

УДК 552.578.1

**ВЛИЯНИЕ ВЫБОРА МОДЕЛИ РЕАЛЬНОГО ГАЗА НА
ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТА В
СИСТЕМЕ СБОРА НА ПРИМЕРЕ ГАЗОКОНДЕНСАТА ВАЛАНЖИНСКОЙ
ЗАЛЕЖИ ЗАПОЛЯРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ****Булат А. Хайруллин,**

Студент, магистрант

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

97bulat@mail.ru

Аннотация

Предметом исследования влияние выбора модели реального газа на распределение давления и температуры в системе сбора газа на примере метанового газоконденсата Валанжинской залежи Заполярного месторождения. Даются сравнение расчётным значениям давления и температуры газоконденсата в трубопроводе системы сбора газа. В качестве моделей реальных газов были использованы модели Ван-дер-Ваальса, Пенга-Робинсона и Латонова-Гуревича. В результате выявлено, что факт выбора модели влияет в большей мере на давление газоконденсата.

Ключевые слова: реальный газ, система сбора газа, гидравлический расчёт, термодинамический расчёт, гидратообразование.

**THE INFLUENCE OF THE CHOICE OF A REAL GAS MODEL ON THE
THERMODYNAMIC CONDITION OF THE GAS CONDENSATE IN THE GAS
COLLECTION SYSTEM ON THE EXAMPLE OF THE GAS CONDENSATE OF
THE VALANGINSKAYA DEPOSIT OF THE ZAPOLARNOYE FIELD****Bulat A. Khayrullin,**

Student, undergraduate

Ufa State Petroleum Technical University, Ufa

97bulat@mail.ru

ABSTRACT

The subject of the study is the influence of the choice of a real gas model on the distribution of pressure and temperature in the gas collection system on the example of the methane gas condensate of the Valanginskaya deposit of the Zapolarnoye field. The calculated values of the pressure and temperature of the gas condensate in the pipeline of the gas collection system are compared. Van der Waals, Peng-Robinson and Latonov-Gurevich models were used as models of real gases. As a result, it was revealed that the fact of choosing a model affects the pressure of the gas condensate to a greater extent.

Keywords: real gas, gas collection system, hydraulic calculation, thermodynamic calculation, hydrate formation.

В процессе разработки газоконденсатных месторождений могут возникать различные осложнения, связанные с образованием гидратов в системе сбора газа. Для раннего предупреждения формирования кристаллов гидратов в систему сбора газа подаются ингибиторы гидратообразования, в частности метанол [1]. Для образования гидратов в трубопроводе должны достигаться определённые термодинамические условия [2].

При расчёте состояния газоконденсата необходимо учитывать его реальные свойства. Для учета реальных свойств газа применим параметр, именуемый сверхсжимаемостью [3]. Расчёт коэффициента сверхсжимаемости производится по различным моделям реальных газов [4]. В статье рассмотрены модели Ван-дер-Ваальса, Пенга-Робинсона и Латонова-Гуревича.

Целью исследования является оценка влияния выбора модели реального газа на расчётные параметры давления и температуры газоконденсата в трубопроводе.

Математическая модель исследуемого газоконденсата.

При расчёте распределения давления и температуры по длине трубопровода, необходимо применять коэффициент сверхсжимаемости, связывающий модель реального газа с изменением объёмов протекающего по трубопроводу газа. Для расчёта коэффициента сверхсжимаемости были применены модели Латонова-Гуревича, Ван-дер-Ваальса и Пенга-Робинсона.

Расчёт коэффициента сверхсжимаемости по модели Латонова-Гуревича по формуле:

$$Z_{\text{cp}} = \left(0,4 * \lg \left(\frac{T_{\text{cp}}}{T_{\text{кр}}} \right) + 0,73 \right)^{P_{\text{cp}}/P_{\text{кр}}} + 0,1 * P_{\text{cp}}/P_{\text{кр}}, \quad (1)$$

где Z_{cp} – коэффициент сверхсжимаемости, безразмерная величина;

P_{cp} , $P_{\text{кр}}$ – среднее и псевдокритическое давления газа на рассматриваемом участке, соответственно, МПа;

T_{cp} , $T_{\text{кр}}$ – средняя и псевдокритическая температуры газа на рассматриваемом участке, соответственно, К.

Коэффициент сверхсжимаемости по модели Ван-дер-Ваальса является действительным решением уравнения (2):

$$Z_{\text{ср}}^3 - \left(1 + \frac{T_{\text{кр}} P_{\text{ср}}}{8 P_{\text{кр}} T_{\text{ср}}}\right) Z_{\text{ср}}^2 + \frac{27 T_{\text{кр}}^2 P_{\text{ср}}}{64 P_{\text{кр}} T_{\text{ср}}^2} Z_{\text{ср}} - \frac{27 T_{\text{кр}}^3 P_{\text{ср}}^2}{512 P_{\text{кр}}^2 T_{\text{ср}}^3} = 0. \quad (2)$$

Коэффициент сверхсжимаемости по модели Пенга-Робинсона является единственным положительным решением уравнения (3):

$$Z_{\text{ср}}^3 - (1 - A) Z_{\text{ср}}^2 + (A - 3B^2 - 2B) Z_{\text{ср}} - (AB - B^2 - B^3) = 0. \quad (3)$$

$$\text{где } A = \frac{a_T P_{\text{ср}}}{R^2 T_{\text{ср}}^2};$$

$$B = \frac{b_T P_{\text{ср}}}{R T_{\text{ср}}};$$

$$a_T = a_{\text{Ткр}} \alpha_T;$$

$$\alpha_T = \left[1 - m \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_{\text{кр}}}}\right)\right]^2;$$

$$m = 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2;$$

$$a_{\text{Ткр}} = \frac{0,45724 * R^2 * T_{\text{кр}}^2}{P_{\text{кр}}};$$

$$b_T = \frac{0,0778 * R * T_{\text{кр}}}{P_{\text{кр}}}.$$

ω - ацентрический фактор, безразмерная величина;

$R = 8,31$ - универсальная газовая постоянная, Дж/(моль*К).

При расчёте давления и температуры в трубопроводе производился итерационный перерасчёт сверхсжимаемости как величины, зависящей от расчётных значений давления и температуры в рассматриваемом интервале [5].

В первом приближении среднее значение давления $P_{\text{ср}}$ на рассматриваемом участке трубопровода приравнивается начальному значению давления P_0 . Среднее значение температуры рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{ср}} = T_{\text{гр}} + \frac{T_0 - T_{\text{гр}}}{al} (1 - e^{-al});$$

где $T_{\text{ср}}$ - среднее значение температуры на рассматриваемом участке, К;

$$a = \frac{262,3 * K * D_{\text{н}}}{Q * \rho_{\text{отн}} * C_p * 10^3} - \text{параметр Шухова};$$

$T_{\text{гр}}$ - температура грунта, К;

T_0 - температура на начале трубопровода, К;

$K = 1,75$ - коэффициент теплоотдачи от газа к грунту, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \text{С}}$;

$D_{\text{н}}$ - наружный диаметр трубопровода, м;

l - расстояние от начала трубопровода до рассматриваемой точки, м;

Q - расход газа, млн.м³/сут;

$\rho_{\text{отн}} = \frac{M}{28,98}$ - относительная плотность газа по воздуху, безразмерная величина;

C_p - изобарная теплоемкость газа, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг*К}}$;

M - молярная масса газа, $\frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$.

При средних значениях давления $P_{\text{ср}}$ и температуры $T_{\text{ср}}$ по формуле (1) рассчитывается значение $Z_{\text{ср}}$. Затем производится расчёт вязкости газа в рабочих условиях по формуле Дина-Стила с уточнением Калашникова:

$$\mu = \mu_0 + \frac{9,77 * 10^{-5}}{\varepsilon} \left(e^{1,145 * \rho_{\text{пр}}} - e^{-3,046 * \rho_{\text{пр}}^{1,684}} \right),$$

где μ - вязкость газа в рабочих условиях, Па*с;

$$\mu_0 = \begin{cases} \frac{166,8 \cdot 10^{-5}}{\varepsilon} * \left(0,1338 * \frac{T_{cp}}{T_{кр}} - 0,0932 \right)^{\frac{5}{9}}; & \frac{T_{cp}}{T_{кр}} \geq 1,5 \\ \frac{34 \cdot 10^{-5}}{\varepsilon} * \left(\frac{T_{cp}}{T_{кр}} \right)^{\frac{8}{9}}; & \frac{T_{cp}}{T_{кр}} < 1,5 \end{cases} \quad - \text{вязкость газа при рабочей}$$

температуре и атмосферном давлении, Па*с;

$$\varepsilon = \left(\frac{T_{cp}}{T_{кр}} \right)^{1/6} * M^{-0,5} * \left(\frac{P_{cp}}{P_{ат} * P_{кр}} \right)^{-2/3};$$

$P_{ат} = 0,101325$ – атмосферное давление, МПа;

$$\rho_{пр} = \frac{\rho(P_{cp}, T_{cp})}{\rho_{кр}};$$

$$\rho(P_{cp}, T_{cp}) = \frac{M * P_{cp} * T_{ст}}{24,055 * Z_{cp} * R * T_{cp} * P_{ат}};$$

$$\rho_{кр} = \frac{M}{V_{кр}};$$

$T_{ст} = 293$ – стандартная температура, К;

$V_{кр}$ – псевдокритический объём газа, м³.

Расчёт коэффициента гидравлического сопротивления трубопровода рассчитывается по формуле:

$$\lambda = 0,067 * \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 * K_{ш}}{D_v} \right)^{0,2},$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления, безразмерная величина;

$K_{ш}$ – коэффициент шероховатости трубопровода, м;

D_v – внутренний диаметр трубопровода, м;

$Re = \frac{4 * T_{ст} * 10^6 * QM}{86400 * 24,055 * P_{ат} * \pi * g * D_v * \mu * T_{cp}}$ – число Рейнольдса, безразмерная величина;

$g = 9,81$ – ускорение свободного падения, $\frac{м}{с^2}$.

Расчёт давления в точке рассчитывается по формуле:

$$P_l = \sqrt{P_0^2 - \frac{Q^2 * \lambda * \rho_{отн} * T_{cp} * Z_{cp} * l}{10,23 * 10^6 * D_v^5}},$$

где P_l – давление газа в рассматриваемой точке трубопровода, МПа.

Среднее давление газа на рассматриваемом участке:

$$P_{cp1} = \frac{2}{3} * \left(P_0 + \frac{P_l^2}{P_0 + P_l} \right);$$

где P_{cp1} – среднее давление на рассматриваемом участке трубопровода в первом приближении, МПа.

Расчёт температуры газа в точке производится по формуле:

$$T_l = T_{гр} + (T_0 - T_{гр}) * e^{-al} - D_i * \frac{P_H^2 - P_l^2}{2 * a * l * P_{cp}} * (1 - e^{-al}),$$

где T_l – температура газа в рассматриваемой точке трубопровода, К;

D_i – коэффициент Джоуля-Томпсона, $\frac{К}{МПа}$.

Дальнейшие итерационные расчёты с перерасчёта коэффициента сверхсжимаемости при условии, что $P_{cp} = P_{cp1}$. Повторение расчётов производится до момента, пока не будут достигнуты следующие условия:

$$\varepsilon_1 = \frac{|P_l^i - P_l^{i-1}|}{P_l^i} * 100\% < 0,1\%$$

$$\varepsilon_2 = \frac{|T_l^i - T_l^{i-1}|}{T_l^i} * 100\% < 0,1\%$$

где P_l^i, P_l^{i-1} – давление в точке, при итерациях i и $i - 1$ соответственно, МПа;
 T_l^i, T_l^{i-1} – температура в точке, при итерациях i и $i - 1$ соответственно, К.

Для расчётов давления и температуры газа с применением моделей реального газа Ван-дер-Ваальса и Пенга-Робинсона, коэффициент сверхсжимаемости определяется как единственное действительное решение кубических уравнений (2) и (3). Решения кубических уравнений (2) и (3) были найдены с применением оператора solve → в математическом пакете MathCad. Оператор solve → в математическом пакете MathCad при решении кубических уравнений (2) и (3) в качестве ответа выдает матрицу с тремя строками и одним столбцом. В узлах полученной матрицы расположены все 3 решения этих уравнений, однако два из 3 корней уравнений являются комплексными числами, и только единственное действительное каждого уравнения является искомым значением коэффициента сверхсжимаемости при заданных средних давлении и температуре.

Для создания исследуемой математической модели газа был представлен газоконденсат с представленными физическими характеристиками. Исходные данные для моделирования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для математического моделирования.

Исходный параметр	Значение
Псевдокритическое давление газа $P_{кр}$, МПа	4,769
Псевдокритическая температура газа $T_{кр}$, К	218,016
Псевдокритический объём газа $V_{кр}$, м ³	0,121
Ацентрический фактор газа ω , б/р	0,0367
Молярная масса газа M , кг/кмоль	21,971
Изобарная теплоемкость газа C_p , кДж/(кг*К)	2,997
Температура газа на входе в трубопровод T_0 , К	313
Давление на входе в трубопровод P_0 , МПа	14,5
Расход газа Q_g , млн.м ³ /сут	2
Протяженность трубопровода L , м	8100
Внутренний диаметр трубопровода D_v , м	0,325
Наружный диаметр трубопровода D_n , м	0,451
Температура грунта $T_{гр}$, К	247
Коэффициент шероховатости трубы $K_{ш}$, м	$0,5 * 10^{-3}$
Коэффициент Джоуля-Томпсона D_i , К/МПа	0,78

Результаты математического моделирования: были сравнены графики распределения давления и температуры вдоль всей длины рассматриваемого трубопровода.

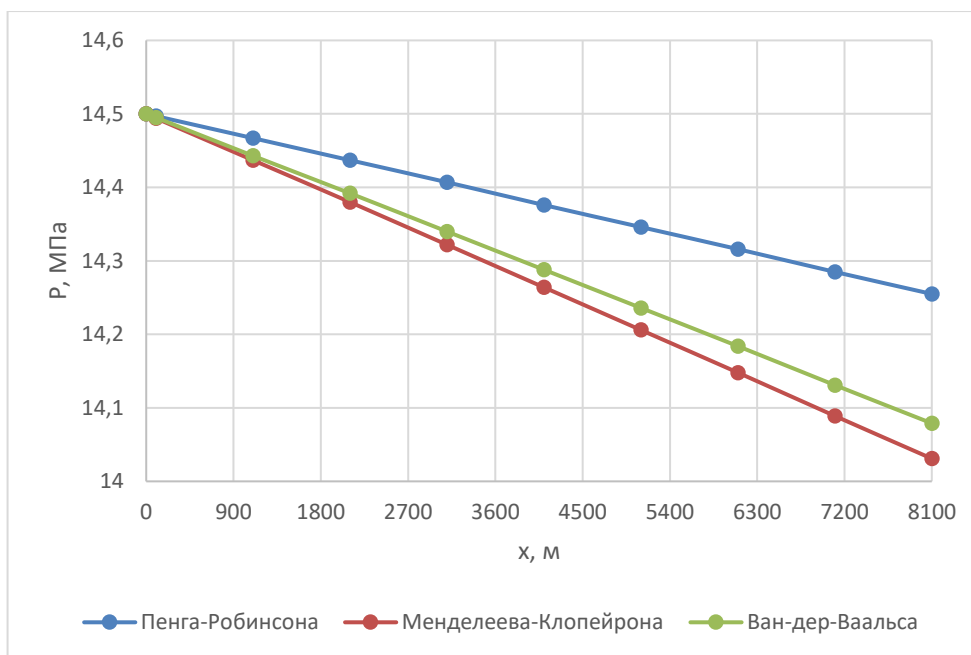


Рисунок 1 – Результаты расчёта давления по длине трубопровода для трех выбранных моделей реального газа.

Полученные графики распределения давления показывают сильное влияние на распределение давления в трубопроводе выбранной модели. При давлении газа в трубопроводе, выше рассчитанных значений, равновесная температура гидратообразования имеет большие значения, что при незначительно отличающемся распределении температуры может привести к образованию гидратов.

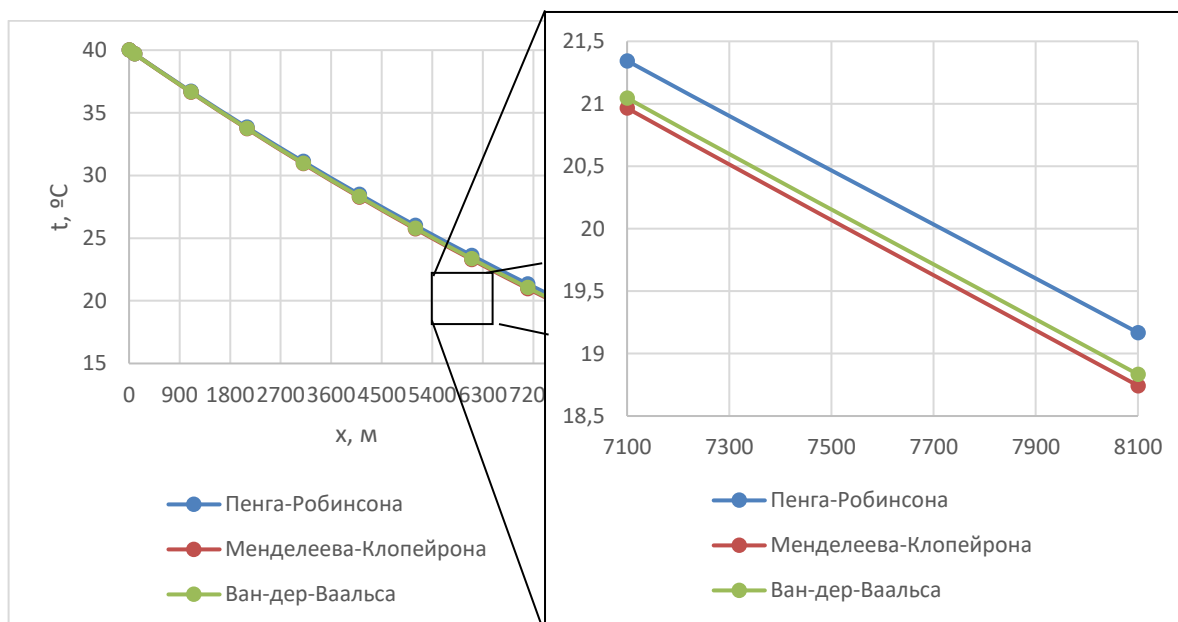


Рисунок 2 – Результаты расчёта температуры по длине трубопровода для трех выбранных моделей реального газа.

Выбор модели реального газа незначительно влияет на распределение температуры газа в системе газа ввиду низкого значения перепада давления. Наибольшее влияние на изменение температуры оказывает конвективный теплообмен от газа к стенке трубопровода и от стенки трубопровода в окружающую среду. Дросселирование же газа при низких перепадах давления незначительно.

Закключение: таким образом, выбор модели реального газа оказывает наибольшее влияние на динамику изменения давления. Потери точности расчёта распределения температуры не превышают 0,15 %.

При большем давлении, получаемом при расчёте коэффициента сверхсжимаемости с применением модели Пенга-Робинсона, расчётная равновесная температура гидратообразования принимает большие значения, в связи с этим можно сделать вывод о необходимости правильного выбора модели реального газа при расчётах термодинамического состояния газоконденсата в системе сбора газа.

Низкое отклонение в расчёте температуры газоконденсата связано с относительно низким влиянием гидравлических потерь на падение температуры газа вследствие дросселирования газа. При изменении давления на 1,5 % изменение температуры от выбора модели изменяется в пределах до 0,15%.

Список литературы.

1. Прахова М. Ю., Краснов А.Н., Хорошавина Е.А. Автоматическая система раннего обнаружения гидратообразования в газовых шлейфах на основе когнитивных моделей // Arctic Environmental Research. – 2017. – Том 17. - №3. – С. 195 – 203.
2. Паранук, А. А. Оптимизированная математическая модель расчета процесса образования гидратов в трубопроводах / А. А. Паранук, Р. М. Арашуков // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 3(75). – С. 96-101.
3. Ставкин Г. П., Гацולהв А. С., Маслов В. Н. Способ определения начальных и текущих запасов газа газоконденсатного месторождения. – 2000.
4. Товбин Ю. К., Комаров В. Н. Расчет коэффициента сжимаемости смеси плотных газов // Журнал физической химии. – 2005. – Т. 79. – №. 11. – С. 2031-2037.
5. Валеев А. Ф., Соловьев Н. А. Методика и алгоритм определения динамического уровня жидкости в обводненной газовой скважине // Наука, Техника, Инновации 2014. – 2014. – С. 197-202.

References.

1. Prahova M. Yu., Krasnov A.N., Khoroshavina E.A. Avtomaticheskaya sistema rannego jbnaruzheniya gidratoobrazovaniaya v gazovyh shleifah na osnove kognitivnyh modeley [Automatic early detection system of hydrate formation in gas plumes based on cognitive models] // Arctic Environmental Research. – 2017. – Vol. 17. - №3. – P. 195 – 203.
2. Paranuk, A. A., Arashukov. R.M Optimizirovannaya matematicheskaya model' rascheta protsessa obrazovaniya gidratov v truboprovodakh [Optimized mathematical model for

- calculating the process of hydrate formation in pipelines]// *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti* [Science and technology in the gas industry]. – 2018. – №3(75). – P. 96-101.
3. Stavkin G. P., Gatsolaev A. S., Maslov V. N. Sposob opredeleniya nachal'nykh i tekushchikh zapasov gaza gazokondensatnogo mestorozhdeniya.[Method for determining the initial and current gas reserves of a gas condensate field]. – 2000.
 4. Tovbin YU. K., Komarov V. N. Raschet koehffitsienta szhimaemosti smesi plotnykh gazov [Calculation of the compressibility coefficient of a mixture of dense gases] // *Zhurnal fizicheskoi khimii* [Journal of Physical Chemistry] – 2005. – Т. 79. – №. 11. – P. 2031-2037.
 5. Valeev A. F., Solov'ev N. A. Metodika i algoritm opredeleniya dinamicheskogo urovnya zhidkosti v obvodnennoi gazovoi skvazhine [Methodology and algorithm for determining the dynamic liquid level in a flooded gas well] // *Nauka, Tekhnika, Innovatsii 2014* [Science, Technology, Innovation 2014.]. – 2014. – P. 197-202.