

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ КОНДЕНСАТА

А.Ф. Шарипов
Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта
e-mail: a.sharipov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Введение

PVT-моделирование пластовых систем осуществляется по традиционной схеме в несколько этапов: экспериментальная часть (подготовка и рекомбинация смеси, проведение экспериментов, моделирующих истощение при постоянном объеме и др.) и аналитическая часть (характеристика пластовой смеси, разбивка и группировка компонент, формирование PVT-модели, ее настройка на экспериментальные данные и проверка на адекватность).

Существующие традиционные методы моделирования фазового поведения пластовых систем с высоким содержанием конденсата (или углеводородов (УВ) C_{5+}) не позволяют получить адекватную PVT-модель по следующим причинам:

- ограниченность исходных данных: отсутствуют (или присутствуют не в полной мере) данные по динамике работы скважины, замерам газовой и жидкой фаз, замерам конденсатогазового фактора (КГФ) и т.п.) [1–4];
- некорректность проведенных замеров вследствие использования сепарационного и измерительного оборудования, не подходящих под заданный диапазон измерения [4];
- отсутствие контроля за качеством проведения исследований и отборов проб [5–7], а также ограниченность составов смесей и их свойств [4, 7 и др.];
- отсутствие единого методического подхода к настройке и адаптации PVT-модели [8–10];
- отсутствие детальных требований к качеству PVT-модели и процедурам по оценке ее адекватности [10–11].

Целью настоящей работы выступает анализ обобщенных схем настройки PVT-моделей (по литературным данным) и разработка на их основе схем настройки PVT-моделей для реальных газоконденсатных систем с учетом сложностей, возникающих при исследовании систем с высоким содержанием конденсата.

Обобщенная схема формирования и адаптации PVT-модели

На рис. 1 представлена упрощенная обобщенная схема формирования и настройки PVT-модели на экспериментальные данные. Рассмотрим ключевые аспекты схемы.

Подготовка исходных данных является важнейшим этапом PVT-моделирования и зачастую, по мнению автора, ее значимость недооценивается. От полноты и корректности исходных данных (к которым относятся состав пластовой смеси, результаты физико-химических исследований (ФХИ) сепараторных смесей, результаты PVT-экспериментов и др.) зависят не только количество итераций при выполнении алгоритмических циклов, но и адекватность настройки PVT-модели, включая ее отдельные параметры. По мнению W.D. McCain [12], одна из самых больших проблем в области настройки PVT-модели – это неопределенность свойств C_{n+} . Высокая неопределенность обычно связана с неточностью замера или методики расчета. Особую актуальность, ввиду этого фактора, приобретает физическая ректификация пробы стабильного конденсата или разгонка по истинным температурам кипения (ИТК), которая позволяет не только определить долю отгона по узким температурным фракциям, но и определить физико-химические свойства каждой отогнанной фракции.

Характеристика смесей является важнейшим этапом в формировании PVT-модели. Ее суть сводится к присвоению компонентам состава с неизвестными свойствами определенных значений, определяемых либо экспериментально (разгонка по ИТК), либо по различным корреляциям.

В зависимости от типа используемого уравнения состояния и правил смешивания для характеристики индивидуальных компонент PVT-модели используются следующие критические свойства: молярная масса, относительная плотность, давление и температура, ацентрический фактор, молярный объем и так называемый шифт-параметр, коэффициенты парного (бинарного) взаимодействия. Наиболее часто используемые корреляции: Edmister (1958), Kesler–Lee (1976), Two (1984), Ahmed (1985), Riazi–Daubert (1987), Sancet (2007) и др.

Схема характеристики смесей может осуществляться по трем принципиально разным подходам.

Первый подход подразумевает использование ограниченного состава пластовой смеси (как правило C_{7+}) для разбивки его на псевдофракции по функциям распределения

молярного содержания тяжелых УВ. Некоторые способы предложены Lohrenz et al. (1964), Katz (1983), Pedersen et al. (1982), Whitson (1983), Ahmed et al. (1985) и др.

Второй подход предполагает: разделение фракции C_{n+} (чаще всего C_{7+} или «гептаны + высшие») на определенное число индивидуальных УВ-компонент, оценку их физико-химических свойств с последующей их группировкой в небольшое количество псевдофракций (чаще от пяти до девяти).

Третий подход заключается в совместном использовании расширенного состава пластовой смеси и разгонки конденсата по ИТК с последующей группировкой индивидуальных компонент в псевдофракции, а также расчету критических свойств методом среднего взвешенного с использованием выбранных правил смешивания.

Возникает вопрос определения количества псевдофракций (или псевдокомпонент), необходимого для корректного поведения свойств PVT-модели. По литературным данным, оптимальное количество псевдофракций составляет от пяти до девяти. По оценкам автора, в зависимости от сложности PVT-модели количество может составлять от трех до 10. Главный принцип «псевдоизации» состава пластовой смеси заключается в использовании минимального числа псевдокомпонент, обеспечивающего гибкость настройки модели на экспериментальные данные.

Далее перейдем к процедуре настройки модели. Первым шагом после формирования состава является подгонка его свойств, как правило самой тяжелой (по критическим свойствам) компоненты C_{n+} , к давлению насыщения. Отметим, что эта процедура применяется до «псевдоизации» состава. Затем после разбивки и группировки компонент состава эта процедура снова повторяется (в работе A. Al-Meshari и W.D. McCain [8] рекомендуется осуществлять подгонку изменением ацентрического фактора, в то время как в работе С.Н. Whitson [9] рекомендовано использовать для этих целей значения критических давления и температуры). Дальнейшая настройка PVT-модели к экспериментальным данным (как правило, это эксперименты контактной и дифференциальной конденсации, CVD) осуществляется, как правило, путем подгонки значений молярного объема и шифт-параметра либо коэффициентов уравнения Ω_a и Ω_b .

Заключительным этапом настройки модели является проверка модели на адекватность. Чаще всего для газоконденсатных залежей эта проверка включает сопоставление расчетной кривой пластовых потерь (CVD) и прогнозной кривой

содержания УВ C_{5+} с фактической кривой (определенной по результатам экспериментов и ФХИ).

Согласно нормативным документам к качеству результатов PVT-моделирования газоконденсатных залежей предъявляются следующие требования [10]: сопоставление расчетных и экспериментальных данных для изотермы конденсации (дифференциальной или CVD) и динамики потенциального содержания конденсата с изменением давления.

В свою очередь, для повышения качества результатов рекомендуется применение следующих процедур [4]: проверка качества исходных данных, корректировка и адаптация исходной информации, обоснование числа и состава псевдокомпонент (псевдофракций) и методы их описания, проверка условий термодинамического равновесия газовой и жидкой фаз, оценка характеристик группы УВ C_{5+} путем разбиения ее на узкие свойства температурных фракций с фиксацией свойств каждой из них, проверка величины КГФ (с корректировкой по необходимости на результаты лабораторного определения истинных свойств газа сепарации и нестабильного конденсата), указание использованного для построения модели программного продукта, уравнения состояния, а также алгоритм и детали процедуры его настройки.

Как правило, при составлении PVT-модели газоконденсатной залежи предполагается следующее допущение: состав пластовой смеси является исходным и получен путем рекомбинации сепараторных проб, отобранных в начальный период разработки. Полученная модель используется для расчета прогнозной зависимости изменения УВ C_{5+} . В то же время на практике исследователь часто сталкивается с проблемами, описанными в начале статьи, и вынужден искать методические решения.

Далее в качестве примеров рассмотрены несколько схем PVT-моделирования реальных газоконденсатных систем, которые не претендуют на универсальность, но могут оказаться полезными с практической точки зрения.

Схема формирования и адаптации PVT-модели газоконденсатной залежи с использованием начального состава пластового газа

На рис. 2 приведена схема формирования и адаптации PVT-модели газоконденсатной залежи для одного из месторождения Западно-Сибирской НГП с использованием начального состава пластового газа.

Исходные данные для PVT-моделирования: начальный состав пластового газа, принятый в подсчете запасов; принятые средние термобарические параметры для залежи: результаты экспериментальных исследований (контактная конденсация, дифференциальная конденсация, CVD и др.); результаты ФХИ пробы конденсата (плотность и молярная масса); результаты разгонки пробы конденсата ИТК. При подготовке исходных данных оценивалась их корректность и производилась корректировка критических свойств УВ-компонент (молярной массы и относительной плотности) по результатам разгонки по ИТК.

Далее осуществлялась процедура характеристики пластового газа с использованием набора корреляций, предложенного K.S. Pedersen и др. [5]. По результатам пробных расчетов установлено, что группировка УВ-фракций (гептаны + высшие) менее чем на шесть псевдофракций не обеспечивает требуемую сходимость расчетных данных с результатами экспериментов.

На следующем этапе осуществлялась настройка свойств псевдофракций по каждой смеси на экспериментальные данные с помощью уравнения состояния. Подготовка PVT-модели, описывающей фазовое поведение пластовой УВ-системы, осуществлялась на основе трехпараметрического кубического уравнения состояния Пенга-Робинсона (с поправкой молярного объема).

Далее осуществлялись формирование и настройка (адаптация) PVT-модели с использованием уравнения состояния в программном продукте Calsep PVTsim. На первой стадии подгонялось давление начала конденсации к заданному (28,6 МПа) с помощью критической температуры самой тяжелой псевдофракции T_{cFR6} .

Затем с помощью коэффициентов уравнения Ω_a и Ω_b осуществлялась настройка уравнения по экспериментальным данным контактной (конденсатонасыщенность) и CVD (конденсатонасыщенность и коэффициент сверхсжимаемости).

Заключительным этапом настройки выступала подгонка к давлению начала конденсации с помощью ацентрического фактора самой тяжелой псевдофракции. Уменьшение погрешностей по всем используемым в регрессии параметрам осуществлялось с помощью настройки коэффициентов парного взаимодействия всех псевдофракций. Исходные значения коэффициентов бинарного взаимодействия (k_{ij}) определялись классическими правилами смешивания для уравнения состояния Пенга –

Робинсона, а настройка модели производилась только по коэффициентам между метаном и псевдофракциями.

Результаты адаптации модели пластового газа по экспериментальным данным приведены на рис. 3, 4. Значения отклонений расчетной модели с результатами экспериментов не превышают: 0,1% для давления начала конденсации; 5% для эксперимента CVD; 5% для эксперимента коэффициента сверхсжимаемости. Таким образом, результаты адаптации модели можно считать удовлетворительными.

Далее полученная модель проверялась на адекватность. Проверка осуществлялась в два этапа. На первом этапе с использованием состава моделировался сепаратор-тест или, другими словами, производился расчет парожидкостного равновесия при заданных термобарических условиях (давление и температура сепарации). Основными сравниваемыми параметрами выступали плотность жидкой фазы при стандартных условиях и сепараторный газовый фактор. Отклонения не превышали 1,2 % по плотности жидкой фазы и 10 % по газовому фактору, что говорит об удовлетворительности полученной модели. На втором этапе с использованием модели начального пластового газа моделировался эксперимент CVD до давления 24,33 МПа. Рассчитанный состав на данной ступени повторно подвергался эксперименту CVD при температуре 113 °С, и полученные результаты эксперимента сравнивались с результатами экспериментальных исследований по скв. 9, проведенных в 2013 г. (рис. 5). Средние отклонения по данным контактной конденсации не превышали 6 %, по данным дифференциальной – 4 %. Приведенная оценка также подтверждает удовлетворительность полученной модели.

Для прогнозирования ГКХ, используя полученную PVT-модель, был смоделирован эксперимент истощения при постоянном объеме (CVD), на каждой ступени давления были определены пластовые потери, рассчитан состав пластового газа, с помощью которого была рассчитана кривая потенциального содержания УВ C₅₊ в пластовом газе (на «сухой» газ).

Схема многоэтапного формирования и адаптации PVT-модели газоконденсатной залежи с донасыщением состава пластового газа

На рис. 6 приведен пример многоэтапного формирования PVT-модели газоконденсатной залежи Западно-Сибирской НГП путем донасыщения состава пластового газа (который характерен текущей стадии разработке) нестабильным конденсатом до начального содержания УВ C₅₊. Данная проблема становится весьма

актуальной в условиях ограниченности исследований по многим месторождениям в начальный период разработки.

Методика моделирования для пластового газа и нестабильного конденсата аналогична и включает следующие основные этапы: подготовку исходных данных и характеристику составов пластового газа, настройку уравнения состояния для каждого состава пластового флюида для обеспечения сходимости расчетных данных с результатами экспериментальных исследований на PVT-установках, донасыщение пластового газа равновесной жидкой фазой (нестабильным конденсатом) до предельного состояния исходя из начальных термобарических условий и моделирование эксперимента CVD, характеризующего разработку залежи на режиме естественного истощения и расчета кривой изменения содержания УВ C_{5+} в процессе снижения пластового давления. Процедуры расчета с использованием уравнения состояния осуществлялись в программном продукте Calsep PVTsim.

Первым этапом настройки моделей являлась подгонка значений молярной массы фракции C_{7+} к давлению насыщения. Для пластового газа – это значение пластового давления на соответствующий период разработки, для нестабильного конденсата – давление сепарации. Применение данной процедуры значительно упрощает процесс настройки моделей по уравнению состояния.

Для обеспечения гибкости настройки модели на экспериментальные данные была произведена разбивка фракций УВ C_{7+} на индивидуальные компоненты с последующей группировкой их составов и критических свойств в псевдофракции. Состав индивидуальных компонент оценивался в соответствии с логарифмическим отношением между мольной долей компонента z_N (или x_N) и соответствующим индексом УВ-числа C_N .

По результатам пробных расчетов было установлено, что разбиение фракции C_{7+} с последующей группировкой менее чем в девять псевдофракций не обеспечивает требуемую сходимость расчетных данных с результатами экспериментов. В этой связи группировка компонент осуществлялась в девять псевдофракций (FR1 – FR9). Процедура характеристики пластовой смеси осуществлялась с использованием корреляций Pedersen и др.

На следующем этапе осуществлялась настройка свойств псевдофракций по каждой смеси на экспериментальные данные с помощью уравнения состояния. Подготовка PVT-модели, описывающей фазовое поведение пластовой УВ-системы, осуществлялась на

основе трехпараметрического кубического уравнения состояния Пенга-Робинсона (с поправкой мольного объема).

При настройке составов смесей использовались экспериментальные данные, соответствующие определенному периоду разработки месторождения для каждой скважины. Для пластового газа – это давление начала конденсации и эксперимент дифференциальной конденсации, а также коэффициент сверхсжимаемости.

Наибольший вес при регрессионном анализе имели давление начала конденсации и конденсатонасыщенность, наименьший – коэффициент сверхсжимаемости. Настройка осуществлялась по следующим параметрам псевдофракций: T_{ci} , P_{ci} и k_{ij} . Исходные значения коэффициентов бинарного взаимодействия определялись классическими правилами смешивания для уравнения состояния Пенга-Робинсона, а настройка модели производилась только по коэффициентам между метаном и псевдофракциями. Средние отклонения по экспериментам CVD и коэффициенту сверхсжимаемости не превышали 2 %.

Заключительным этапом настройки модели пластового газа на текущие термобарические условия являлась подгонка модели к давлению начала конденсации по ацентрическому фактору w_i псевдофракций. Отклонения по давлению начала конденсации по обеим скважинами не превышали 0,2 %.

Для настройки свойств псевдофракций нестабильного конденсата использовались результаты однократного разгазирования. Наибольшие веса при настройке модели имели плотность дегазированного конденсата и давление насыщения. По результатам настройки модели нестабильного конденсата отклонение расчетных параметров от результатов эксперимента не превышали 1 %.

После предварительной подготовки моделей, описывающих фазовое поведение пластового газа и нестабильного конденсата, осуществлялась процедура донасыщения пластового газа нестабильным конденсатом до достижения предельного насыщения исходя из начальных термобарических условий пласта: $p_{пл}=27,9$ МПа и $t_{пл}=109$ °С.

По полученным данным рассчитан эксперимент CVD (при пластовой температуре 109 °С), по результатам которого определены составы пластового газа на каждой ступени снижения давления, пластовые потери нестабильного конденсата, и рассчитаны прогнозные зависимости содержания УВ C_{5+} в пластовом газе.

PVT-моделирование газоконденсатной залежи на границе газонефтяного контакта (ГНК)

Особенностью третьего примера является PVT-моделирование газоконденсатной залежи Тимано-Печорской НПП на границе ГНК (рис. 7). В рассматриваемом примере имеется ограниченная информация о составе пластового газа (до C_{5+}). Принимая во внимание условие равенства давлений пластового газа и пластовой нефти на границе ГНК, для повышения качества PVT-модели газоконденсатной залежи привлекалась информация о составе и свойствах пластовой нефти. Настроенные в рамках единого уравнения состояния PVT-модели пластового газа и пластовой нефти дополнили друг друга и, по нашему мнению, заметно повысили достоверность полученных результатов.

Опуская подробности процедур, изложенных выше, отметим ряд методических подходов, использованных при подготовке PVT-модели:

– обе модели (пластового газа и пластовой нефти) настраивались в рамках единого уравнения состояния (с единой базой данных по критическим свойствам для псевдокомпонент, а также коэффициентами уравнения);

– для повышения сходимости модели использовались данные физико-химических параметров смесей (в том числе газосодержание, плотность и вязкость пластовой нефти);

– общим параметром и главным условием для настройки моделей являлось начальное пластовое давление;

– «псевдоизация» смесей была осуществлена следующим способом: псевдофракции FR1-FR6 относились к пластовому газу, а FR7 – FR10 – пластовой нефти (это позволило придать модели гибкость настройки).

Проверка модели на адекватность осуществлялась по следующим параметрам:

– для пластового газа: начальное содержание УВ C_{5+} (0,2 %), кривая дифференциальной конденсации (5 %), вязкость;

– для пластовой нефти: начальное газосодержание, плотность нефти, объемный коэффициент (отклонения по всем параметрам не более 5%).

Выводы

1. Формирование и адаптация PVT-модели являются сложными многоэтапными процедурами, качество результатов которых зависит от полного комплекса ГКИ, начиная от отбора проб до математического моделирования.

2. Для повышения качества исходных данных рекомендуется проведение комплексной процедуры оценки качества проб.
3. Зачастую на практике выполнение задач PVT-моделирования (прогнозирование ГКХ и подготовка данных для гидродинамического моделирования) требует нетривиальных подходов, вызванных низким качеством исходных данных.
4. Развитие методических подходов в PVT-моделировании позволит оптимизировать процедуру настройки и повысить адекватность результатов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Williams J.M.* Getting the best out of fluid samples // *Journal of Petroleum Technology*. Vol. 46. September 1994. P. 752.
2. *Fevang O., Whitson C.H.* Accurate insitu compositions in petroleum reservoirs // *European Petroleum Conference*. 25-27 October, 1994. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-28829-MS> (Дата обращения: 13.12.2017).
3. *Шарунов А.Ф., Волков А.Н.* Анализ критериев оценки качества отбора проб при газоконденсатных исследованиях // *Вестн. ЦКР «Роснедра»*. 2015. № 4. С. 33–41.
4. *Щебетов А.В., Галкин М.В.* Оценка качества и моделирование газоконденсатных исследований в условиях неопределенности исходных данных // *Газовая пром-сть*. 2009. № 9. С. 2–14.
5. *Pedersen K.S., Christensen P.L., Shaikh J.A.* Phase behavior of petroleum reservoir fluids. 2 nd ed. Boca Raton: CRC Press, 2015. – 446 p.
6. *Sedarat E., Ghasemi M., Gerami S., Ebrahimzadeh S.* A quality control protocol for gas condensate fluid samples // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2014. October. P. 776–786.
7. *Шарунов А.Ф., Волков А.Н.* Система контроля и оценки качества газоконденсатных исследований скважин // *Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов*. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. № 4 (28). С. 173–180.
8. *Meshari A.A.* New strategic method to tune equation-of-state to math experimental data for compositional simulation // *A dissertation PhD*. Texas A&M University. December 2004. 235 p.
9. *Whitson C.H., Brule M.R.* Phase behavior // *Monograph series, SPE*. Richardson, Texas. 2000. Vol. 20. 240 p.

10. Рекомендации к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения газа и конденсата. М., 2014. URL: www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/met_rek_tpi_teo_2.pdf. (Дата обращения: 13.12.2017).
11. ГОСТ Р 53710-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования и разработки. Дата введения 2011-07-01. М.: Стандартинформ, 2010. URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-53710-2009>. (Дата обращения: 13.12.2017).
12. *McCain W.D., Alexander R.A.* Sampling gas-condensate wells // SPE Reservoir Engineering. 1992, August. P. 358–362.

ПРИЛОЖЕНИЕ

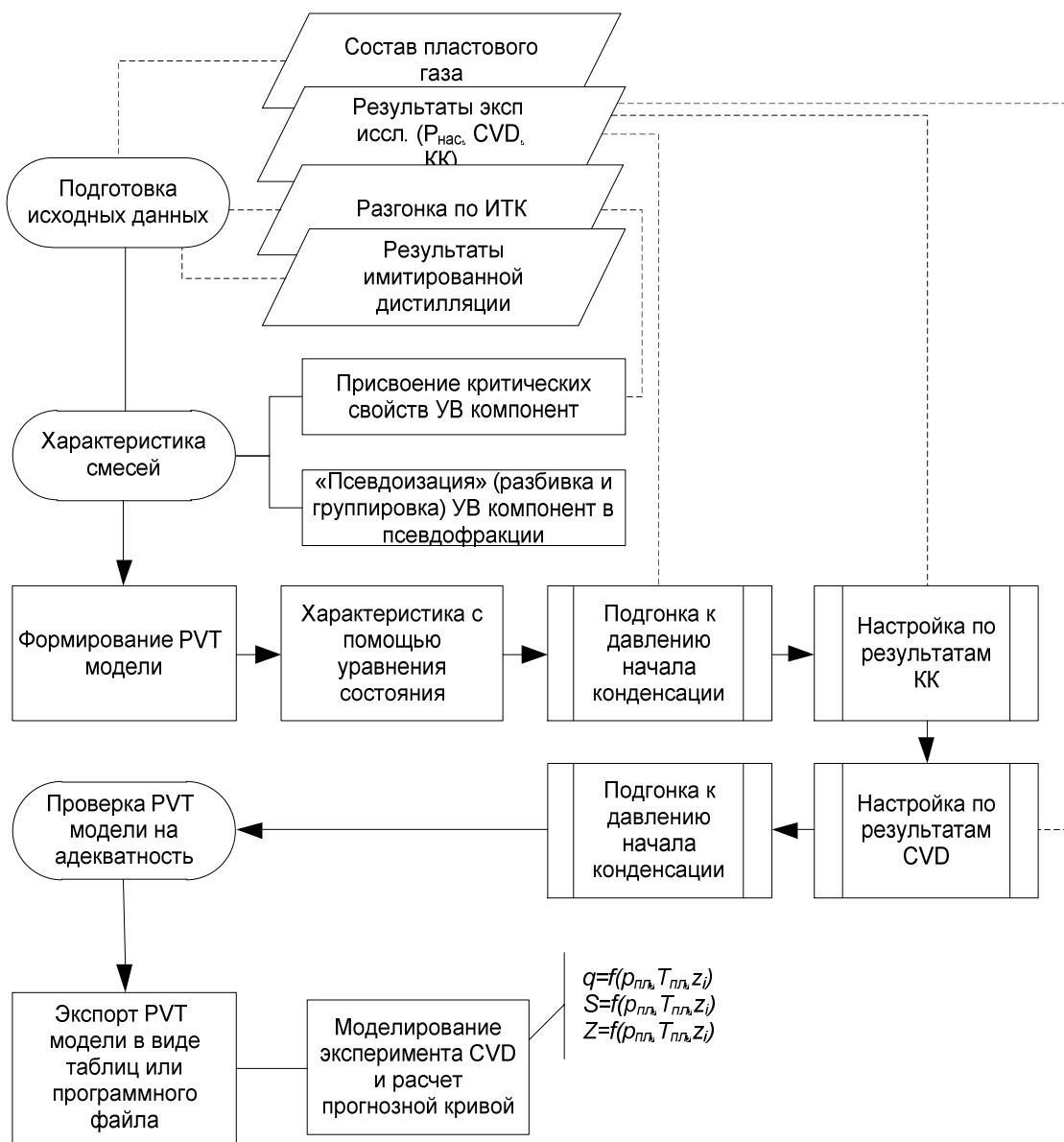


Рис. 1. Обобщенная схема формирования и адаптации PVT-модели

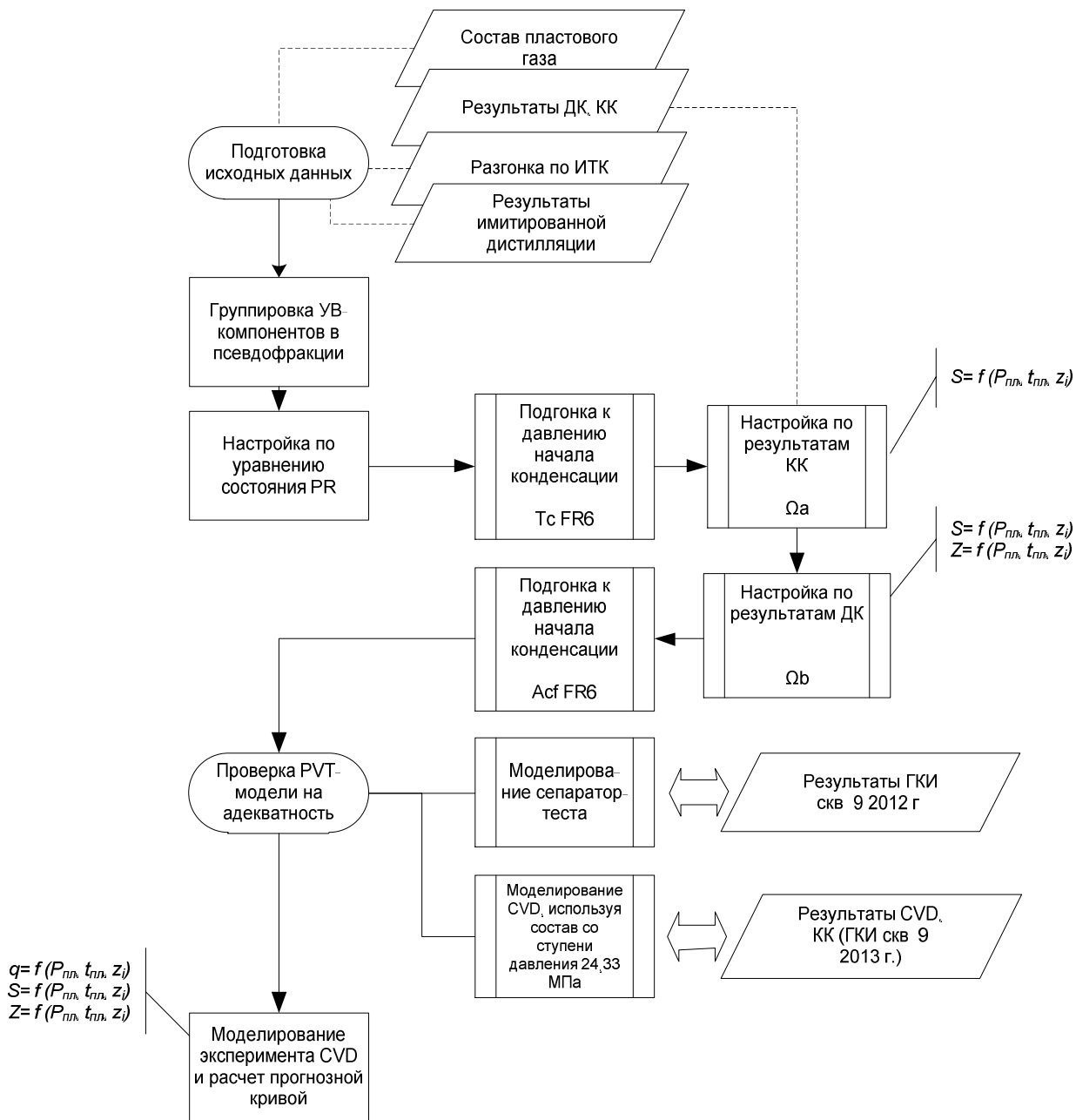


Рис. 2. Схема формирования и адаптации PVT-модели газоконденсатной залежи с использованием начального состава пластового газа

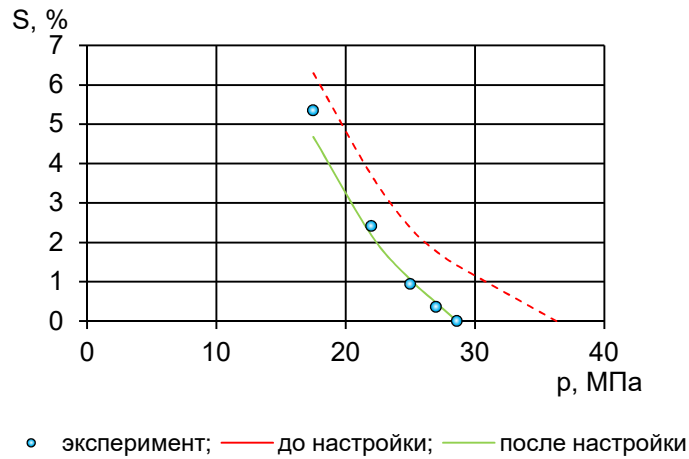


Рис. 3. Результаты настройки модели пластового газа по эксперименту контактной конденсации

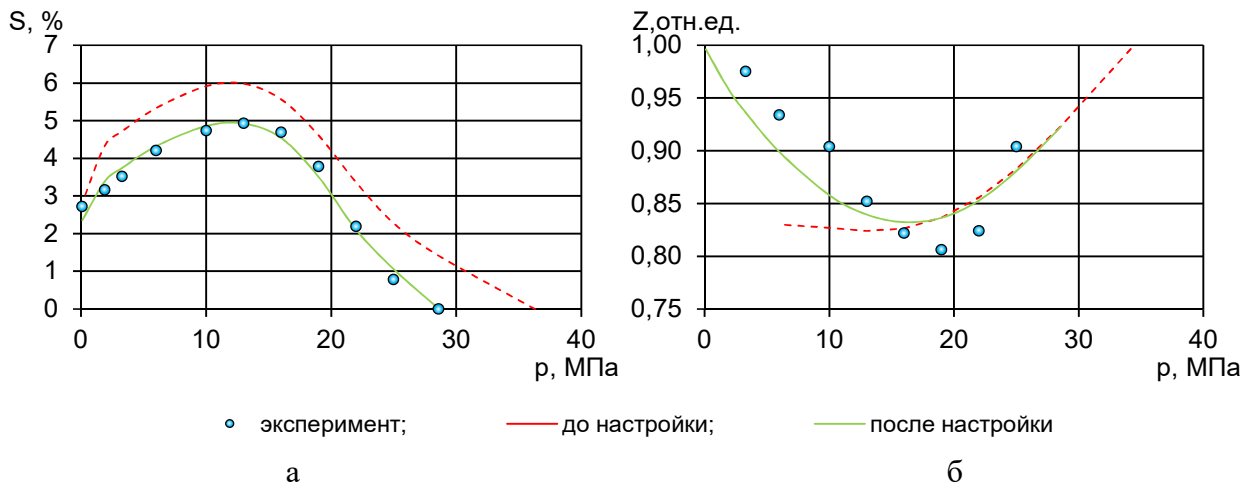


Рис. 4. Результаты настройки модели пластового газа: а – по эксперименту дифференциальной конденсации; б – по коэффициенту сверхсжимаемости

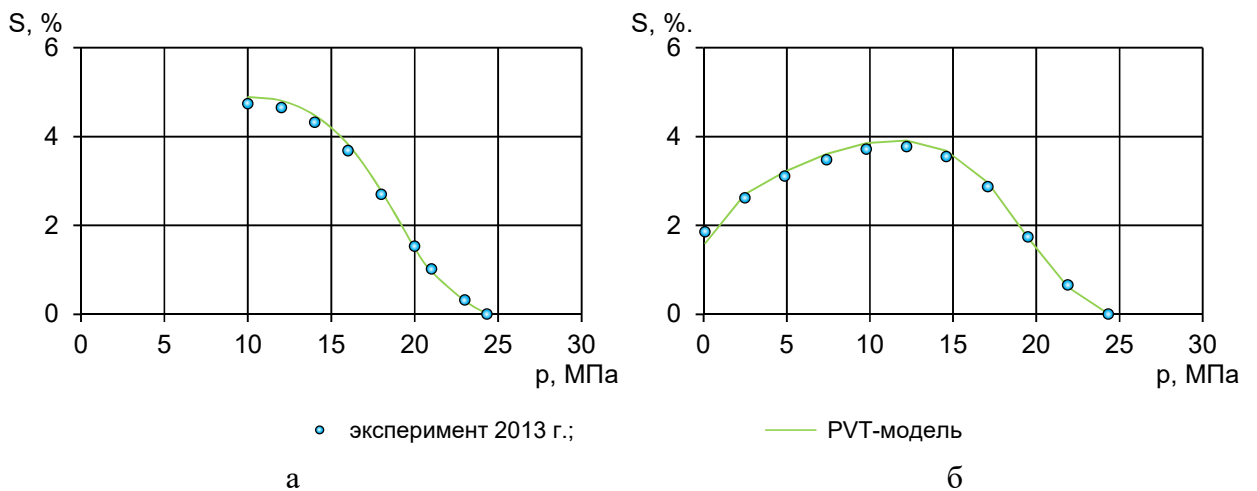


Рис. 5. Результаты сопоставления данных экспериментальных исследований (2013 г.) с расчетами по PVT-модели: а – контактная конденсация; б – дифференциальная конденсация

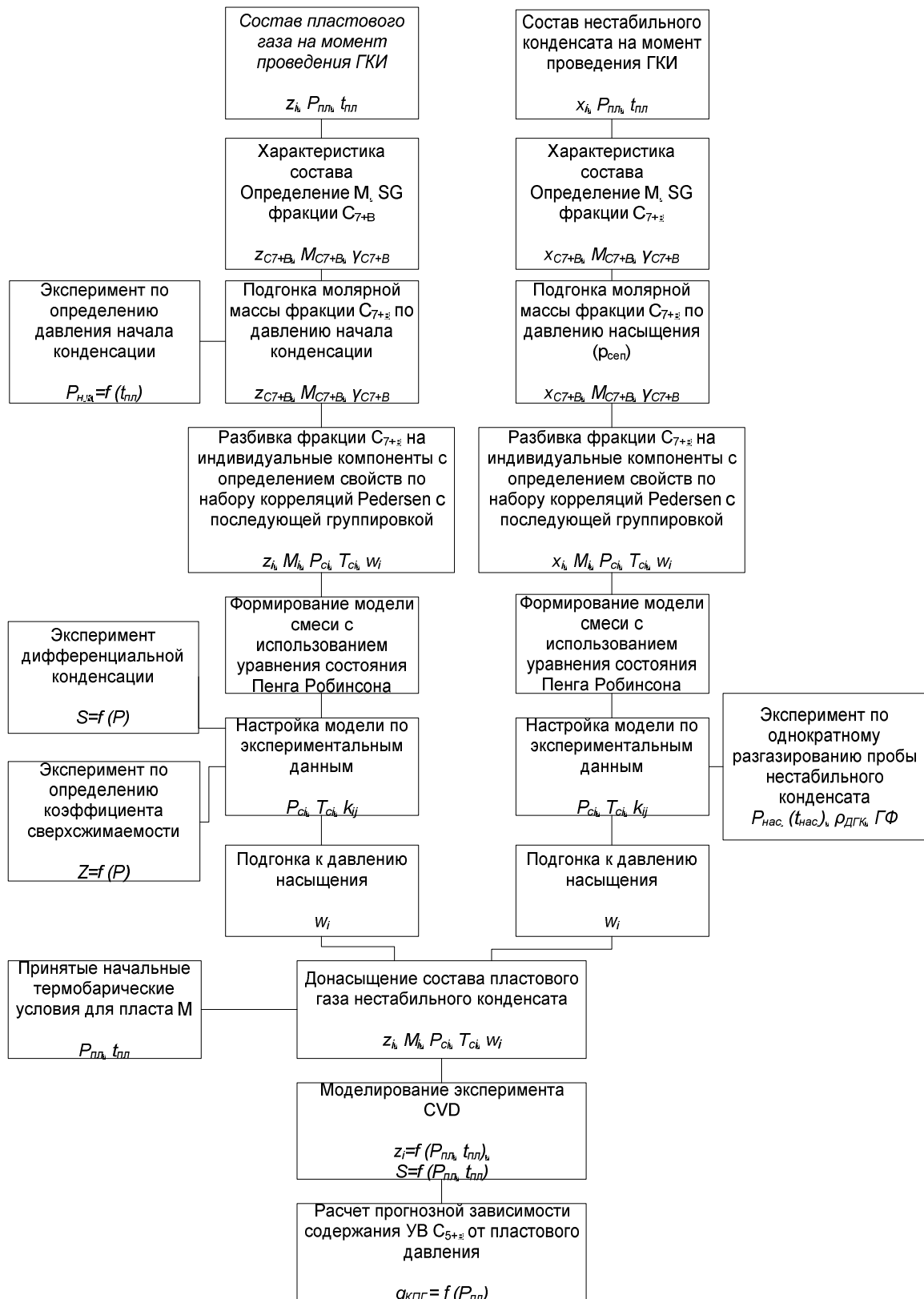


Рис. 6. Схема формирования и адаптации PVT-модели газоконденсатной залежи с донасыщением состава пластового газа

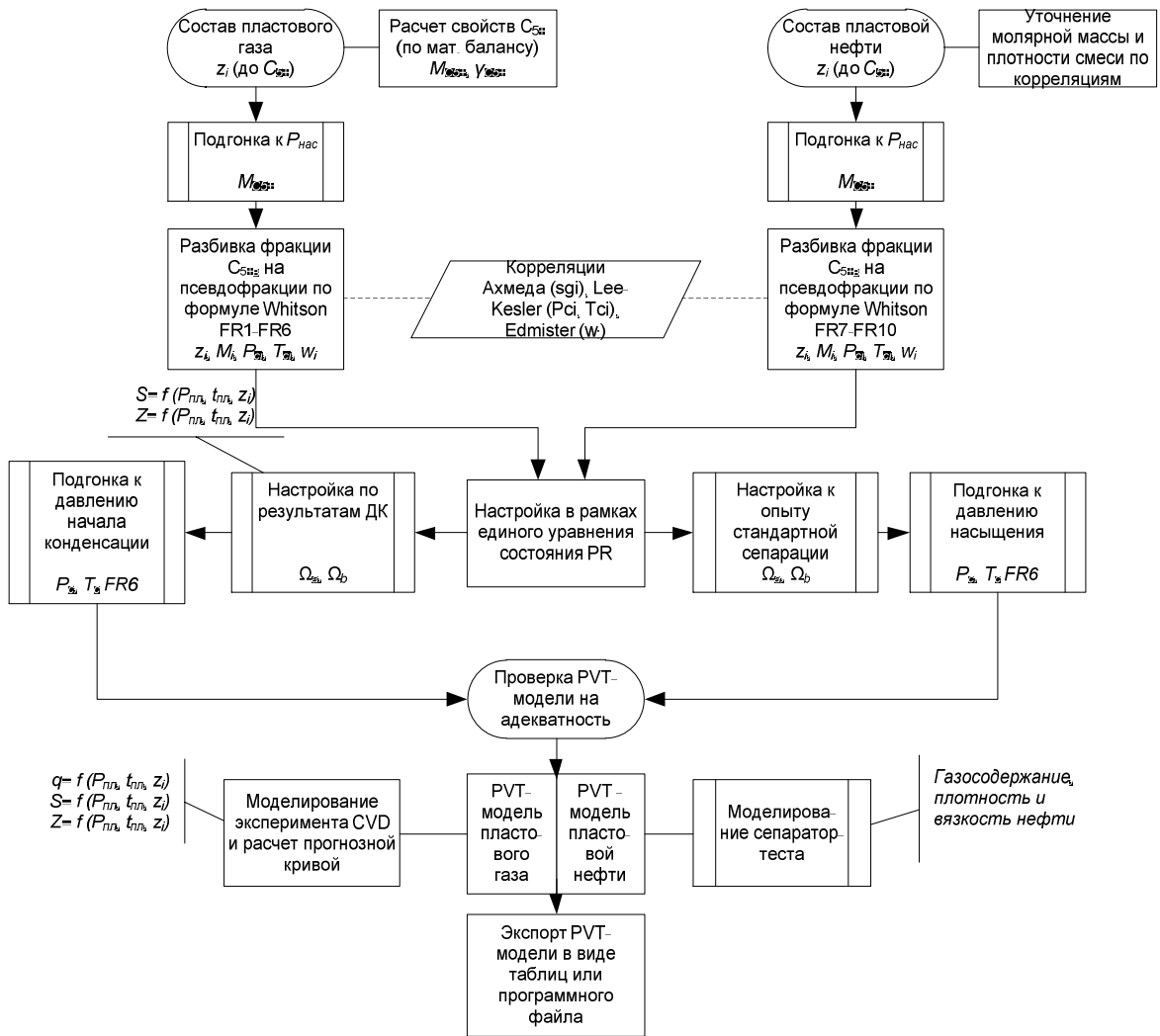


Рис. 7. Схема формирования и адаптации PVT-модели нефтегазоконденсатной залежи (пластового газа и нефти) на границе ГНК с использованием единого уравнения состояния