



Международная конференция
**ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ В УГЛЕВОДОРОДНЫХ
ФЛЮИДАХ: ТЕОРИЯ И ЭКСПЕРИМЕНТ**



**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРОЖИДКОСТНОГО
РАВНОВЕСИЯ В ПРИРОДНОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ ПРИ
УЧЕТЕ НАЛИЧИЯ МИНЕРАЛИЗОВАННОГО РАСТВОРА ВОДЫ В
СИСТЕМЕ**

Ющенко Тарас Сергеевич, Московский физико-технический институт
Брусиловский Александр Иосифович, ООО "Газпромнефть НТЦ"



14-16 сентября 2016 г.

Содержание

1.Цель

2.Актуальность

3.Математические методы моделирования PVT-свойств природных углеводородных смесей при наличии воды

4.Инженерные методы расчета влагосодержания природных углеводородных газов

5.Моделирование бинарных систем «газ-вода»

6.Примеры расчета влияния воды на поведение газоконденсатной системы

7.Выводы



Цель работы

- Развитие современных методов PVT-моделирования природных газоконденсатных углеводородных систем в присутствии минерализованного раствора воды;
- Прогнозирование влагосодержания природных газов, имеющих повышенное содержание сероводорода и диоксида углерода.

Актуальность

- Адекватная оценка влияния минерализованного раствора воды, содержащегося в порах коллектора, на свойства газоконденсатной углеводородной системы в процессе разработки.



Практическая значимость

- Показана возможность эффективно использовать предлагаемый метод PVT-моделирования для оценки влияния минерализованного раствора воды на свойства пластовой газоконденсатной смеси в процессе разработки.

Экономическое обоснование

- Использование предлагаемого метода моделирования для описания PVT-свойств газоконденсатной смеси в присутствии воды позволяет повысить достоверность прогнозирования технологических и экономических показателей разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей.



Методы создания PVT-модели

Методы создания адекватной PVT-модели основываются на комплексном использовании:

- Фундаментальных положений термодинамики многокомпонентных систем;
- Методов вычислительной математики;
- Анализа информации о промысловых и лабораторных исследованиях PVT-свойств пластовых многокомпонентных углеводородных смесей.

Основу математического моделирования составляют:

- Трехпараметрическое кубическое уравнение состояния Пенга – Робинсона;
- Правило смешивания Хьюрона – Видаля;
- Эффективные алгоритмы моделирования парожидкостного равновесия многокомпонентных систем;
- Современные методы численного решения систем нелинейных алгебраических уравнений.

Моделирование фазового равновесия природных углеводородных систем проводилось на разработанном автором программно-вычислительном комплексе.



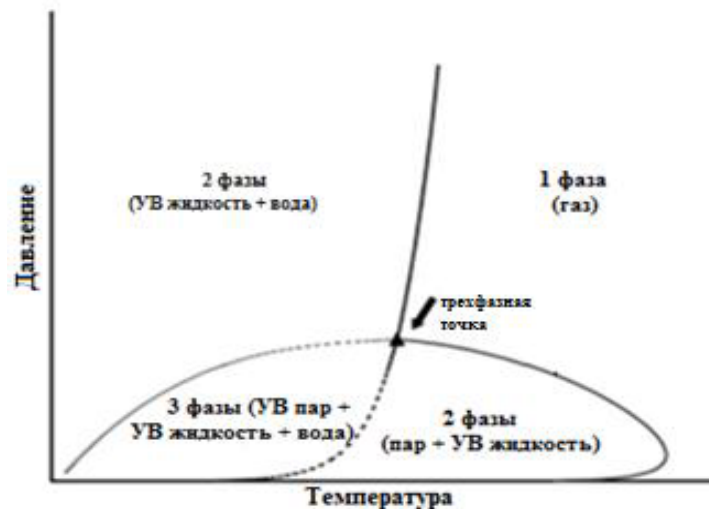
Моделирование PVT-свойств природных газоконденсатных смесей с учетом наличия остаточной воды в поровом пространстве

Остаточная вода находится в равновесии с природной углеводородной смесью в порах коллектора.

Анализ показывает, что при следующих условиях необходимо учитывать наличие воды в углеводородной системе:

- Пластовая температура превышает 100 °С;
- Наличие высокого содержания сероводорода и диоксида углерода в углеводородной системе;

Учет воды также необходим для расчета влагосодержания пластового газа.



Фазовая диаграмма системы «пластовая углеводородная газоконденсатная смесь – вода»

Используемые методы математического моделирования для учета наличия воды в системе:

Учет наличия полярных компонент (вода, соли) в системе



Использование правила смешивания Хьюрона – Видаля вместо классического правила смешивания

Моделирование трехфазного равновесия в системе



Использование современных алгоритмов расчета трехфазного равновесия

Уравнение состояния Пенга-Робинсона

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

Для решения практических задач удобной является запись уравнения состояния через Z-фактор:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0$$

$$A = a \frac{p}{(RT)^2} \quad B = b \frac{p}{RT} \quad Z = \frac{pv}{RT}$$

Z- фактор или коэффициент сверхсжимаемости характеризует отклонение поведения системы от идеального.

Для многокомпонентных систем стандартным для вычисления параметра **A** является использование классического правила смешивания, а для расчета **B**, **c** – линейного (правила аддитивности):

$$a = \Omega_a^o \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \alpha$$

$$b = \Omega_b^o \frac{RT_c}{p_c}$$

$$\alpha = \left[1 + m(1 - \sqrt{T_r}) \right]^2 \quad m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$$

$$A = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N z_i z_j \sqrt{A_i A_j} (1 - k_{ij}) \quad B = \sum_{i=1}^N z_i B_i \quad c = \sum_{i=1}^N z_i s_i b_i$$

z_i – мольная доля i -ой компоненты в системе.

$$\ln \left(\frac{f_i}{z_i p} \right) = \frac{B_i}{B} (Z - 1) - \ln(Z - B) + \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left(\frac{B_i}{B} - \frac{2}{A} \sum_{j=1}^N z_j A_{ij} \right) \ln \left[\frac{Z + (1 + \sqrt{2})B}{Z - (1 - \sqrt{2})B} \right]$$

Метод учета полярных компонент в системе

Правило смешивания Хьюрона – Видала (Huron – Vidal), основанное на модели NRTL:

- Использует два коэффициента α_{ij} , τ_{ij} вместо одного k_{ij} в классическом правиле смешивания;
- Совмещает использование коэффициентов активности и уравнений состояния;
- Подходит для моделирования полярных компонент в системе (вода, спирты, соли);
- Легко приводится к классическому правилу смешивания для неполярных компонент.

$$A = B \left(\sum_{i=1}^N \left(z_i \frac{A_i}{B_i} \right) - \frac{G_{\infty}^E}{\lambda} \right) \quad G_{\infty}^E = RT \sum_{i=1}^N z_i \frac{\sum_{j=1}^N \tau_{ji} B_j z_j \exp(-\alpha_{ji} \tau_{ji})}{\sum_{k=1}^N B_k z_k \exp(-\alpha_{ki} \tau_{ki})}$$

$$\ln \left(\frac{f_i}{z_i p} \right) = \frac{B_i}{B} (Z - 1) - \ln(Z - B) - \frac{1}{2\sqrt{2}} \left(\frac{A_i}{B_i RT} - \frac{\ln \gamma_i}{\lambda} \right) \ln \left[\frac{Z + (1 + \sqrt{2})B}{Z - (1 - \sqrt{2})B} \right]$$

$$\ln \gamma_i = \frac{\sum_{j=1}^N z_j B_j \tau_{ji} \exp(-\alpha_{ji} \tau_{ji})}{\sum_{k=1}^N z_k B_k \exp(-\alpha_{ki} \tau_{ki})} + \sum_{j=1}^N \left[\frac{z_j B_i \exp(-\alpha_{ij} \tau_{ij})}{\sum_{k=1}^N z_k B_k \exp(-\alpha_{kj} \tau_{kj})} (\tau_{ij} - \frac{\sum_{l=1}^N z_l \tau_{il} B_l \exp(-\alpha_{il} \tau_{il})}{\sum_{k=1}^N z_k B_k \exp(-\alpha_{kj} \tau_{kj})}) \right]$$

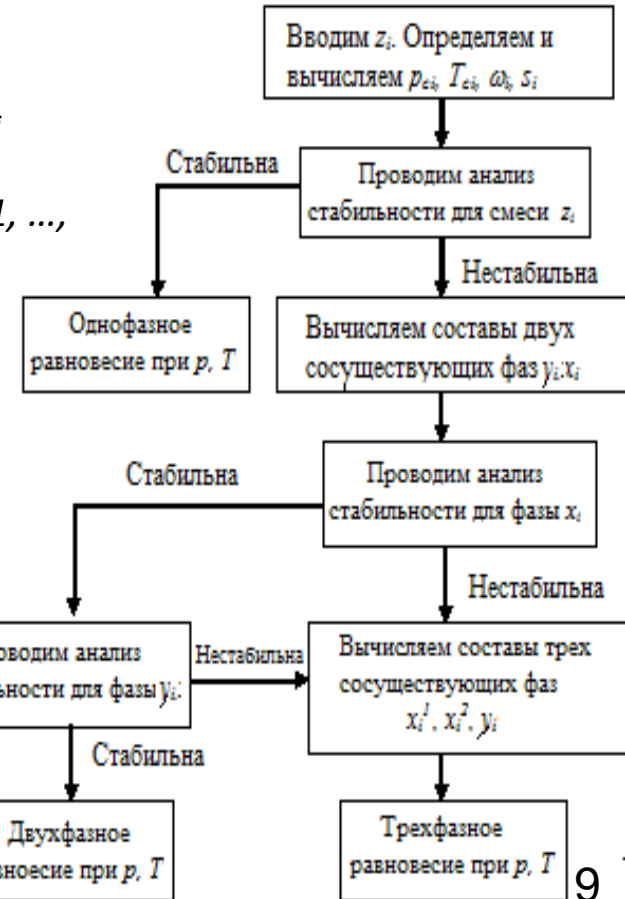


Алгоритм моделирования трехфазного равновесия и алгоритм с учетом стабильности системы

$$\left\{ \begin{array}{l} (f_{yi})_v - (f_{xi})_{L1} = 0, \quad i = \overline{1, N} \\ (f_{xi})_{L1} - (f_{xi})_{L2} = 0, \quad i = \overline{1, N} \\ x_i^{L1} F_{L1} + x_i^{L2} F_{L2} + y_i^V F_V - z_i = 0, \quad i = \overline{1, N} \\ F_{L1} + F_{L2} + F_V = 1 \\ \sum_{i=1}^N y_i^V - 1 = 0 \\ \sum_{i=1}^N x_i^{L1} - 1 = 0 \text{ или } \sum_{i=1}^N x_i^{L2} - 1 = 0 \end{array} \right.$$

- Условия термодинамического равновесия
- Материальный баланс компонент в фазах
- Уравнение для мольных долей фаз в системе
- Уравнения для мольных долей компонент в фазах

Заданы давление p , температура T и компонентный состав смеси z_i ($i=1, \dots, N$). Требуется определить мольные доли F_V, F_{L1} и F_{L2} , а также компонентные составы паровой y_i^V ($i=1, \dots, N$) и двух жидких x_i^{L1} ($i=1, \dots, N$) и x_i^{L2} ($i=1, \dots, N$) фаз, на которые разделяется исходная смесь при заданных термобарических условиях.



Аналог уравнения Рэчфорда – Райса:

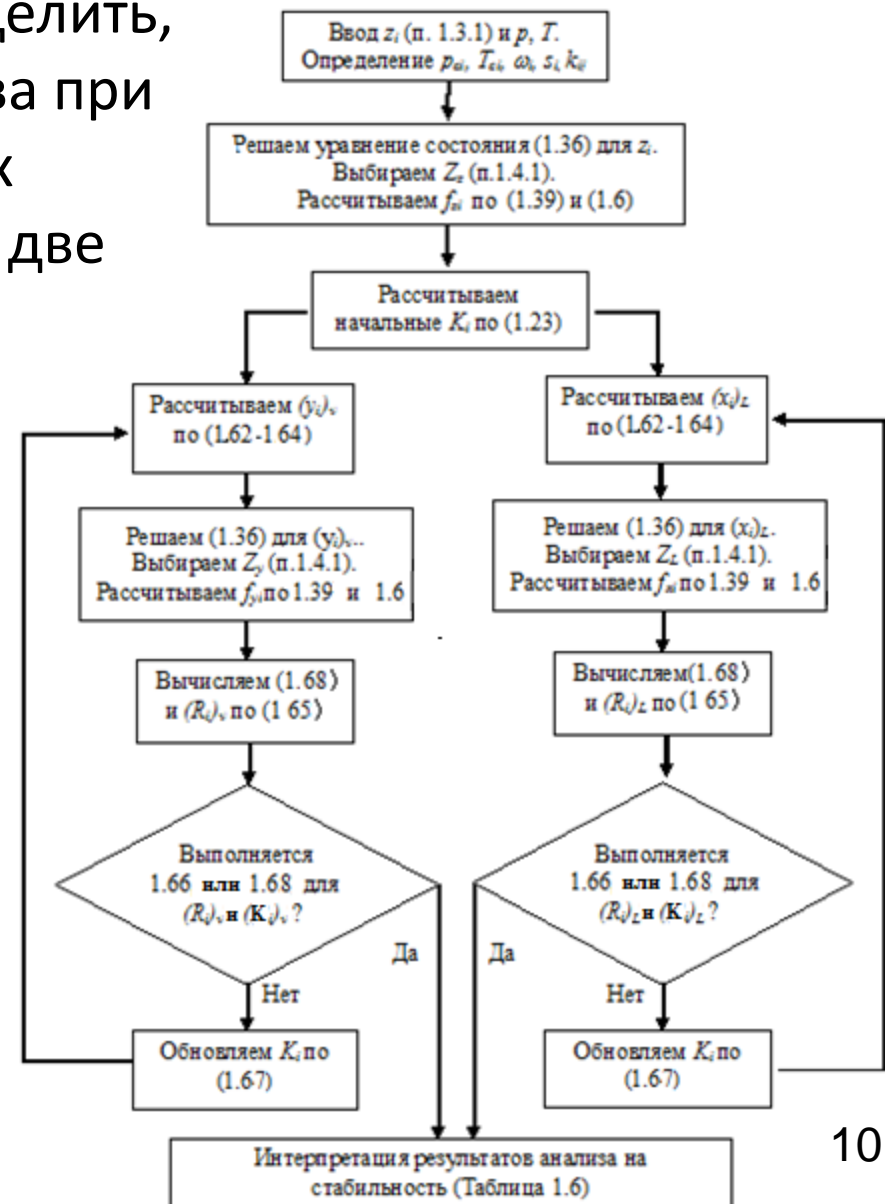
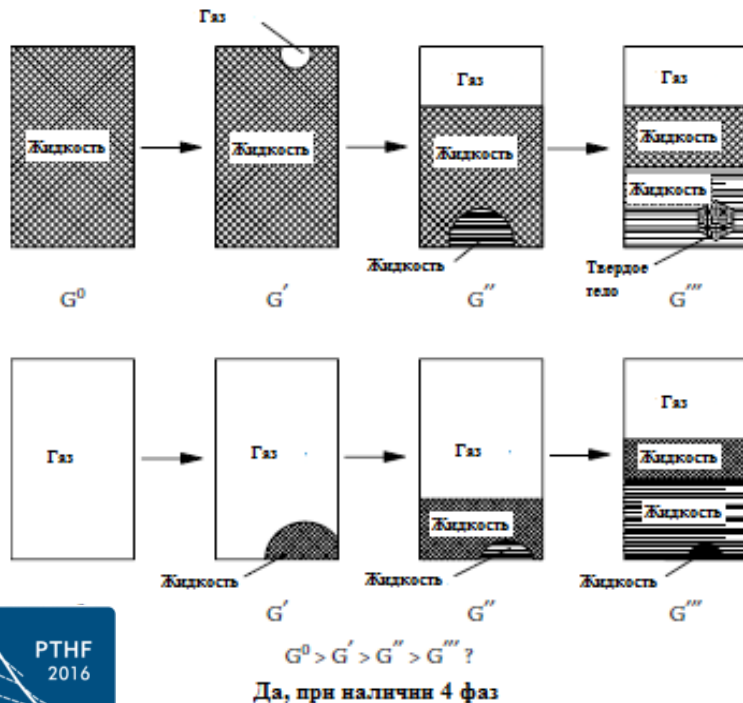
$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^N \frac{z_i(K_i^1 - 1)}{1 + (K_i^1 - 1)F_V + (K_i^2 - 1)F_{L2}} = 0 \\ \sum_{i=1}^N \frac{z_i(K_i^2 - 1)}{1 + (K_i^1 - 1)F_V + (K_i^2 - 1)F_{L2}} = 0 \\ F_V + F_{L1} + F_{L2} = 1 \end{array} \right.$$

$$K_i^1 = \frac{y_i^V}{x_i^{L1}}, K_i^2 = \frac{x_i^{L2}}{x_i^{L1}}$$

K_i^1, K_i^2 – константы равновесия

Определение стабильности системы «многокомпонентная углеводородная смесь – минерализованный раствор воды»

Процедура, позволяющая определить, будет ли смесь заданного состава при определенных термобарических условиях (p, T) расслаиваться на две или более фаз.



Инженерные методы определения влажностного содержания

Формула Бюкачека:

$$W_{0.6} = \left\{ \frac{p_{S,H_2O}(T)}{p} 47482 + 10^{\left(\frac{-1713.3}{T} + 6.694\right)} \right\} 0.016$$

Позволяет оценить влажностное содержание метанового газа при давлениях до 69 МПа и температурах до 238 С с погрешностью, не превышающей 5 %.

$$W = W_{0.6} c_s c_p \quad c_s = 1 - (2.222 * 10^{-6}) * S$$

$$c_p = 10^{-7} T^2 - 1.1 * 10^{-3} T \bar{\rho} - 0.079 \bar{\rho}^2 + 0.73 * 10^{-3} T + 0.156 \bar{\rho} + 0.927$$

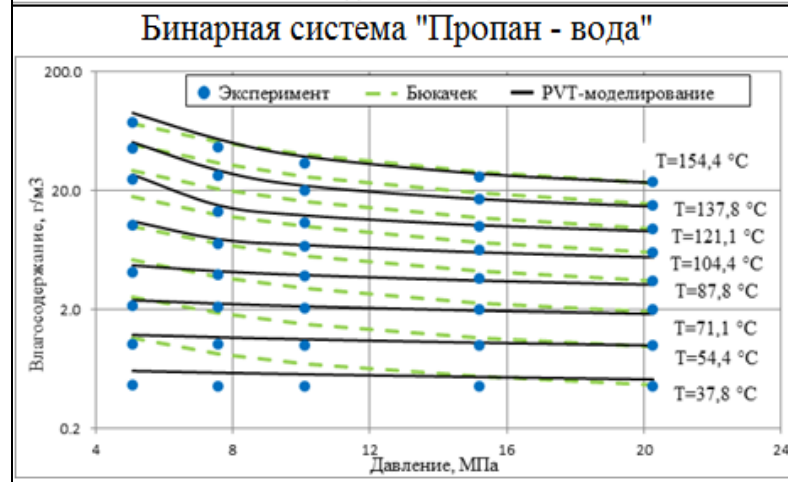
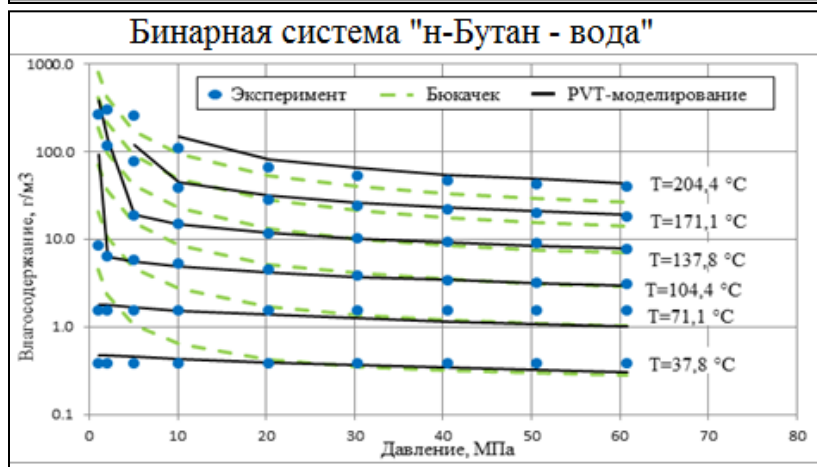
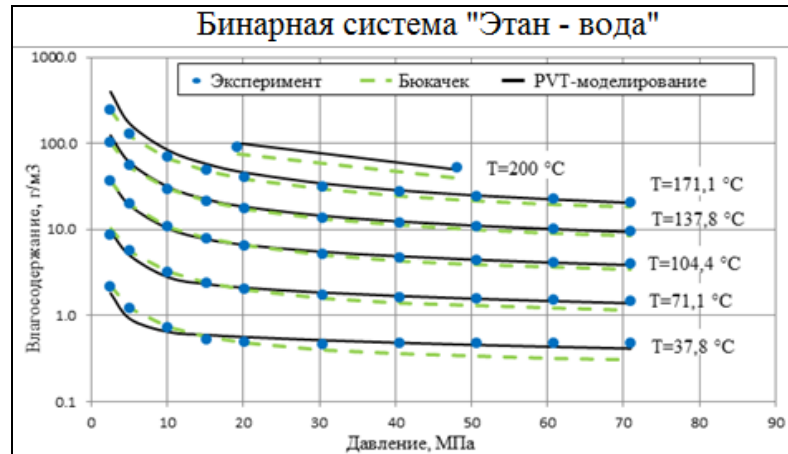
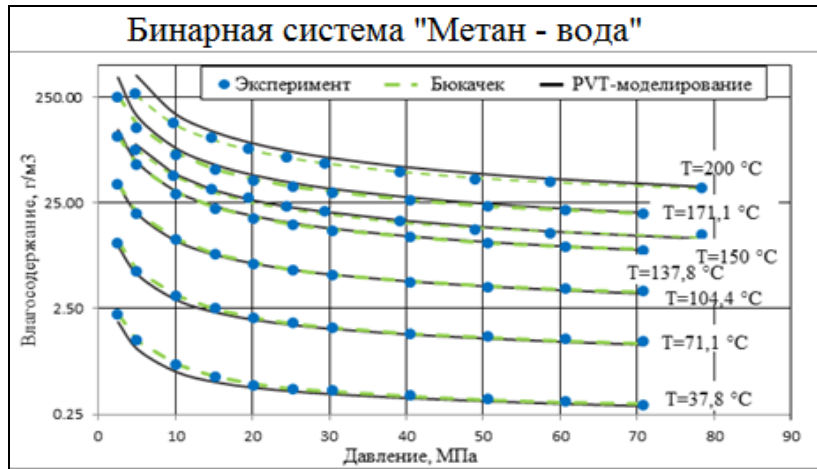
Где W – влажностное содержание, г/м³, $p_{S,H_2O}(T)$ – давление насыщенных паров воды; S – солёность;



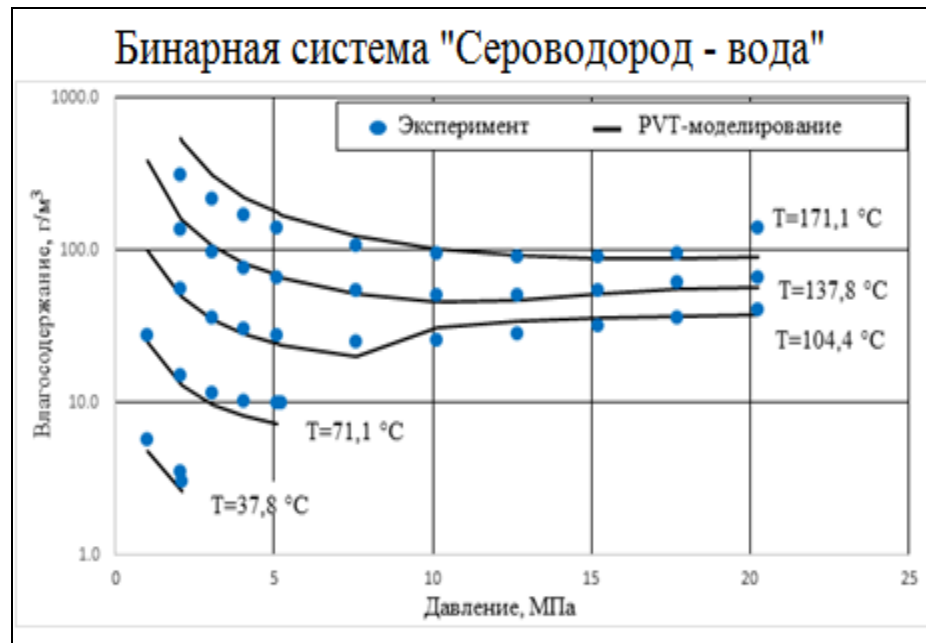
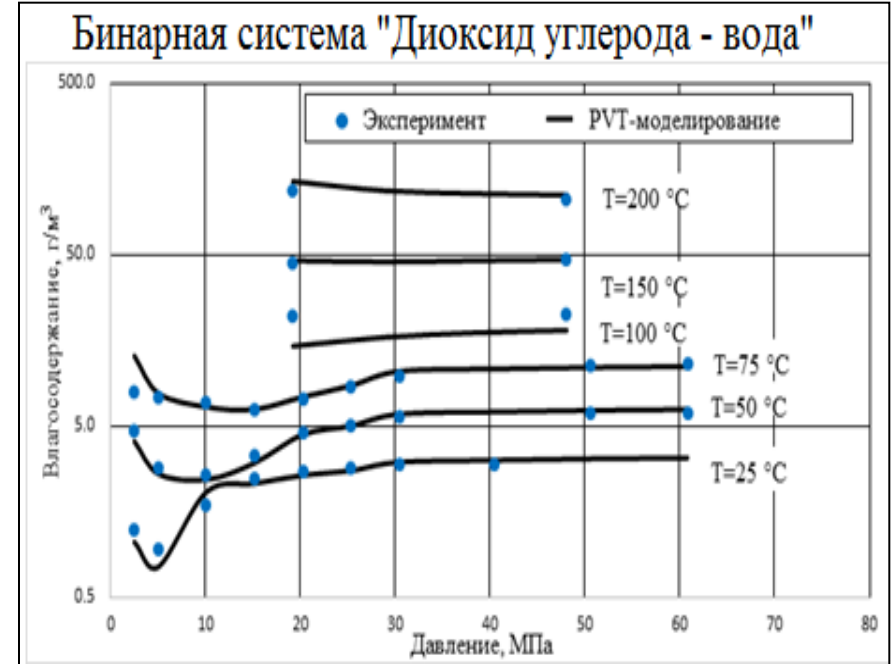
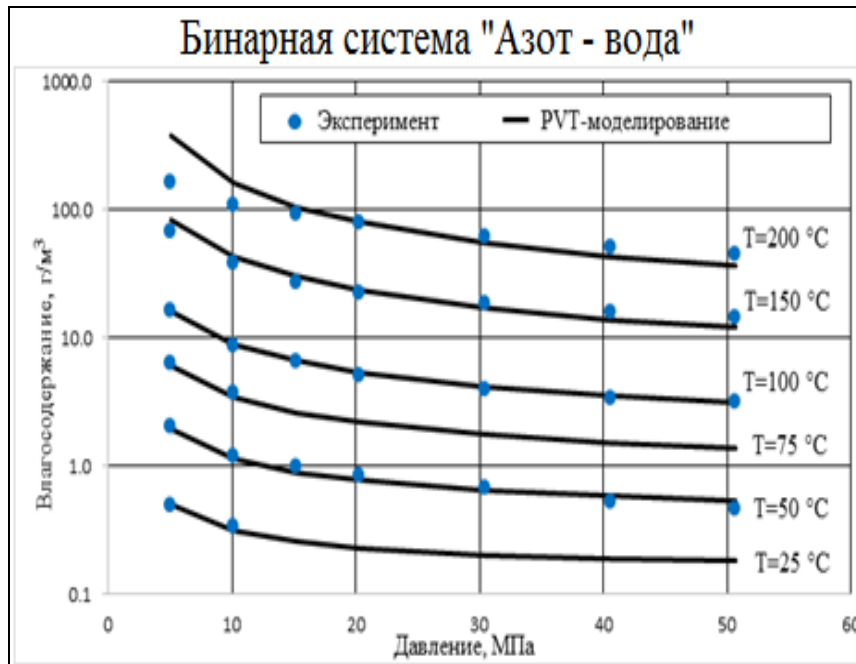
Значения параметров правила смешивания

- Подбор значений параметров правила смешивания для точного описания содержания паров воды в паровой фазе для бинарных систем «вода – второй компонент» как для легких углеводородных, так и неуглеводородных компонент.

Второй компонент	τ_{ij} (K)	τ'_{ij}	τ_{ji} (K)	τ'_{ji}	α_{ij}
N ₂	-64,50	-1,05	3500	-1,00	0,08
CO ₂	-4127	8,90	5230	-8,00	0,03
H ₂ S	0,00	2,90	1250	-1,50	0,03
C ₁	-1500	11,00	4050	-5,20	0,16
C ₂	-804,3	-0,20	4280	-3,00	0,09
C ₃	-1584	-0,44	4750	-3,30	0,07
nC ₄	4968	-19,60	1567	5,70	0,06



Примеры расчета бинарных систем «газ – вода»



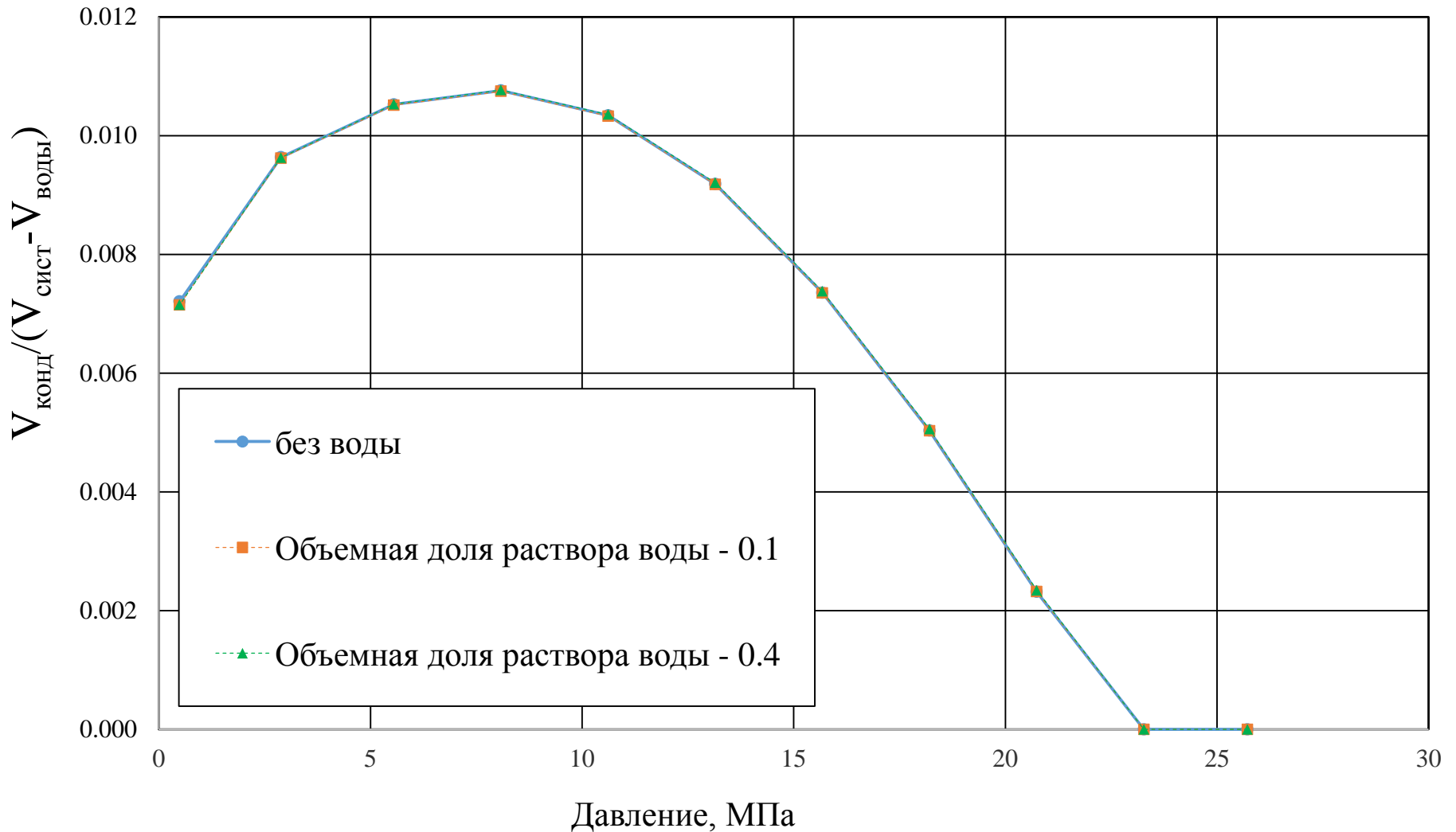
Системы, использованные для анализа влияния воды

- Создание PVT-модели пластовой углеводородной газоконденсатной системы;
- Адаптация PVT-модели к результатам лабораторных исследований;
- Добавление в систему минерализованного раствора воды;
- Сравнение результатов моделирования CVD–теста без и с минерализованным раствором воды в системе;
- Сравнение данных моделирования с экспериментальными данными для природных газоконденсатных систем при наличии воды;

Параметры	Смесь №1	Смесь №2	Смесь №3
Пластовая температура, ° С	55,45	110	107,9
Пластовое давление, МПа	25,72	61,2	65,4
Давление начала конденсации, МПа	23,02	42,84	50,5
Z –фактор при пластовых условиях	0,88	1,12	1,48
Потенциальное содержание конденсата (C ₅₊) в пластовом газе, г/ст. м ³ сухого газа	75,4	269	430
Конденсатогазовый фактор, см ³ /м ³	143,5	505,6	761
Температура в сепараторе, ° С	-29	30	12
Давление в сепараторе, МПа	3,30	5,5	4,51
Плотность стабильного конденсата, кг/м ³	730	805	793
Молярная масса стабильного конденсата (C ₅₊), г/моль	108	157	159
Содержание H ₂ S, % мол.	0	25,77	0

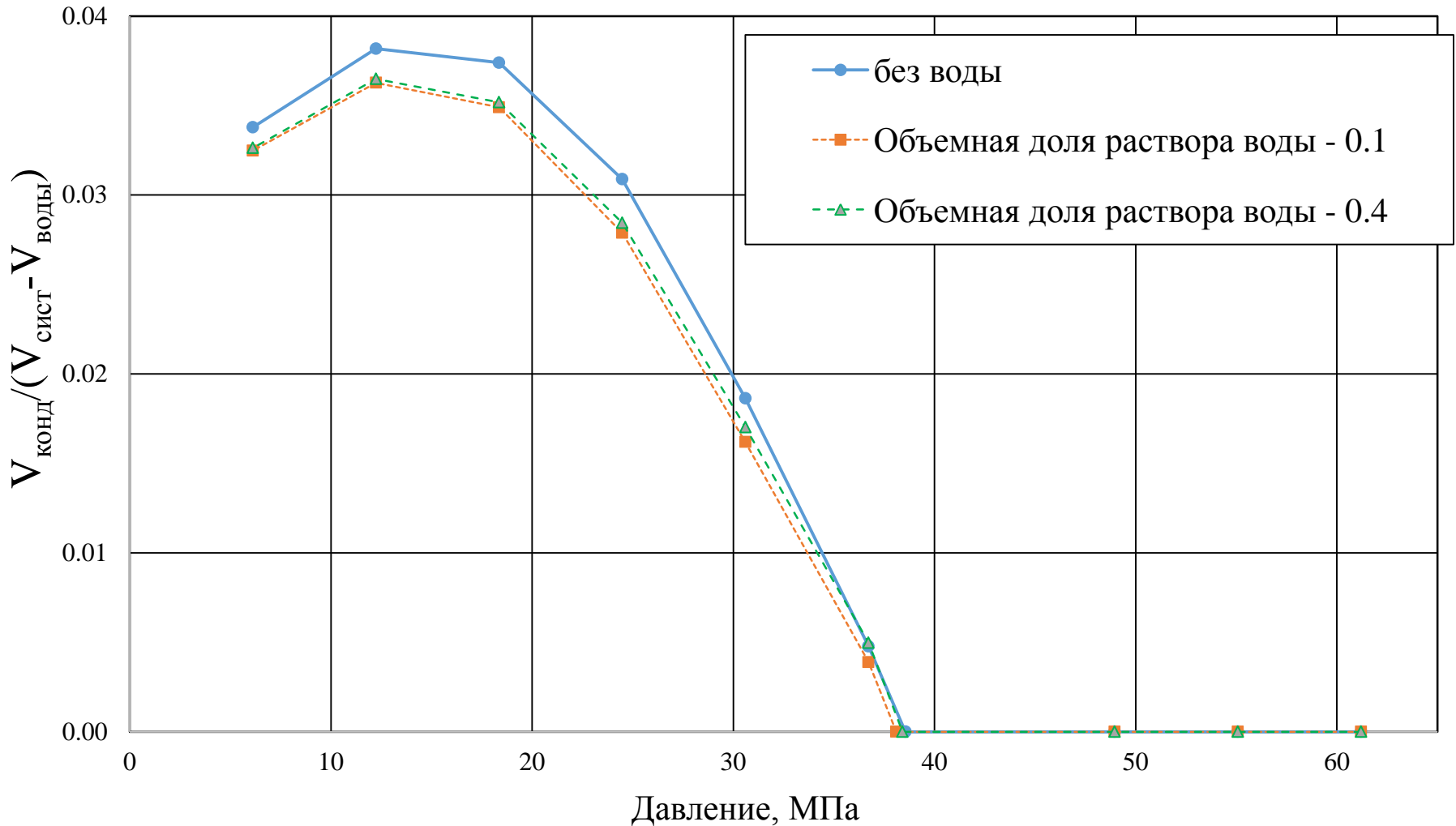
Сравнение результатов моделирования CVD-теста для системы без и с минерализованным раствором воды

Смесь №1, $T_{пл} = 55,5$ С, $P_{C5+} = 75,4$ г/ст.м³ сухого газа, $H_2S = 0$ % мол.



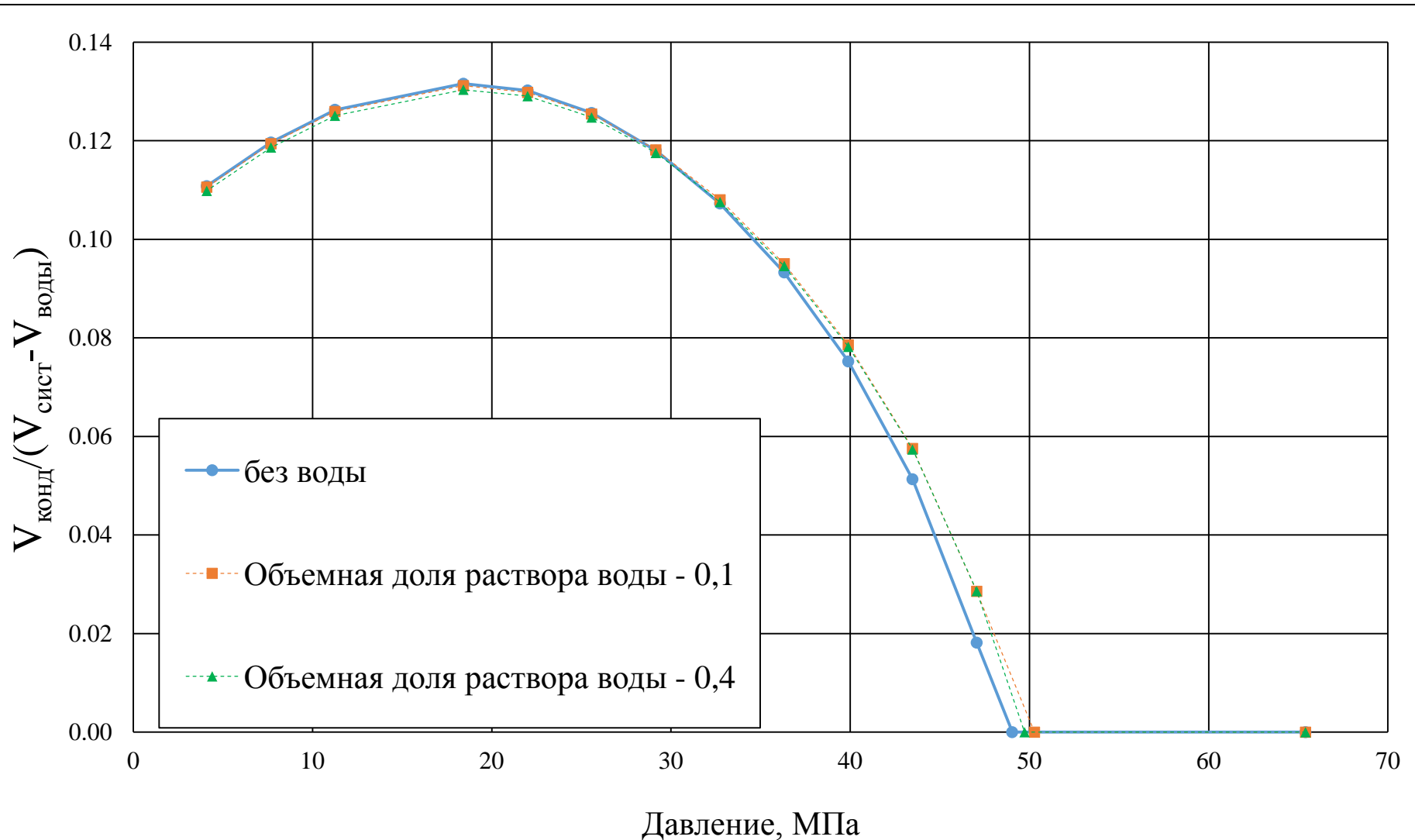
Сравнение результатов моделирования CVD-теста для системы без и с минерализованным раствором воды

Смесь №2, $T_{пл}=110\text{ C}$, $P_{C_{5+}}=269\text{ г/ст.м}^3$ сухого газа, $H_2S = 25,77\%$ мол.



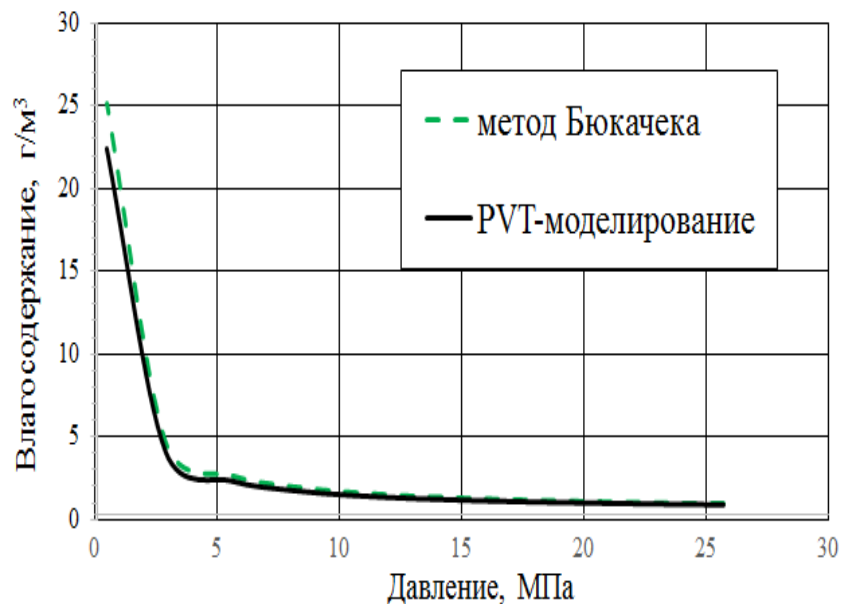
Сравнение результатов моделирования CVD-теста для системы без и с минерализованным раствором воды

Смесь №3, $T_{пл}=107,9$ С, $P_{C5+}=430$ г/ст.м³ сухого газа, $H_2S = 0$ % мол.

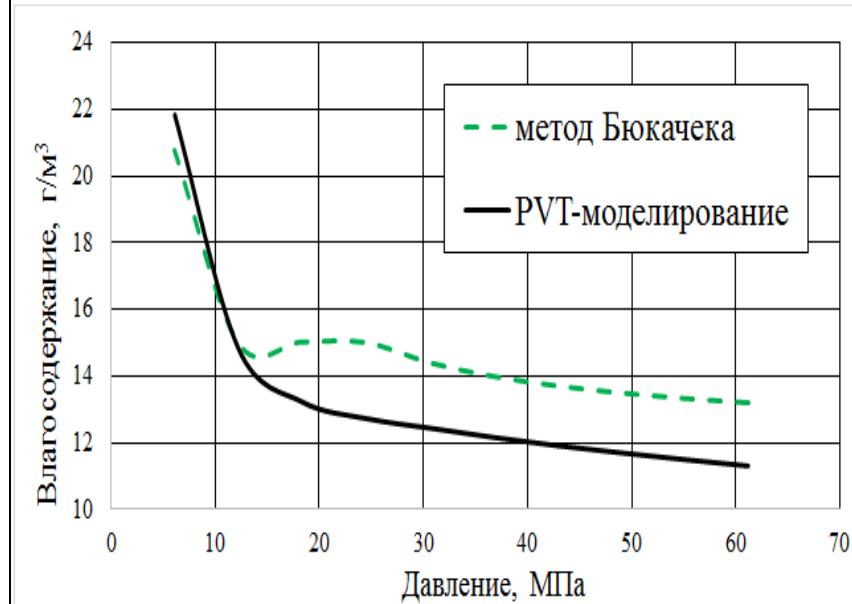


Сравнение расчета влагосодержания пластового газа различными методами

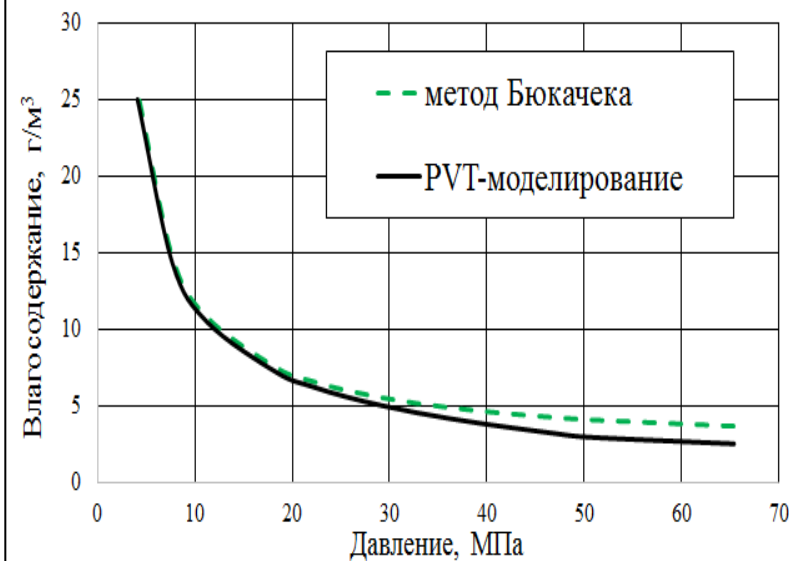
Смесь №1



Смесь №2



Смесь №3



Результаты учета минерализованного раствора воды

- Разработан и реализован алгоритм моделирования парожидкостного равновесия в природных углеводородных системах, содержащих воду.
- Получены значения параметров α_{ij} , τ_{ij} правила смешивания Хьюрона - Видаля, которые позволяют с высокой точностью (погрешность менее 5 %) воспроизводить влагосодержание паровой фазы для бинарных смесей воды с углеводородными и неуглеводородными компонентами, входящими в состав природных газоконденсатных смесей;
- Создан и реализован алгоритм моделирования исследования на истощение при постоянном объеме (CVD), учитывающий возможность существования трехфазного равновесия в системе;
- Проведена апробация реализованного математического метода на реальных природных углеводородных системах;
- Полученные при математическом моделировании результаты соответствуют результатам лабораторных исследований





Международная конференция
ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ В УГЛЕВОДОРОДНЫХ
ФЛЮИДАХ: ТЕОРИЯ И ЭКСПЕРИМЕНТ



Спасибо за внимание!

E-mail: yushchenkot@rambler.ru – Ющенко Тарас