – М.: Недра, 1990.- 272 с.

166. Перепеличенко В.Ф. Проблемы разработки Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения // Обз. инф. Сер. Информационное обеспечение общесоюзных научно-технических программ.- М.:ВНИИГазпром.-

1987. - №.6. - 35с.

167. Перепеличенко В.Ф., Еремеева С.В., Ильин А.Ф. Сырье Астраханского ГКК // Газовая промышленность.- 1986. - №12. - с.30-31.

168. Перепеличенко В.Л., Павлючко А.Л., Гуревич Г.Л., Брусиловский А.И. Особенности фазового состояния пластовой смеси Карачаганакского ГКМ // Газовая промышленность. - 1985. - № 9. - с.27-29.

169. Политыкина М.А., Кац В.Е. Особенности геологического строения Карачаганакского месторождения в связи с проектированием разработки // Экс. инф. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ВНИИГазпром. - 1984. - №9. - с.

170. Пешкин М.А, Тер-Саркисов Р.М., Славская М.Ю. Роль сорбционных процессов в разработке газовых месторождений // Газовая промышленность. - 1979. - №9. - с.32-34.

171. Результаты разработки и опробования прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа // ВНИИЯГГ.- М.. - 1971.- вып.10. - 195 с.

172. Рид Р., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. – М-Л.: Химия, 1982. - 592 с.

173. Саввина Я.Д. Влияние давления и температуры на растворимость углеводородов, образующих конденсат // Тр.ВНИИГаза. - М.: Гостоптехиздат. - 1962. - вып.17/25. - с.209-214.

174. Саввина Я.Д., Великовский А. С. Равновесие жидкость - пар в бинарных системах метана с углеводородами различных групп // Физическая химия. – 1966. - т.30, вып.7. - с.1596-1605.

175. Самарин А.А., Степанова Г.С. Фазовые равновесия бинарных смесей пропана с различными углеводородами // Переработка газа и газового конденсата. - М.:ВНИИЭгазпром. – 1969. – № 6.- с.12-16.

176. Серебряков О.И. Режим разработки АГКМ // Газовая промышленность. - 1997. - № 11. - с.30-31.

177. Семенович В.В. Некоторые проблемы нефтегазоносности Прикаспия /В сб. Геологические основы создания Прикаспийского нефтегазодобывающего комплекса. – М.: Наука, 1990.- с.134-142.

178. Славицкий В.С. Влияние депрессии на пласт на продуктивную характеристику скважин Астраханского газоконденсатного месторождения // Тез. докл. регион. науч.-практ. конф. «Проблемы комплексного освоения Астраханского газоконденсатного месторождения. - 1987. - с.141-142.

179. Соколов В.А. Геохимия природных газов. - М.: Недра, 1971.- 336с.

180. Старосельский В.И. Этан, пропан, бутан, в природных газах нефтеносных бассейнов. - М.: Недра, 1990.- 186 с.

181. Справочник по геологии нефти и газа / Под ред. Н.А. Еременко. - М., Недра. - 1984.-480с.

182. Степанова Г.С. Метод определения критической температуры и критического давления многокомпонентных углеводородных смесей. - М.: ВНИИГАЗ. - 1962.- вып.17/25.- с.215-231.

183. Степанова Г.С. Метод определения давления схождения констант равновесия многокомпонентных смесей // Тр. Азерб.научн.-исслед.ин-т по добыче нефти. - Баку.:Азерниир. - 1967. - вып.16. - с.119-131.

184. Степанова Г.С. Влияние различных факторов на коэффициент извлечения конденсата из пласта при закачке газа // Нефтяное хозяйство. -1972. - № 7. - с.30-33.

185. Степанова Г.С. Особенности фазовых переходов в глубокозалегающих нефтегазоконденсатных месторождениях // Газовая промышленность. - 1987. - №2. - с.

186. Степанова Г.С. Фазовые превращения в месторождениях нефти и газа. - М.: Недра, 1983. - с.181.

187. Степанова Г.С., Бурмистров А.Г. Определение констант фазового равновесия азота в многокомпонентных смесях с углеводородами // Реф.сб. Переработка газа и газового конденсата. - М.:ВНИИЭгазпром. - 1976. - №6.- с.13-18.

188. Степанова Г.С., Васильева М.И. Константы фазового равновесия высококипящих углеводородов от н.ундекана до н.гексадекана // Реф.сб. Переработка газа и газового конденсата. - М.:ВНИИЭгазпрому - 1972. - №2. - с.6-10.

с.6-10.

189. Степанова Г.С., Васильева М.И., Литоградова Р.М. Фазовые равновесия смесей метана с н.гептаном // Реф.сб. Переработка газа и газового конденсата.- М.: ВНИИЭгазпром. - 1970. - №8. - с.7-12.

190. Степанова Г.С., Выборнов Н.М., Выборнова Я.И. Расчет фазовых равновесий углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1969. - с.

191. Степанова Г.С., Зайцев И.Ю., Бурмистров А.Г. Разработка сероводородосодержащих месторождений углеводородов. - М.: Недра, 1986. -168 с.

192. Степанова Г.С., Качалов О.Б., Критская С.Л. Методы определения фазовых переходов пластовых смесей // Газовая промышленность. - 1975.- №10.- с.30-33.

193. Степанова Г.С., Критская С.Л. Прогнозное определение коэффициентов извлечения конденсата из пласта // Газовая промышленность. - 1978.- №3.- с.61-62.

194. Стрижов И.Н. Методы разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений . - М.: ВНИИОЭНГ, 1968. - 68с.

195. Тер-Саркисов Р.М. Повышение углеводородной отдачи пласта нефтегазоносных месторождений. – М.: Недра, 1995. - 167 с.

196. Тер-Саркисов Р.М., Гриценко А.И., Шандрыгин А.Н. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт. - М.: Недра, 1996.- 239 с.

197. Тер-Саркисов Р.М., Николаев В.А. Сорбционные процессы и разработка газоконденсатной залежи // Обз. инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений.- М.: ВНИИЭгазпром. - 1984.- №1. - 40 с.

198. Тер-Саркисов Р.М., Николаев В.А., Саркисов В.Г. Изучение свойств газоконденсатных смесей в пористой среде в закритической области давлений //Реф.сб. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ВНИИЭгазпром. - 1978. - №8. - с.34-38.

199. Тер-Саркисов Р.М., Подюк В.Г., Николаев В.А. Научные основы повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1998. - 334 с.
200. Требин Ф.А., Задора Г.И. Экспериментальное изучение влияния пористой среды на фазовые превращения газоконденсатных систем // Изв. ВУЗов. Сер. Нефть и газ. - 1968. - №8. - с.37-41.
201. Требин Г.Ф., Чарыгин Н.В., Обухова Т.М. Нефтяные месторождения Советского Союза. – М.: Недра, 1980. - с.
202. Физико-химическая характеристика и индивидуальный углеводородный состав нефтей и конденсатов Советского Союза. / под ред. Максимова С.П., Ильинской В.В. – М.: Недра, 1989.- 295 с.
203. Хазнаферов А.И. Исследование пластовых нефтей. - М.: Недра, 1987.- 116 с.
204. Черных В.А., Купин Г.С. Особенности влияния эффективных напряжений на проницаемость плотных карбонатных коллекторов / В сб: Вопросы проектирования и эксплуатации месторождений со сложным составом газов. – М.: ВНИИГаз, 1983. - с. 108-110.
205. Шахназаров М.Х. Теория и практика эксплуатации конденсатных месторождений. – Баку.: Азнефтеиздат. - 1944. - 91с.
206. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для ВУЗов.-2-е изд. – М.: Недра, 1987.- 309 с.
207. Эпштейн Г.З. Методы определения критических параметров природных углеводородных смесей // Науч.-тематич. сб. / Уфимский нефтяной институт. - 1975. - вып.24. - с.122-127.
208. Эпштейн Г.З., Александрова К.С. Уравнение математической статистики для предсказания критической точки природных углеводородных смесей // Науч.-тематич. сб. /Уфимский нефтяной институт. – 1975. - вып.24. –с.128-131.
209. Эфрос Д.А. О влиянии отклонений от термодинамического рав-

новесия на среднепластовые характеристики при режиме растворенного газа // Тр.ВНИИМ. – М.:Гостопиздат. - 1960. - вып.28 . - с.160-175.

210. Юшкин В.В., Островская Т.Д. Фазовое поведение пластовых смесей глубокозалегающих месторождений / В кн. Теория и практика разработки газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. - М., 1987.- с.114-117.

211. Al-Sahhaf T., Kidnay A.T., Sloan E.D. Liquid-vapor equilibria in the $N_2+CO_2+CH_4$ system // Industrial and Engineering Chemistry. Fundamentals.- 1983.- № 4.- p.372-380.

212. Anderko A. Equation-of-state methods for the modelling of phase equilibria. - Fluid Phase Equilibria. – 1990. - v.61. - N 1-2. - p.145-225.

213. Amicr E.H., Johnson W.B., Dodge B.F. P-V-T-X relationships for the system: methane - isopentane // Chem. Eng. Progr. Symp. Ser.- 1952.- v. 48.- N 3.- p. 65-72.

214. Beadorn. J.M., Kohn J. P, Multiphase and volumetric equilibria of the methane – n- decane binary system at temperatures between – 36°C and 150°C // J. Chem. Eng.Data.-1967.-v. 12.-N 21.- p.189.

215. Caats K.H., Smart G.T. Application of a regressionbased E.J.S. PVT programme to Laboratory data-SPE paper 11197 presented at 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition.- New Orleans, Sept. 26-29, 1982.- p.11.

216. Cavett R.H. Physical data for distillation calculation vapor - liquid equilibria. – Proceedind of the 27th Mid yearmeeting. American Petroleum Institute.- 1962.- v.52.- p.351-366.

217. Chu T.-C., Chen R.J.J., Chappellear P. S., Kobayashi R. Vapour-liquid equilibrium of methane - pentane system at low temperatures and high pressures // J. Chem. Eng. Data.- 1976.-Y. 21.- N 1.- p. 41-44.

218. Clark C.R. Adsorption and desorption of light paraffinie hydrocarbons in dry water-saturated sand-clay packs: studies to determine the effect of these phenomena on the PVT behavior of natural gases and gas condensates in the reservoir. – PhDThesis. U. Of Kansas, Lawrence, Kan., 1969.- p.48.

219. Clark A.Q., Stead, K. Vapour + liquid phase equilibria of binary, ternary and quaternary mixtures of CH₄, C₂H₆, C₃H₈, C₄H₁₀ and CO₂ // J. Chem. Thermodynamics.- 1988.- v. 20.- N 4.- p. 413-428.

220. Cooper H.W., Golfrank J.C. "Hydrocarbon Processing". – 1967. - №2. - p. 111-144.

221. Danesh A., Henderson G.D., Peden J.M. Experimental investigation of critical condensate saturation and its dependence on interstitial water saturation in water-wet rocks // SPE Reservoir Engineering. - August 1991. - p. 336-342.

222. Danesh A., Krinis D., Henderson G.D., Peden J.M. Visual Investigation of retrograde phenomena and gas condensate flow in porous media // Revue de l'Institut francais du petrole.-1990.- vol. 45.- N 1.- p. 79-87.

223. Davis P.C., Bertuzzi A.F., Core T.L., Kurata F. // Petroleum Trans. AJME. - 1954.- vol.201. - p.245.

224. Emanuel A.S. A corresponding states correlation for calculating gas – condensate phase equilibria // Society of Petroleum Engineers Journal. - 1968. - №3. - p.281-293.

225. Givens J.W. A method of predicting revaporation of retrograde condensate by dry-gas injection // Society of Petroleum Engineers Journal. - 1969.- March.- p.21-27.

226. Grives R.B., Todos G. // Am.Inst.Chem.Eng. Journal.-1963.- vol.6, №4. - p.33, 1960.- vol.8.- №4.- p.550, 1962, vol.9, №1, p.25.

227. Gunn R.D., Mcketta J.J., Ata N. Measurement and prediction of high - pressure phase equilibria with a dilute component in the gas phase: the methane - n - hexane system // AIChE Journal 1974.- v. 20.- N 2.- p. 347-352.

228. Guo T.-M., Du L.-G., Pedersen K.S., Fredenslund A. Application of the Du-Guo and SRK equations of state to predict the phase behavior of Chinese reservoir fluids // SPE Reservoir Engineering - 1991.- N 3 (August) - p. 379-388.

229. Hankinson R.W., Thoman L.K., Phillips K.A., "Hydrocarbon Processing". - 1969. - №4. - p. 106-108.

230. Hong K.C. Lumpeoc – component characterization of crude oils for compositional simulation // SPE/DOE Enhanced oil recovery symposium, USA, 4-7 April, 1982.

231. Huygens R.J.M., Hagoort J. Interfacial Tension of Nitrogen/Volatile Oil Systems // SPE 26643. Proceedings of the 68 Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE. Houston. Texas. 3-6 October 1993. - p. 385-394.

232. Jhavery B.S., Youngren G.K. Three- parameter modification of the Peng-Robinson equation of state to improve volumetric predictions // SPE Reservoir Engineering.-1988. -v.3.- N 3 (August). - p. 1033-1040.

233. Katz D.L., Firoozabadi A. Predicting phase behavior of condensate./ crude-oil systems using methane integration coefficients // Journal of Petroleum Technology. - 1978. - №11.- p.1649-1655.

234. Katz D.L., Vink D.L., David R.A. Phase diagram of a mixture of a natural gas and natural gasoline near critical conditions. – Tr./AJME. - 1940.- v.136.- p.106-112.

235. Kenyon D.E., Behie G.A., Third SPE Comparative solution project: gas cycling of retrograde condensate reservoirs // Journal of Petroleum Technology. – 1987, August. - p. 981-997.

236. Kohn J.P. Heterogeneous phase and volumetric behavior of the methane – n-heptane system at low temperatures // AIChE J.- 1961. -v.7.-N 3.-p.514.

237. Kurata F., Katz D.L. // Trans. AJME. - 1942. - vol.38. - p.995.

238. Lin Y.- N., Chen R.J., Chappelier P.S., Kobayashi R. Vapour-liquid equilibrium of methane – n- hexane system at low temperature “ J.Chem. Eng. Data”. - 1977. - v.22. - N4. - p.402-408.

239. Moses P.L. Engineering applications of phase behavior of crude oil and condensate systems // Jpt 1986.- p.715-723.

240. Nouar A., Flock D.L., Prediction of minimum miscibility pressure of a vaporizing gas drive // SPE Reservoir Engineering. -1988. -v.3.-N 1 (February).- p.182-198.

241. Organick E.G. Chem.Eng.Progress Symp.Series. - 1953. - vol.49. - №6. -p.81.
242. Oxford C.W., Huntington R.L. Vaporization of hydrocarbons from an unconsolidated sand. – Tr./AJME. - 1953. - v.198. - p.318-322.
243. Pedersen K.S., Thomassen P., Fredenslund A. Thermodynamics of Petroleum Mixtures Containing Heavy Hydrocarbons r.Fleash and PVT Calcnlatons With the SRK Eduation of State. – Jnd.End. Chem. Process Des. Dew. – 1984. - v.23. - №3. - p.566-573.
244. Pedersen K.S., Fredenslund A., Thomassen P. Properties of Oils and Natural Gases.- Houston, Texas: Gulf Publishing Co,-1989.
245. Pedersen K.S., Thomassen P., Fredenslund A. Thermodynamics of petroleum mixtures containing heavy hydrocarbons. 3. Efficient flash calculations procedures using the SRK equation of state // Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.- 1985.- v. 24.- N 4.-p. 948-954.
246. Peng D.X., Robinson D.B. A rigorous method for predieting the critical properties of multicomponent systems from an egnation of state. A.J.Ch.E.Journ.. - 1977. - №2. March. - p. 137-144.
247. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constants equation of state //Industrial and Engineering Chemistry. Fundamentals.- 1976.- № 1.- p.59-64.
248. Robinson D.B., Peng D.Y., Ng N.J. Capability of the Peng-Robinson programs // Hydrocarbon Processing.-1979.-N 9.- p. 269-273.
249. Robinson R.L., Chao K.C.A. A correlation of vaporization equilebrium ratios for gas processing systems // Industrial and Engineering Chemistry. Process Desing and Development.- 1971. - № 2. - p.221-225.
250. Robinson D.B., Peng D.Y, Ng N.J.Capability of the Peng – Robinson programs //Hydrocarbon Processing. - 1978. - № 4. - p.95-98.
251. Robinson J.N, Wichert E, Moore R.G. Charts help estimate H₂O content of sour gases // The Oil & Gas Journal. - 1978. - №2. - p.76–78.
252. Roof J.G. Variation of fluid properties with elevation in high-relief oil reservoirs //Journal of the Institute of Petroleum.- 1959. - v.45. - №432. - p.373-379.

253. Shipman L.M., Kohn J.P. Heterogeneous phase and volumetric equilibrium in the methane - n-nonane system // Chem. Eng. Data.- 1966.- v. 11.- N 2.- p. 176-180.

254. Sigmund P.M., Draunchuk P.M., Morrow N.R. Retrograde condensation in porous media // Society of Petroleum Engineers Journal. - 1973. - №2. - p.93-104.

255. Soave G. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state //Chemical Engineering Science.- 1976. - №6. - p.1197-1207.

256. Spenser C.F., Danbort T.E., Danner R.P. A critical review of correlation for the critical properties of defined mixtures. A.J.Ch.E.Jorn. - 1973. - №3.

257. Stryjek R., Vera J.H. PRSV. An improved Peng-Robinson equation of state for pure components and mixtures // Canad. J. Chem. Eng.- 1986.- v. 64.- April,- p. 334-340.

258. Valderrama J.O., Obaid-Ur- Rehman S., Cisternas L.A. Application of a new cubic equation of state to hydrogen sulfide mixtures // Chem.Eng.Sci.-1987.- v.42. - N 12. - p.2935-2940.

259. Weinaug C.F., Cordell J.C. Revaporization of butane and pentane from sand. - Tr. /AJME. - 1949. - v.179. - p.303-312.

260. Wichert E., Aziz K. "Canad Journ. Chem. Eng." - April 1971. - p.267-273.