

На правах рукописи

Лобастова Гелена Сергеевна

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ
ГАЗА В СИСТЕМАХ ГАЗОДОБЫЧИ**

Специальность 25.00.17 – "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений"

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Уфа – 2003

Работа выполнена на кафедре разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Научный руководитель доктор технических наук, доцент
Пономарев Александр Иосифович.

Официальные оппоненты: доктор физико-математических наук, профессор
Хабибуллин Ильдус Лутфурахманович;
кандидат технических наук, старший научный
сотрудник Пияков Геннадий Николаевич.

Ведущая организация ООО "ВолгоУралНИПИГаз".

Защита состоится 21 марта 2003 года в 10⁰⁰ на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан февраля 2003 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Матвеев Ю.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность. В последние годы на базовых месторождениях РФ (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и др.) наблюдается интенсивное увеличение объемов попутно добываемой воды. Так, например, на сеноманских установках комплексной подготовки газа (УКПГ) Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) годовые объемы поступающей воды составляют около 100 тыс.м³. В то же время газоводяной контакт в сеноманских объектах, как правило, находится гораздо ниже интервалов перфорации, а данные гидрохимического контроля за скважинной продукцией показывают, что скважины в основном выносят конденсационную воду, объемы которой в 6-7 раз превышают объемы пластовой воды.

Равновесное влагосодержание природного газа, как правило, невелико и составляет менее 1г/м³, но, учитывая большие объемы добываемого газа, общее количество конденсационной воды составляет значительную величину. Поэтому актуальными являются задачи прогнозирования добычи конденсационной воды, расчет фазовых превращений системы "природный газ–вода" в пласте, в подземном и наземном оборудовании, для решения которых необходимо совершенствование методов расчета фазовых равновесий на основе фундаментальных положений термодинамики.

Цель работы. Совершенствование методов расчета фазовых превращений углеводородных смесей, содержащих воду, и разработка методов прогнозирования влагосодержания природных газов в системе "пласт-скважина - газосборные сети".

Задачи исследований

1. Обобщение экспериментальных данных по влагосодержанию газа и его растворимости в воде.
2. Адаптация уравнения состояния Пенга-Робинсона к системе "природный газ - вода".
3. Разработка метода восстановления первоначального состава пластовой смеси с учетом связанной воды в пластах-коллекторах.
4. Разработка методов прогнозирования влажности газа в системе "пласт – скважина – газосборная сеть".

Методы исследований

При решении поставленных задач использованы: аппарат термодинамики фазовых превращений; методы математической статистики; численные методы решения нелинейных уравнений.

Научная новизна

1. Для повышения точности расчета составов сосуществующих фаз газ-водяных смесей с помощью уравнения состояния Пенга-Робинсона предложено использовать коэффициенты парного взаимодействия между компонентами отдельно для газовой и жидкой фаз.

2. Определены значения этих коэффициентов в зависимости от температуры для основных компонентов природного газа.

3. Выявлено, что при определении коэффициентов парного взаимодействия между компонентами системы "газ-вода" наилучшее соответствие расчетных и экспериментальных данных дает критерий минимума относительной невязки концентраций компонентов в паровой и жидкой фазах.

4. Предложен алгоритм ретроспективного восстановления состава пластовой смеси с учетом связанной воды.

Практическая значимость

1. Получены аналитические зависимости коэффициентов распределения для бинарных водогазовых смесей.

2. Определены начальные и текущие составы пластовой газовой смеси сеноманских отложений Медвежьего и Уренгойского месторождений.

3. На основе аппарата равновесной термодинамики фазовых превращений разработан метод прогнозирования влажности газа в системе "пласт – скважина – газосборная сеть".

Апробация работы. Основные положения работы докладывались на 46-й (1995 г.), 47-й (1996 г.), 49-й (1998 г.) научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых (УГНТУ, г. Уфа); республиканской научной конференции студентов и аспирантов по физике и математике (БашГУ, г. Уфа, 1999 г.); Международной научно-технической конференции "Проблемы нефтегазового комплекса России (УГНТУ, г. Уфа, 1998 г.); Международной научно-практической конференции (УГНТУ, г. Уфа, 2001 г.); научно-технических

советах ООО "Надымгазпром", "Уренгойгазпром" (2000 – 2002 гг.).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 13 печатных работ, в том числе четыре без соавторов.

Объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, заключения, списка использованных источников, приложений и изложена на 153 страницах машинописного текста, содержит 27 рисунков, 31 таблицу и два приложения. Список использованных источников составляет 144 наименования.

Автор выражает искреннюю признательность научному консультанту к.т.н., доценту кафедры "Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений" УГНТУ Калиновскому Ю.В. за полезные советы и помощь в теоретических исследованиях при подготовке данной работы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении содержится общая характеристика работы, обоснована ее актуальность, сформулированы цель и задачи исследований, приведены основные результаты, научные положения и выводы, выносимые на защиту.

В первой главе дается оценка влияния конденсационной воды на условия работы сеноманских скважин и системы сбора газа по промысловым данным месторождений севера Тюменской области.

Сеноманские залежи Уренгойского, Медвежьего, Ямбургского, Заполярного месторождений имеют сходные составы газа, а также геологическое строение. Пластовые воды сеноманских газовых залежей являются слабоминерализованными и относятся к хлоридно-кальциевому типу.

Все воды, входящие в состав добываемой продукции, делятся на три группы: пластовая, конденсационная и техногенная. Разработаны методики (Дегтярев Б.В., Кузнецов Ю.С., Ставицкий В.А., Соловьева И.М.), позволяющие определить количество той или иной воды в общем объеме жидкости, поступающей из скважины.

Особенности фильтрационно-емкостных свойств сеноманских залежей, конструкции скважин (НКТ Ø 168, 114, 101 мм) и наличие толщи многолетнемерзлых пород уже на стадии периода постоянной добычи привели к явлениям,

ранее не встречавшимся при разработке других газовых месторождений. В частности, это относится к конденсации паров воды в стволе скважин и возможности ее накопления на забое.

Исследования, проведенные на сеноманских объектах Медвежьего (Ремизов В.В., Михайлов Н.В., 1995 г.) и Уренгойского (Маслов В.Н., 1995 г.) месторождений, показали, что на современном этапе их разработки преобладает количество скважин, обводняющихся только конденсационной водой (рис.1).

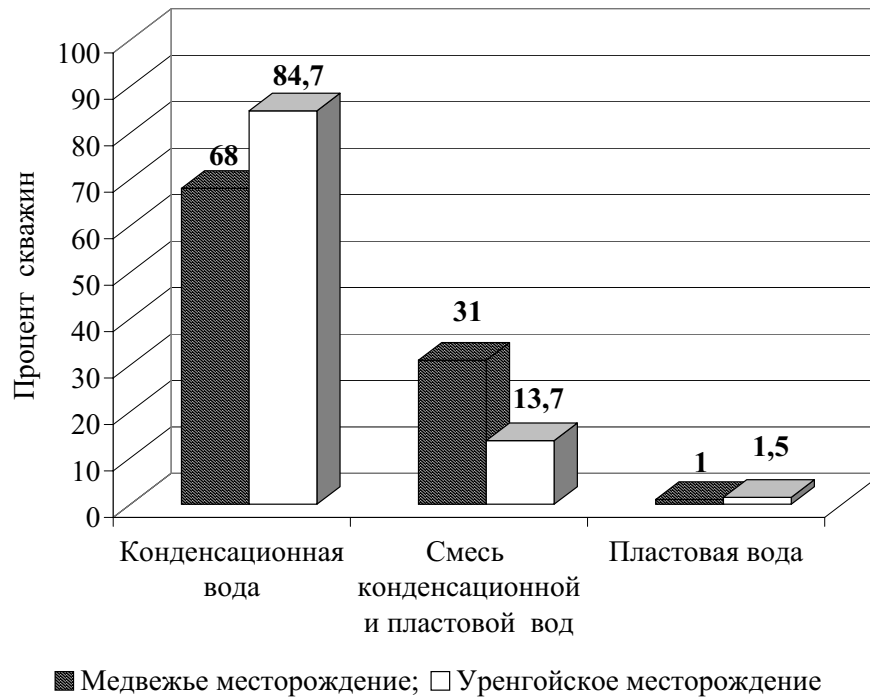


Рис. 1. Распределение фонда добывающих скважин Уренгойского и Медвежьего месторождений, работающих с водой в 1995 г., по характеру обводнения

На рис.2 показаны зависимости количества отсепарированной жидкости $\Delta W_{\text{доб}}$ в коллекторе "Надым -1" от дебита газа q и статического давления $P_{\text{ст}}$ для скв. 3027 Ямбургского ГКМ, в продукции которой по данным гидрохимического анализа содержится только конденсационная вода. Как видно, количество выносимой воды возрастает по нелинейному закону с увеличением дебита, а снижение пластового давления увеличивает удельный вынос конденсационной воды.

Промысловые данные по системе сбора для сеноманской залежи Уренгойского НГКМ за 1996 г. свидетельствуют о том, что в поступающей на УКПГ смеси доля конденсационной воды значительно преобладает и изменяется по

различным УКПГ от 83 до 99 % (за исключением УКПГ-12 – 36,7%). Годовой объем поступающий на УКПГ воды составил 100782 м^3 , в том числе пластовой – 14518 м^3 , конденсационной – 86264 м^3 .

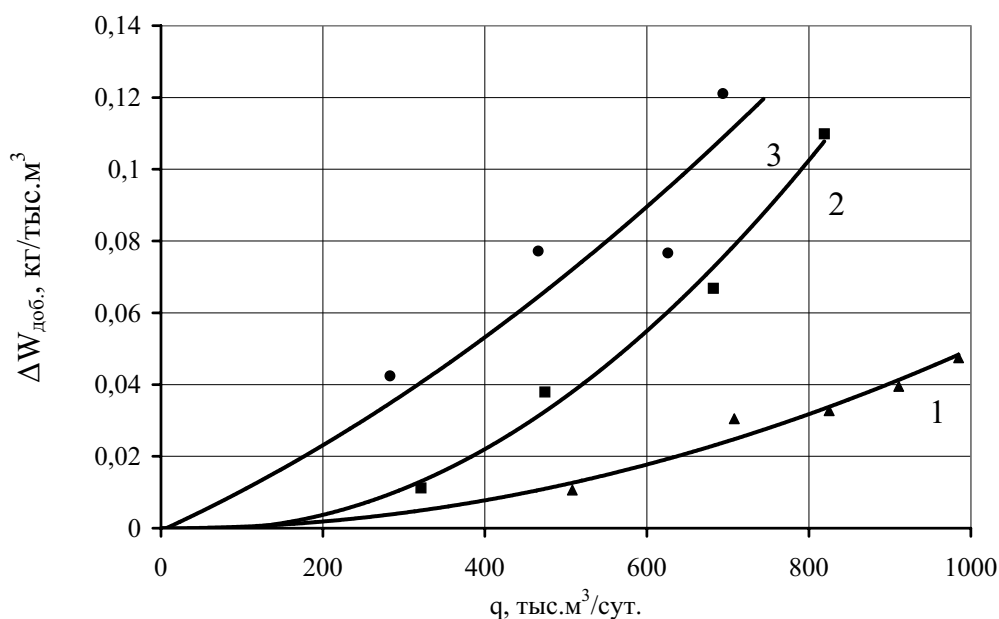


Рис.2. Зависимость количества отсепарированной воды $\Delta W_{\text{доб.}}$ от дебита q для скважины 3027: 1- $P_{\text{ст}} = 5,9 \text{ МПа}$ (на 30.07.98); 2 - $P_{\text{ст}} = 4,8 \text{ МПа}$ (на 07.06.00); 3 - $P_{\text{ст}} = 4,2 \text{ МПа}$ (на 05.07.01)

На месторождении Медвежье, находящемся на поздней стадии разработки, удельное количество фактически отсепарированной жидкости $V_{\text{уд}}^{\text{ж}}$ на большинстве газовых промыслов в 4 квартале 2001 г. снизилось по сравнению с тем же кварталом 2000 г. (табл.1), при этом снизились удельные объемы как пластовой, так и конденсационной воды, что, по-видимому, вызвано тем, что вода, сконденсировавшаяся в стволе скважины, так же как и пластовая, не полностью выносятся из скважин, хотя снижение удельного количества пластовой воды может быть вызвано изоляцией водопритоков и отключением обводнившихся скважин. В самом деле, если сравнить расчетные $V_{\text{к.в.}}^{\text{р}}$ и фактические $V_{\text{к.в.}}^{\text{ф}}$ удельные объемы конденсационной воды, поступающей на УКПГ (табл. 1), то видно, что в 2000 г. практически вся конденсационная вода поступала на пункты сепарации, тогда как в 2001 г. разница между расчетными и фактическими удельными объемами конденсационной воды по большинству

УКПГ составляет $0,0003 \text{ м}^3/\text{тыс.м}^3$ ($0,3 \text{ л}/\text{тыс.м}^3$). Отметим, что по оценке Михайлова Н.В. в зависимости от режима работы на забое скважины темпы накопления воды могут достигать $200 \text{ л}/\text{сут.}$

Таблица 1

Распределение объемов жидкости, поступившей
на УКПГ месторождения Медвежье

Показатель	Номер УКПГ								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	IV квартал 2000 г.								
$V_{\text{уд.}}^{\text{ж}} \times 10^{-3}, \text{м}^3/\text{т.м}^3$	0,20	1,11	2,05	1,46	1,23	1,34	1,61	1,32	1,38
Процент пластовой воды	12,3	4,6	49,8	35,4	9,5	3,1	21,2	37,8	15,3
Процент конденсац. воды	87,7	95,4	50,02	64,6	90,5	96,9	78,8	62,2	84,7
$V_{\text{к.в.}}^{\text{р}} \times 10^{-3}, \text{м}^3/\text{тыс.м}^3$	0,38	1,16	1,06	0,94	1,19	1,31	1,25	0,80	1,18
$V_{\text{к.в.}}^{\text{ф}} \times 10^{-3}, \text{м}^3/\text{тыс.м}^3$	0,18	1,09	1,03	0,95	1,12	1,30	1,27	0,82	1,17
	IV квартал 2001 г.								
$V_{\text{уд.}}^{\text{ж}} \times 10^{-3}, \text{м}^3/\text{т.м}^3$	0,64	0,53	1,23	1,20	1,41	1,04	1,17	0,81	1,12
Процент пластовой воды	29,6	14,5	41,6	8,3	9,8	2,0	3,3	19,0	13,5
Процент конденсац. воды	70,4	85,5	58,4	91,7	90,2	90,0	96,7	81,0	86,5
$V_{\text{к.в.}}^{\text{р}} \times 10^{-3}, \text{м}^3/\text{тыс.м}^3$	0,73	1,16	1,20	1,08	1,95	1,44	1,36	0,89	1,24
$V_{\text{к.в.}}^{\text{ф}} \times 10^{-3}, \text{м}^3/\text{тыс.м}^3$	0,44	0,45	0,72	1,10	1,27	1,02	1,13	0,66	0,97

Растворенный в остаточной и пластовой воде газ может составлять значительную величину, например, для месторождения Медвежье предельное насыщение пластовой воды природным газом в приконтактной зоне при начальном пластовом давлении по данным Корценштейна В.Н. составляет от 1970 до $2060 \text{ см}^3/\text{л}$. При этом сеноманский водоносный горизонт имеет значительные толщину и протяженность. При снижении пластового давления выделяющийся из водонапорной системы газ будет затруднять продвижение пластовых вод.

Все это свидетельствуют о необходимости прогнозирования фазовых переходов газовой смеси в зависимости от термобарических условий и учета количества конденсационной воды в системе "пласт - скважина – газосборная сеть".

Второй раздел посвящен анализу методов расчета влагосодержания природного газа и его растворимости в воде, а также выбору уравнения состояния для системы "природный газ – вода".

Растворимость газа в воде при низких давлениях определяется по закону Генри, а при высоких давлениях для нахождения растворимости используют уравнение Кричевского-Ильинской, полученного на основе теории разбавленных растворов.

В работах Намиота А.Ю. проведены обобщение и анализ обширного экспериментального материала по влагосодержанию и растворимости углеводородных и неуглеводородных газов в воде. Им предложены методы расчета констант фазового равновесия в системах "газ – вода", выявлены закономерности сосуществования двухфазного состояния водогазовых смесей.

Для определения влажности природного газа часто используют зависимости Бюкачека и Гухмана, являющиеся аппроксимациями номограммы Мак-Кетты и Вее. Недостатками этих методов является то, что они не учитывают компонентный состав газа и пригодны для газов с относительной плотностью 0,6, а вводимая поправка на плотность учитывает лишь ее увеличение независимо от наличия в газе неуглеводородных компонентов, которые оказывают различное по величине и знаку влияние. Кроме того, сеноманский газ имеет относительную плотность менее 0,6.

Для расчета фазовых превращений углеводородных систем, содержащих воду, применяют уравнение Редлиха-Квонга и его модификации (Де Сантис, В.А. Истомина и В.Г. Квонг). Эти модификации дают хорошие результаты по определению свойств газовых смесей, однако они не пригодны для описания поведения жидкой фазы, как углеводородной, так и неуглеводородной.

В газопромысловой практике для описания свойств сосуществующих фаз используют единые уравнения состояния, которые основаны на использовании классических положений равновесной термодинамики. К преимуществам единого уравнения относится возможность расчета фазового равновесия смесей, состоящих как из углеводородов различного строения, так и многих неуглеводородных веществ.

Наибольшее распространение получили двух- и трехкоэффициентные

кубические уравнения состояния Ван-дер-Ваальсового типа, наиболее известные из которых Редлиха-Квонга, Редлиха-Квонга-Вильсона, Редлиха-Квонга-Симоне-Бехара, Редлиха-Квонга-Соаве, Пенга-Робинсона. В 1992 г. Брусиловским А.И. предложено четырехкоэффициентное уравнение состояния.

На наш взгляд, для расчета фазовых превращений газовой смеси предпочтительным является использование уравнения состояния Пенга-Робинсона, поскольку оно прошло широкую апробацию, погрешность расчета свойств газообразных веществ в области давлений до 30 МПа составляет 3 – 5 %, и оно более точно предсказывает свойства газовой и жидкой фаз.

Уравнение Пенга-Робинсона (ПР) имеет вид

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v(v + b) + b(v - b)}. \quad (1)$$

В уравнении (1) первое слагаемое в правой части представляет собой давление, обусловленное силами отталкивания между молекулами, а второе слагаемое – давление, обусловленное силами притяжения.

Коэффициент "а" уравнения (1) для смеси вычисляется следующим образом:

$$a_{ij} = (1 - C_{ij})\sqrt{a_i a_j}, \quad (2)$$

где C_{ij} – поправочный коэффициент парного взаимодействия, призванный интегрально учесть особенности взаимодействия молекул разного строения и размера в смеси.

Эти коэффициенты определяются исходя из наилучшего совпадения результатов расчетов по уравнению состояния с различными экспериментальными данными для бинарных смесей (PVT-данные для однофазного состояния, составы фаз, находящиеся в равновесии, и т.д.).

В третьем разделе решаются задачи, связанные с адаптацией уравнения ПР к расчету фазового равновесия газовой смеси.

В научно-технической литературе коэффициенты парного взаимодействия (КПВ) между водой и компонентами природных газов рекомендуется принимать, равными 0,5, причем это значение никак не обосновывается, а результаты расчета с таким значением КПВ показывают невысокую точность. Оче-

видно, что для повышения точности расчета необходимо ввести индивидуальные КПВ воды с компонентами природного газа.

Для определения значений КПВ наиболее часто используют критерии следующих видов:

$$F_1 = w_1 \sum_{i=1}^N (\alpha_i^p - \alpha_i^э)^2 + w_2 \sum_{i=1}^N (\beta_i^p - \beta_i^э)^2 \longrightarrow \min ; \quad (3)$$

$$F_2 = w_1 \sum_{i=1}^N \left| 1 - \frac{\alpha_i^p}{\alpha_i^э} \right| + w_2 \sum_{i=1}^N \left| 1 - \frac{\beta_i^p}{\beta_i^э} \right| \longrightarrow \min ; \quad (4)$$

$$F_3 = w_1 \sum_{i=1}^N \left| \alpha_i^p - \alpha_i^э \right| + w_2 \sum_{i=1}^N \left| \beta_i^p - \beta_i^э \right| \longrightarrow \min , \quad (5)$$

где F_1 , F_2 , F_3 - критерии сопоставления экспериментальных и расчетных данных; w_1 , w_2 – весовые коэффициенты; α_i^p , $\alpha_i^э$ – расчетное и экспериментальное значения свойств паровой фазы; β_i^p , $\beta_i^э$ – расчетное и экспериментальное значения свойств жидкой фазы; N – количество экспериментов.

В работе для определения КПВ для системы "вода – компонент природного газа" в критериях в качестве α_i^p , $\alpha_i^э$ принимались соответственно расчетные y_i^p и экспериментальные $y_i^э$ значения содержания паров воды в паровой фазе, а в качестве β_i^p , $\beta_i^э$ – соответственно расчетные x_i^p и экспериментальные $x_i^э$ значения растворимости газа в жидкой фазе. Расчетные значения составов определялись по уравнению Пенга-Робинсона при $T = \text{const}$ (т.е. за N принималось количество экспериментальных точек на изотерме), весовые коэффициенты брались одинаковыми, поскольку важным является как моделирование паровой, так и жидкой фаз.

Применение традиционного подхода для определения КПВ по критериям (3) – (5) показало, что при тех значениях КПВ, при которых достигается минимум функционалов, удовлетворительно моделируется паровая фаза и плохо – жидкая.

Поясним это примером. Указанные функционалы можно записать в виде $F = f_1 + f_2$, где, с учетом ранее принятых обозначений, f_1 характеризует по-

грешности расчета влагосодержания газа; f_2 - погрешности расчета растворимости газа в воде; F – суммарную погрешность расчета. Для системы "вода – этан" функционал (3) имеет минимум $F \approx 1,17 \cdot 10^{-5}$ при значении коэффициента парного взаимодействия "этан – вода" $C_{12} \approx 0,4$ (индекс "1" относится к этану, "2" – к воде), в этой же точке имеет минимум и $f_1 \approx 4,21 \cdot 10^{-6}$, при этом значение $f_2 \approx 7,52 \cdot 10^{-6}$, тогда как минимум $f_2 \approx 3,82 \cdot 10^{-8}$ достигается при $C_{12} \approx -0,1$. Это означает, что при $C_{12} \approx 0,4$ расчетная растворимость этана в несколько раз занижена по сравнению с экспериментальной. При $C_{12} \approx -0,1$ $F \approx 1,16 \cdot 10^{-2}$, $f_1 \approx 1,16 \cdot 10^{-2}$, т.е. расчетные значения влажности газа в сотни раз превышают экспериментальные. Таким образом, при использовании единого КПВ невозможно одинаково хорошо рассчитывать растворимость и влагосодержание, поэтому было предложено вводить два КПВ между молекулами газа и воды отдельно для паровой и жидкой фаз, т. е. для этого определялся минимум функционалов (3) – (5) как сумма минимумов f_1 и f_2 .

В табл. 2 приведены значения расчетов глобальных минимумов критериев (3) – (5) для этана, где обозначено: C_V - КПВ в газовой фазе; C_L – КПВ в жидкой фазе. Как видно из табл.2, минимумы функционалов (3) – (5) достигаются при различных значениях C_V и C_L . Оценка точности использования КПВ, определенных по (3) – (5), показала, что наилучшее соответствие расчетных и экспериментальных данных выполняется при использовании критерия минимума относительных невязок. Например, для системы "вода – этан" модуль относительной погрешности расчета влажности в среднем составляет: при использовании C_V , определенных по (3), – 11,2 %; по (4) – 6,52%; по (5) – 8,82 %; а растворимости при использовании C_L , определенных по (3), – 6,21%; (4) – 6,19 %; (5) – 9,07 %. В связи с этим на основе критерия (4) с использованием опубликованных данных парожидкостного равновесия при различных температурах были определены КПВ для бинарных систем "вода – газ". На рис. 3 - 9 приведены зависимости коэффициентов парного взаимодействия от температуры, определенные для исследуемых бинарных систем, и уравнения регрессии, описывающие эти зависимости.

Необходимо отметить, что в исследуемом диапазоне давлений и температур значения КПВ между водой и газами имеют отрицательные значения для жидкой фазы (за исключением сероводорода).

Из графиков (рис. 3 – 9) видно, что C_L с высокой точностью описывается прямолинейной зависимостью от температуры, что является удачным, поскольку расчеты показали, что даже небольшие изменения C_L не только сильно влияют на точность расчетов, но и в некоторых случаях могут привести к расходимости итерационного процесса.

Таблица 2

Значения критериев (3), (4), (5)

Показатель	При $T=60\text{ }^{\circ}\text{C}$			При $T=71,1\text{ }^{\circ}\text{C}$		
	по (3)	по (4)	по (5)	по (3)	по (4)	по (5)
f_1	$2,710 \cdot 10^{-6}$	0,735	$2,71 \cdot 10^{-3}$	$3,230 \cdot 10^{-5}$	0,792	$6,850 \cdot 10^{-3}$
f_2	$1,658 \cdot 10^{-8}$	0,152	$1,41 \cdot 10^{-4}$	$2,375 \cdot 10^{-9}$	0,131	$1,153 \cdot 10^{-4}$
F	$2,726 \cdot 10^{-6}$	0,887	$2,85 \cdot 10^{-3}$	$3,23 \cdot 10^{-5}$	0,923	$6,97 \cdot 10^{-3}$
C_L	-0,116	-0,116	-0,118	-0,098	-0,098	-0,098
C_V	0,420	0,438	0,436	0,484	0,472	0,468

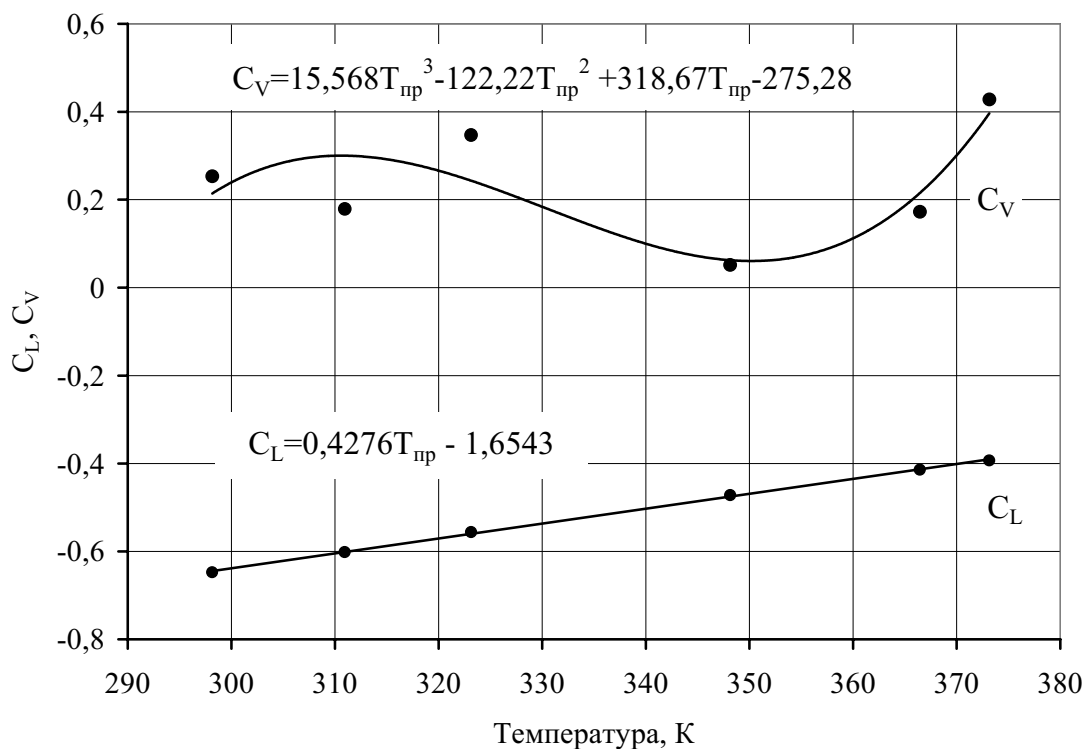


Рис. 3. Зависимость коэффициентов парного взаимодействия между водой и азотом для газовой (C_V) и жидкой (C_L) фаз от температуры

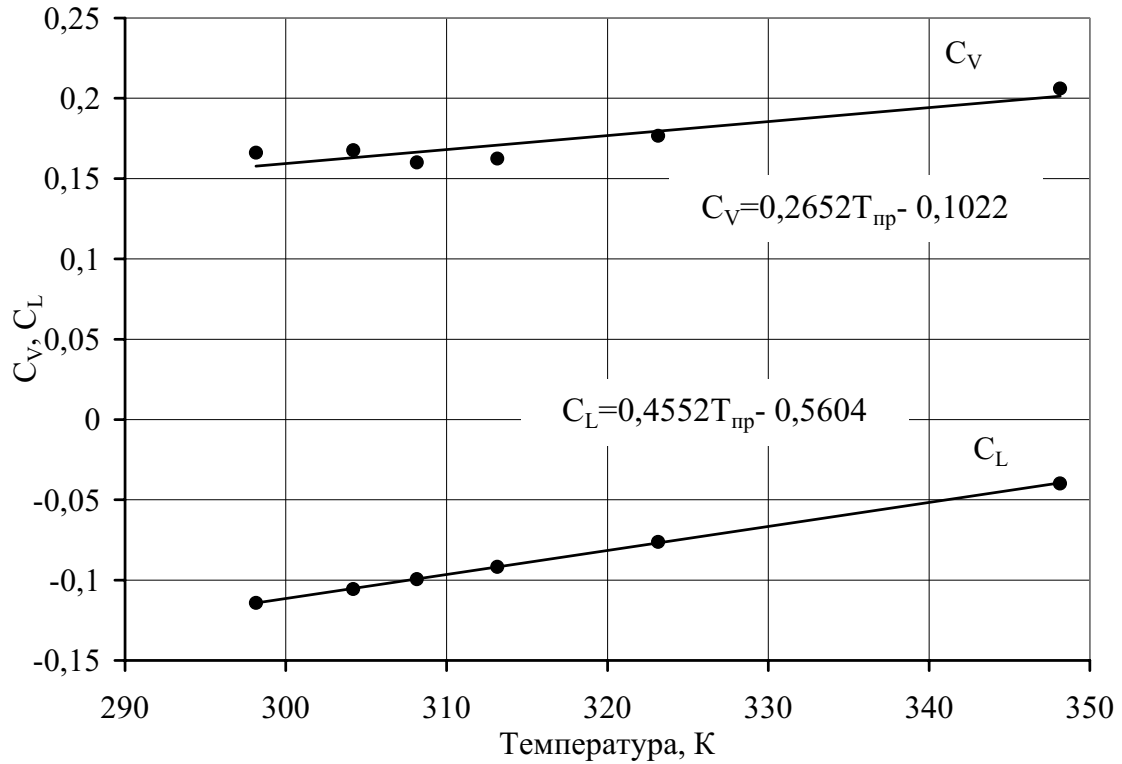


Рис. 4. Зависимость коэффициентов парного взаимодействия между водой и углекислым газом для газовой (C_V) и жидкой (C_L) фаз от температуры

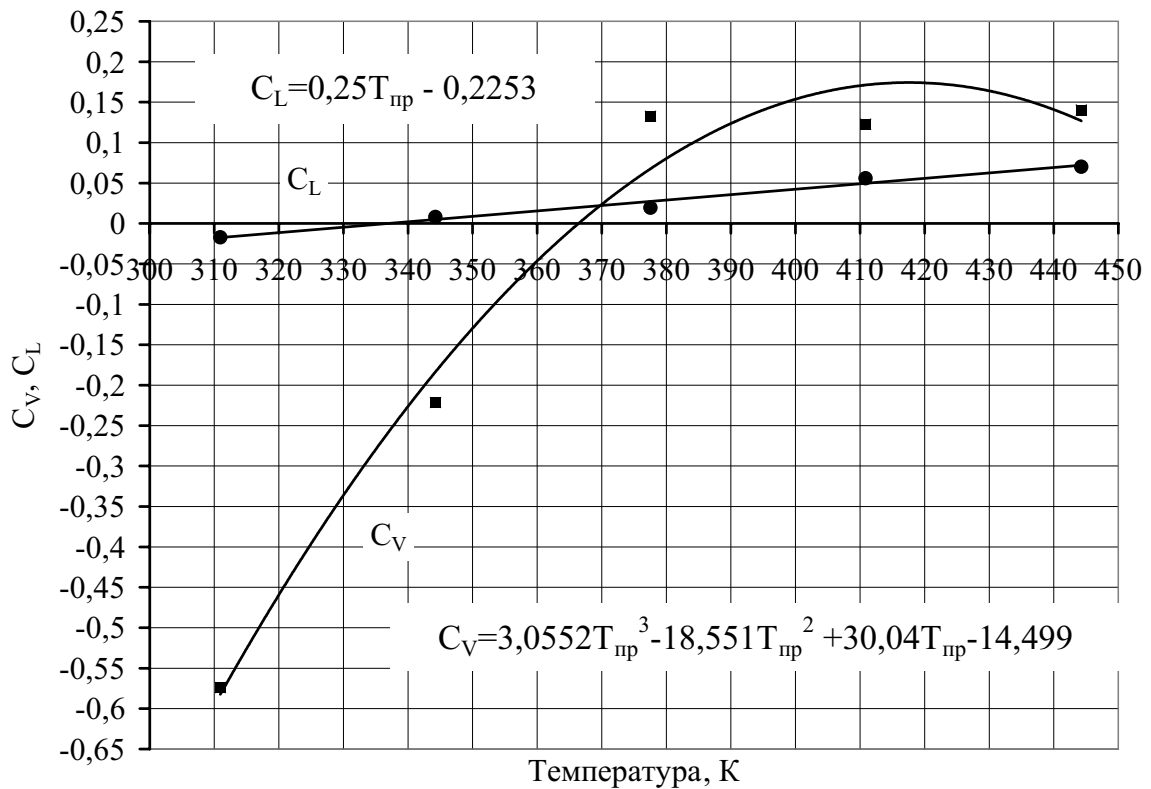


Рис. 5. Зависимость коэффициентов парного взаимодействия между водой и сероводородом для газовой (C_V) и жидкой (C_L) фаз от температуры

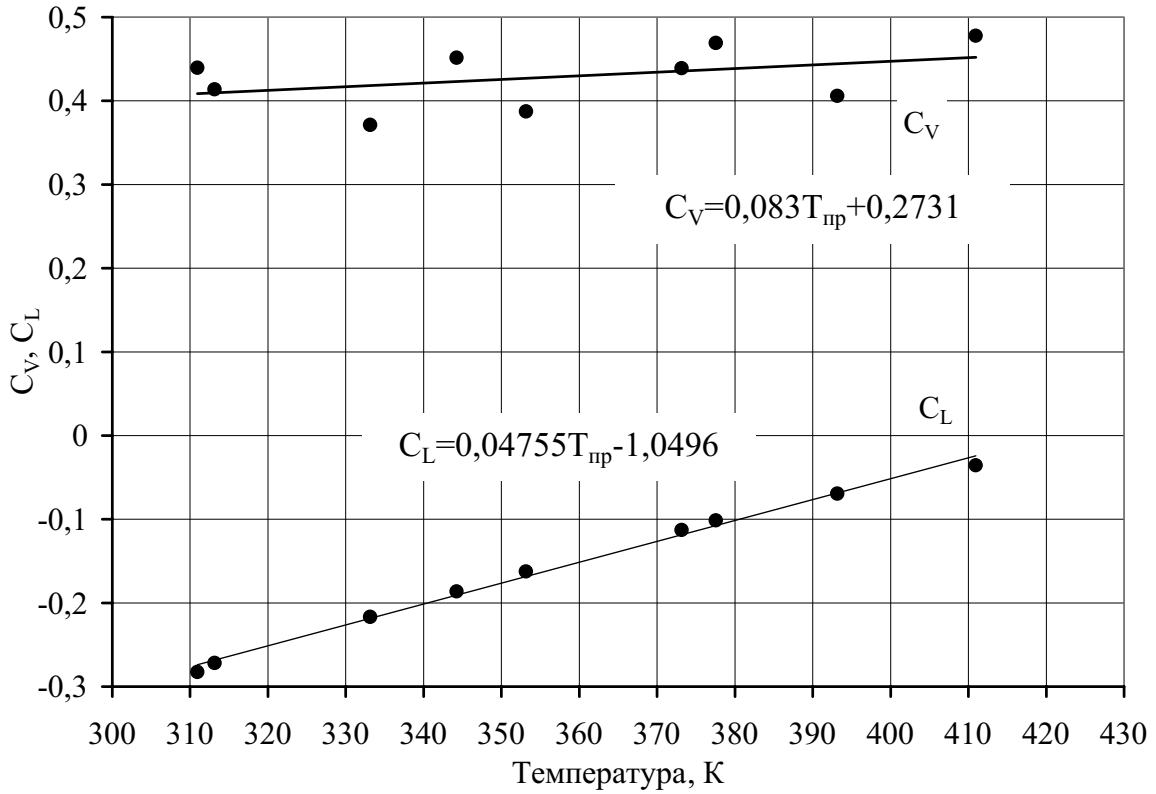


Рис. 6. Зависимость коэффициентов парного взаимодействия между водой и метаном для газовой (C_V) и жидкой (C_L) фаз от температуры

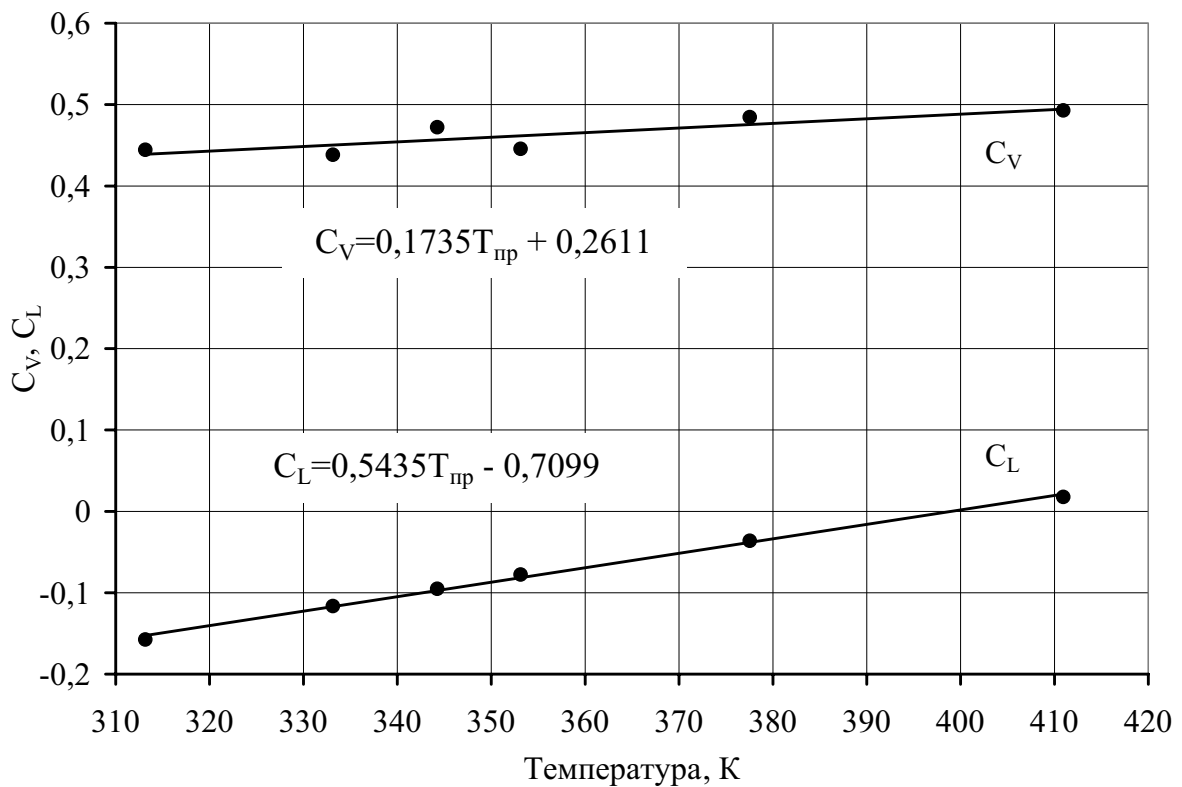


Рис. 7. Зависимость коэффициентов парного взаимодействия между водой и этаном для газовой (C_V) и жидкой (C_L) фаз от температуры

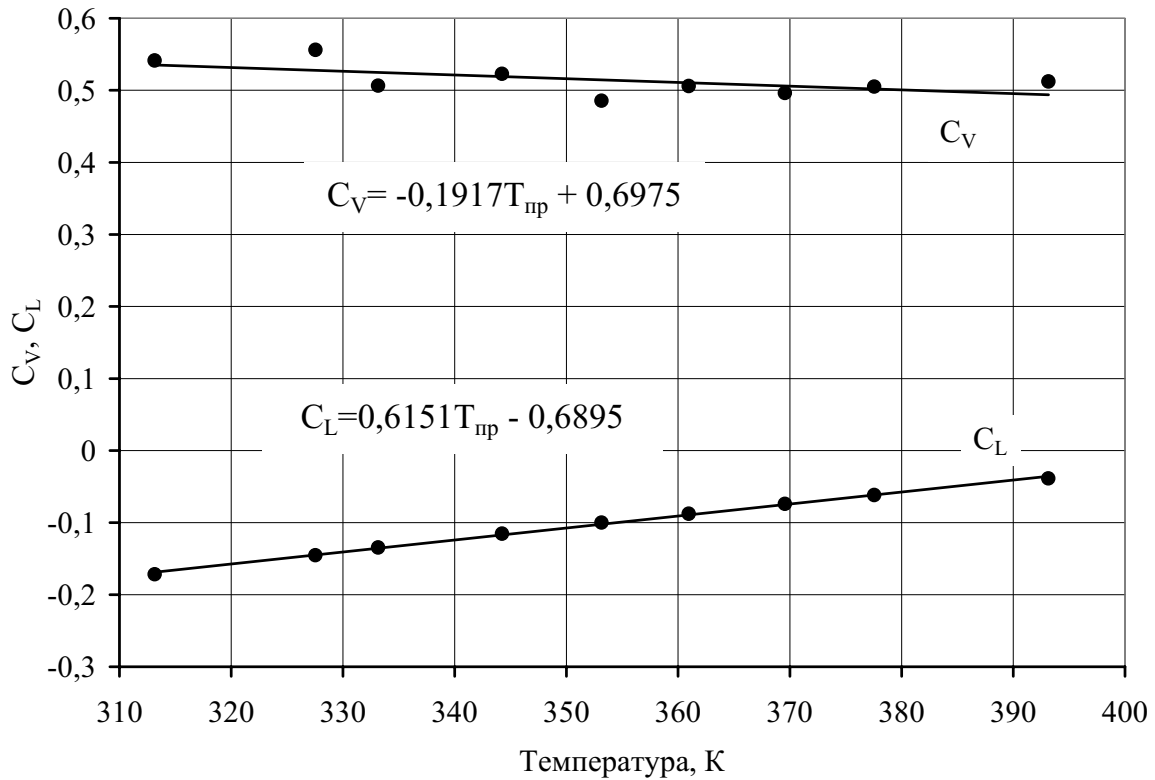


Рис. 8. Зависимость коэффициентов парного взаимодействия между водой и пропаном для газовой (C_V) и жидкой (C_L) фаз от температуры

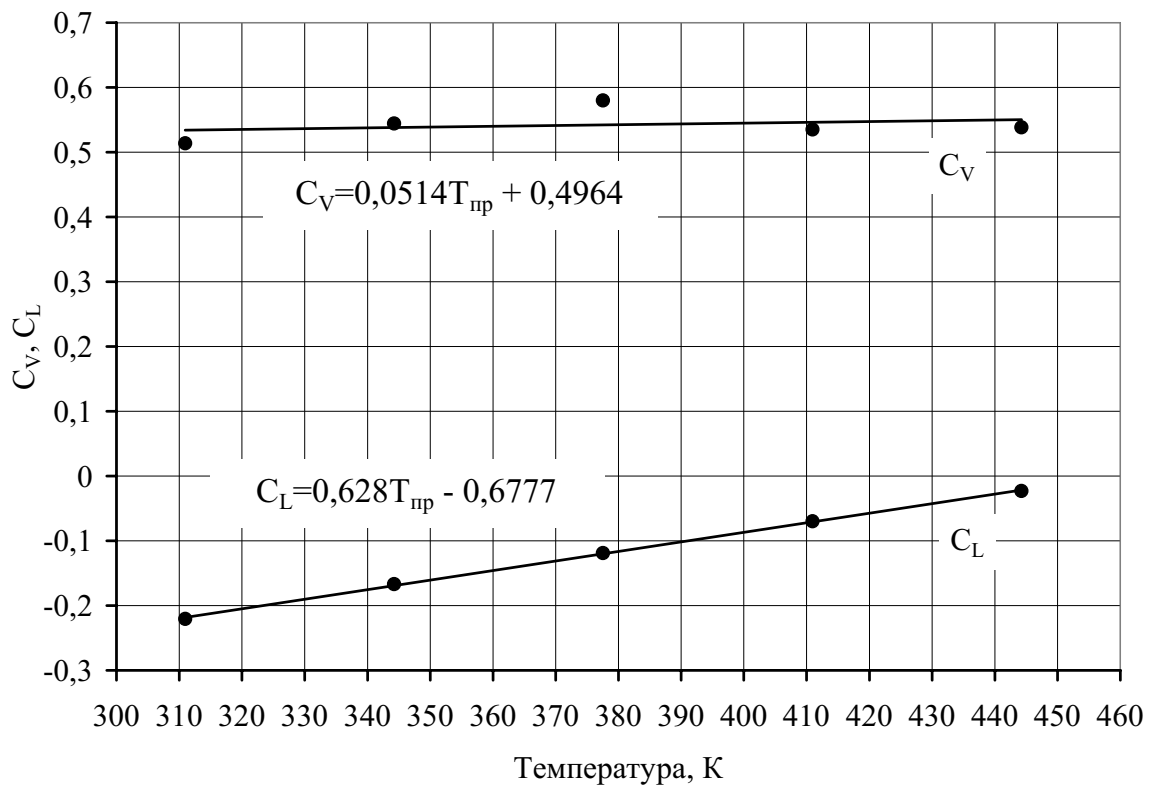


Рис. 9. Зависимость коэффициентов парного взаимодействия между водой и нормальным бутаном для газовой (C_V) и жидкой (C_L) фаз от температуры

Для эффективного использования уравнений необходимо задать начальные значения коэффициентов распределения (k_p) компонентов смеси. Рекомендованные различными авторами зависимости для определения k_p требуют дополнительных параметров, имеют ограниченную область применения по давлениям и температурам и, кроме того, они могут использоваться только для газовых смесей. Расчетные значения начального приближения k_p компонентов газовой смеси по рекомендуемым в справочниках формулам значительно занижены по сравнению с k_p , предлагаемыми А.Ю. Намиотом.

Наиболее полный анализ методов расчета и используемых формул проведен А.Ю.Намиотом. Полученные им результаты представлены в виде таблиц и графических зависимостей, что является нерациональным при проведении расчетов фазовых равновесий смесей газов и воды.

Обработка табличных значений коэффициентов распределения для бинарных систем "компонент природного газа - вода" с использованием метода наименьших квадратов осуществлялась по уравнению

$$k_p = A + \frac{B}{P} + \frac{C}{P^2} + \frac{D}{P^3}, \quad (6)$$

где P – давление, МПа; A, B, C, D - коэффициенты, являющиеся функцией приведенной температуры газа.

Предлагаемая зависимость (6), за исключением отдельных случаев, позволяет вычислять коэффициенты распределения с точностью не менее 12%, что является удовлетворительным начальным приближением k_p при проведении расчетов фазовых равновесий газовой смеси с использованием различных уравнений состояния.

В работе проведено сравнение расчетных (по уравнению ПР с использованием $C_{ij} = 0,5$ и полученных в работе КПВ) и опубликованных экспериментальных данных парожидкостного равновесия при различных термобарических условиях следующих газовой смеси: $H_2O - CO_2 - H_2S - CH_4$; $H_2O - CO_2 - N_2$; $H_2O - CO_2 - CH_4$.

Анализ результатов сравнительных расчетов показывает, что использование одного значения КПВ при расчете фазовых равновесий приводит к большим погрешностям (до 100 %) при расчете концентраций газов в воде. Также

неудовлетворительно определяется содержание паров воды: в большинстве случаев погрешность превышает 30 %, а в некоторых случаях достигает 90 %. Применение двух КПВ позволило существенно повысить точность расчета концентраций компонентов и в газовой, и в жидкой фазах. Для жидкой фазы отличия между экспериментальными и расчетными значениями в большинстве случаев не превышают 20 %, а для газовой фазы составляют менее 10 %. Также надо отметить, что содержание паров воды, рассчитанное по Бюкачеку, приводит к значительным расхождениям (до 70 %) с экспериментальными данными при наличии в смеси неуглеводородных компонентов.

Четвертый раздел посвящен применению уравнения состояния ПР к системе "природный газ – вода" при решении следующих промысловых задач:

- ретроспективное восстановление исходного состава пластовой смеси с учетом связанной воды по данным стандартных комплексных гидродинамических и газоконденсатных исследований;

- прогнозирование влагосодержания газа в пластовых и забойных условиях;

- прогнозирование влагосодержания газа и объемов сконденсировавшейся влаги в системе "ствол скважины – газосборная сеть" и межпромысловых коммуникациях.

Задача восстановления начального общего пластового состава газовой смеси решается следующим образом. При известных пластовых термобарических условиях и составе пластовой паровой фазы необходимо определить содержание воды в пластовой паровой фазе, состав пластовой жидкой фазы и молярные доли паровой и жидкой фаз в пластовой смеси.

Для решения этой задачи, кроме уравнения фазовых концентраций в форме Рэчфорда и условий равенства летучестей компонентов в паровой и жидкой фазах, используется еще одно соотношение: отношение объема жидкой фазы к объему всей смеси в пластовых условиях, представляющее собой насыщенность порового пространства связанной водой S_B , величина которой предполагается известной:

$$S_B = \frac{N_L z_L}{N_V z_V + N_L z_L}, \quad (7)$$

где N_L – количество молей жидкой водной фазы; z_L – коэффициент сверхсжимаемости жидкой водной фазы; N_V – количество молей паровой фазы; z_V – коэффициент сверхсжимаемости паровой фазы.

В табл. 3 приведены результаты расчетов восстановления исходного состава газовой смеси для сеноманских залежей Уренгойского и Медвежьего месторождений. В качестве исходных данных для Уренгойского месторождения принимались: начальные пластовые температура и давление ($T_{пл}=31$ °С, $P_{пл}=11,86$ МПа), $S_b = 0,3$; состав углеводородной части паровой фазы (в мол. долях): $N_2 = 0,0124$, $CO_2 = 0,0031$, $CH_4 = 0,9826$, $C_2H_6 = 0,0015$, $C_3H_8 = 0,0004$; для месторождения Медвежье: $T_{пл}=35$ °С, $P_{пл}=11,1$ МПа, $S_b = 0,28$; состав углеводородной части паровой фазы (в мол. долях): $N_2 = 0,0129$, $CO_2 = 0,0036$, $CH_4 = 0,9815$, $C_2H_6 = 0,0017$, $C_3H_8 = 0,0001$, $C_4H_{10} = 0,0002$.

Таблица 3

Результаты расчетов по восстановлению исходного состава газовой смеси

Компонент	Уренгойское месторождение			Медвежье месторождение		
	Состав, мольные доли					
	газа	жидкости	общий	газа	жидкости	общий
H ₂ O	$5,898 \cdot 10^{-4}$	0,9981	0,7787	$7,48 \cdot 10^{-4}$	0,9983	0,80995
N ₂	$1,239 \cdot 10^{-2}$	$1,457 \cdot 10^{-5}$	$2,737 \cdot 10^{-3}$	$1,29 \cdot 10^{-2}$	$1,37 \cdot 10^{-5}$	$2,44 \cdot 10^{-3}$
CO ₂	$3,098 \cdot 10^{-3}$	$7,319 \cdot 10^{-5}$	$7,399 \cdot 10^{-4}$	$3,60 \cdot 10^{-3}$	$7,39 \cdot 10^{-5}$	$7,39 \cdot 10^{-4}$
CH ₄	0,982	$1,749 \cdot 10^{-3}$	0,217	0,9808	$1,62 \cdot 10^{-3}$	0,1865
C ₂ H ₆	$1,499 \cdot 10^{-3}$	$6,0 \cdot 10^{-7}$	$3,312 \cdot 10^{-4}$	$1,70 \cdot 10^{-3}$	$2,15 \cdot 10^{-6}$	$3,22 \cdot 10^{-4}$
C ₃ H ₈	$3,998 \cdot 10^{-4}$	$1,971 \cdot 10^{-6}$	$8,807 \cdot 10^{-5}$	$9,99 \cdot 10^{-5}$	$5,37 \cdot 10^{-8}$	$1,89 \cdot 10^{-5}$
C ₄ H ₁₀	-	-	-	$1,10 \cdot 10^{-4}$	$9,18 \cdot 10^{-8}$	$3,78 \cdot 10^{-5}$

Используя восстановленный состав пластовой газовой смеси для начальных термобарических пластовых условий, можно от этих условий просчитать пластовые процессы дифференциальной конденсации, в том числе и влагосодержание газа для любых забойных условий. Полученный состав паровой фазы соответствует составу продукции, поступающей в скважину. На рис. 10 показано изменение влагосодержания сеноманского газа Уренгойского НГКМ в забойных условиях.

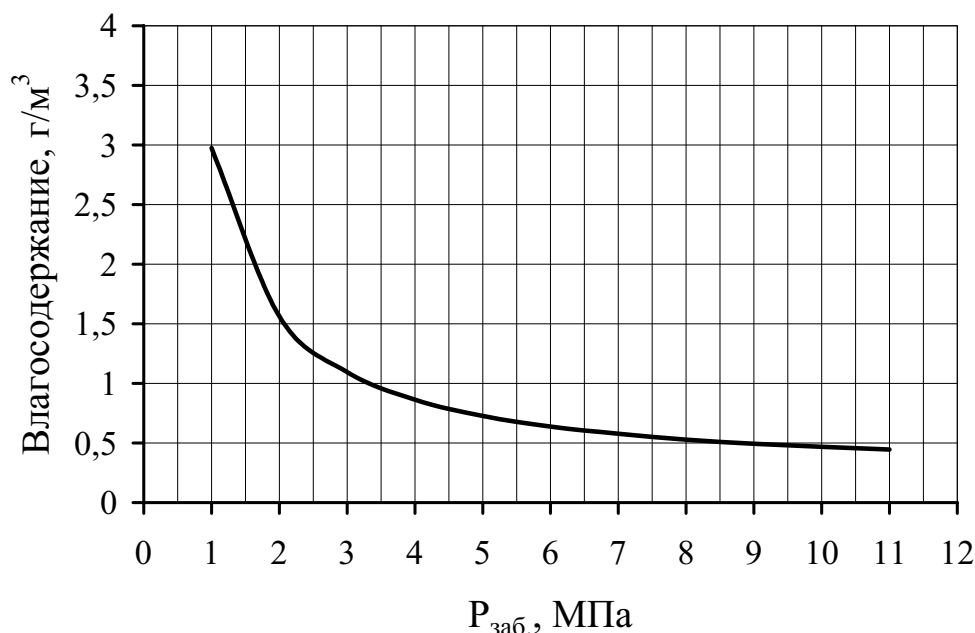


Рис.10 . Влагосодержание газа в забойных условиях ($T_{\text{заб.}}=30\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Зная состав газа, поступающего в скважину, можно рассчитать процесс контактной конденсации, моделирующей процесс фазовых переходов газовой смеси в системе "ствол скважины – газосборные сети". Результаты расчета влагосодержания сеноманского газа Уренгойского НГКМ в условиях сепарации приведены в табл. 4.

Таблица 4

Влагосодержание сеноманского газа Уренгойского ГКМ в условиях сепарации

Р _{сеп.} , МПа	Влагосодержание газа, г/м ³ , при T _{сеп.} , °C								
	20	16	14	12	10	8	6	4	0
8	<u>0,2919</u>	<u>0,2269</u>	<u>0,1994</u>	<u>0,1749</u>	<u>0,1530</u>	<u>0,1337</u>	<u>0,1161</u>	<u>0,1012</u>	<u>0,0758</u>
	0,3354	0,2672	0,2404	0,2107	0,1870	0,1655	0,1465	0,1293	0,1002
7	<u>0,3159</u>	<u>0,2452</u>	<u>0,2154</u>	<u>0,1887</u>	<u>0,1650</u>	<u>0,1439</u>	<u>0,1232</u>	<u>0,1088</u>	<u>0,0814</u>
	0,3673	0,2921	0,2655	0,2298	0,2037	0,1801	0,1592	0,1404	0,1085
6	<u>0,349</u>	<u>0,2705</u>	<u>0,2371</u>	<u>0,2079</u>	<u>0,1816</u>	<u>0,1583</u>	<u>0,1377</u>	<u>0,1195</u>	<u>0,0892</u>
	0,410	0,3253	0,2920	0,2554	0,2261	0,1997	0,1763	0,1525	0,1196
5	<u>0,3967</u>	<u>0,3070</u>	<u>0,2692</u>	<u>0,2356</u>	<u>0,2057</u>	<u>0,1791</u>	<u>0,1557</u>	<u>0,1350</u>	<u>0,1007</u>
	0,4694	0,3718	0,3333	0,2911	0,2574	0,2270	0,2001	0,1760	0,1352
4	<u>0,4698</u>	<u>0,3631</u>	<u>0,3181</u>	<u>0,2782</u>	<u>0,2427</u>	<u>0,2112</u>	<u>0,1835</u>	<u>0,1589</u>	<u>0,1184</u>
	0,5588	0,4415	0,3952	0,3447	0,3044	0,2680	0,2558	0,2071	0,1586
3	<u>0,5936</u>	<u>0,4582</u>	<u>0,4012</u>	<u>0,3506</u>	<u>0,3056</u>	<u>0,2657</u>	<u>0,2307</u>	<u>0,1998</u>	<u>0,1486</u>
	0,7077	0,5577	0,4985	0,4340	0,3826	0,3363	0,2954	0,2590	0,1975

Примечание: в числителе – влагосодержание по уравнению ПР; в знаменателе – по зависимости Бюкачека.

Из табл.4 видно, что влагосодержание, рассчитанное по Бюкачеку, всегда выше, чем рассчитанное по уравнению ПР. Это можно объяснить следующим: зависимость Бюкачека не учитывает содержание N_2 , а также тем, что сеноманский газ имеет относительную плотность 0,56, тогда как зависимость Бюкачека применяется для газов с относительной плотностью 0,6.

Использование методов расчета процессов дифференциальной и контактной конденсаций газовой смеси с применением адаптированного уравнения состояния ПР позволяет получить все характеристики газовой смеси как в пластовых условиях, так и по мере движения газа от забоя к устью и далее по газопромысловым коммуникациям, в том числе влагосодержание газа, удельное содержание конденсационной воды в газовой смеси, дебит конденсационной воды.

Для условий УКПГ-15 Уренгойского НГКМ проведены расчеты дебитов и объемов конденсационной воды, поступающей на пункт сепарации газа, с использованием методов восстановления начальной пластовой газовой смеси и расчета процессов дифференциальной и контактной конденсации. Количество выносимой сконденсировавшейся влаги из скважины рассчитывалось по режиму и скорости течения газожидкостной смеси. Результаты расчетов показали, что влагосодержание газа на устье меньше, чем на забое. При движении газа по шлейфу влажность в основном уменьшается, однако для некоторых шлейфов влагосодержание увеличивается, что можно объяснить большими гидравлическими потерями. Для УКПГ-15 доля воды, сконденсировавшейся при движении газа от забоя к устью, превалирует в общем объеме конденсационной воды, поступающей на УКПГ. Поступление конденсационной воды на 2001 г. составляет 4808 м^3 , а количество растворенного в ней газа - 8613 м^3 .

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Показана необходимость расчета влагосодержания природного газа в системе "пласт – скважина – газосборная сеть" с использованием уравнений состояния, адаптированных к расчету фазового равновесия газовой смеси.

2. На основе обобщения экспериментальных данных получены аналитические зависимости коэффициентов распределения для бинарных смесей "газ -

вода" в практически важных для систем добычи газа диапазонах изменения давлений и температур.

3. Для повышения точности расчета составов сосуществующих фаз газовой и жидкой фаз с помощью уравнения состояния Пенга-Робинсона предложено использовать коэффициенты парного взаимодействия между компонентами отдельно для газовой и жидкой фаз.

4. На основе критерия минимума относительной невязки концентраций компонентов в паровой и жидкой фазах для уравнения состояния Пенга-Робинсона определены зависимости коэффициентов парного взаимодействия от температуры в бинарных системах "компонент природного газа – вода". Сравнение рассчитанных концентраций компонентов газовой смеси в паровой и жидкой фазах при различных термобарических условиях (с использованием полученных в работе значений коэффициентов парного взаимодействия и рекомендуемых в справочной литературе) с экспериментальными данными показало, что применение предложенного подхода к определению этих коэффициентов позволило существенно повысить точность расчета. При этом содержание паров воды, рассчитанное по зависимости Бюкачека, приводит к значительным расхождениям (до 70 %) с экспериментальными данными при наличии в смеси углеводородных компонентов.

5. Разработан и внедрен в ООО "Уренгойгазпром" и ООО "Надымгазпром" метод расчета фазовых превращений смеси природного газа и воды, позволяющий прогнозировать влажность газа на разных этапах эксплуатации системы "пласт – скважина – газосборная сеть".

6. Разработан метод ретроспективного восстановления состава пластовой газовой смеси с учетом связанной воды. С использованием этого метода определены начальные составы газовой смеси сеноманских залежей Уренгойского и Медвежьего месторождений. Для восстановленного начального состава пластовой газовой смеси Уренгойского месторождения определены ее характеристики в процессах контактной и дифференциальной конденсации в системе "пласт – скважина – газосборная сеть".

По результатам диссертации опубликованы следующие работы:

1. Лобастова Г.С., Пономарев А.И. Прогнозирование обводнения фонда добывающих скважин на крупных газовых месторождениях // Тезисы докладов 46-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых.- Уфа: УГНТУ, 1995.- С.53.
2. Белых Ю.В., Лобастова Г.С., Пономарев А.И. Анализ результатов прогнозирования обводнения фонда скважин на крупных газовых месторождениях // Тезисы докладов 47-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых.- Уфа: УГНТУ, 1996. –Т.1.- С.53.
3. Калиновский Ю.В., Камалов Н.С., Лобастова Г.С. Расчеты фазового равновесия газоконденсатоводяных смесей // Проблемы нефтегазового комплекса России: Тез. докл. Международной науч.–техн. конференции / Секция Горное дело.– Уфа: УГНТУ, 1998.- С. 165.
4. Лобастова Г.С. Совершенствование методики расчета фазового равновесия газоконденсатоводяных смесей с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона / Тезисы докладов 49-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых / Секция фундаментальных наук.- Уфа: УГНТУ, 1998.- С. 49-50 .
5. Калиновский Ю.В., Камалов Н.С., Лобастова Г.С. О восстановлении исходного состава газовой смеси // Научно-технические достижения и передовой опыт в нефтегазовой промышленности: Сб. науч. тр.- Уфа: УГНТУ, 1999.- С. 175 – 179.
6. Лобастова Г.С. Расчет влагосодержания природного газа с использованием уравнения состояния // Тезисы докладов республиканской научной конференции студентов и аспирантов по физике и математике.- Уфа: БГУ, 1999.- С. 88.
7. Лобастова Г.С. О начальном приближении коэффициентов распределения для расчета фазового равновесия газовой смеси // НТЖ Интервал. - 2001.- №3 - С. 32-35
8. Калиновский Ю.В., Лобастова Г.С., Ланчаков Г.А., Пономарев А.И. Прогнозирование добычи конденсационной воды на газовых и газоконденсатных месторождениях // Газовая промышленность.- 2001.- №4.- С. 17-19.

9. Лобастова Г.С. Подбор зависимостей начального приближения коэффициентов распределения для расчета фазового равновесия газовой смеси // Актуальные проблемы Волго-Уральской провинции: Тез. докл. Международной науч.-практич. конференции, посвященной 45-летию Октябрьского филиала УГНТУ.-.- Уфа, 2001.- С. 75-76.

10. Калиновский Ю.В., Лобастова Г.С. Расчет фазовых превращений природного газа и воды // Научно-технические достижения в газовой промышленности: Сб. тр. - Уфа: УГНТУ, 2001.- С. 141 – 159.

11. Программа "Расчет процесса контактной конденсации газовой смеси" / Ю.В. Калиновский, Г.С. Лобастова, А.И. Пономарев; Свидетельство о государственной регистрации № 50200200695 от 23.12.02.- М.: ВНИИЦ, 2002.- 3 с.

12. Программа "Расчет процесса дифференциальной конденсации газовой смеси" / Ю.В. Калиновский, Г.С. Лобастова, А.И. Пономарев; Свидетельство о государственной регистрации № 50200200696 от 23.12.02.- М.: ВНИИЦ, 2002.- 3 с.

13. Программа "Восстановление исходного состава газовой смеси" / Ю.В. Калиновский, Г.С. Лобастова, А.И. Пономарев; Свидетельство о государственной регистрации № 50200200697 от 23.12.02.- М.: ВНИИЦ, 2002.- 4 с.