

УДК 552.578.1

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ УДЕЛЬНОЙ ОШИБКИ РАСЧЁТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТА ПРИ ВЫБОРЕ УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ РЕАЛЬНОГО ГАЗА

Хайруллин Булат Азаматович

Студент, магистрант

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Аннотация

Предметом исследования влияние выбора уравнения состояния газоконденсата на распределение давления и температуры в системе сбора газа на примере газоконденсата пласта БТ6-8 Валанжинской залежи Заполярного месторождения. Даются сравнение рассчитанным значениям давления и температуры газоконденсата в газопроводе. В качестве моделей реальных газов были использованы модели Ван-дер-Ваальса, Пенга-Робинсона, Ридлиха-Квонга, Соаве-Риблиха-Квонга и Латонова-Гуревича. Результаты расчётов сравнивались с результатами моделирования с применением уравнения состояния Пенга-Робинсона в модификации с шифт-параметром. В результате выявлено, что в процессе выработки месторождения растёт удельная ошибка расчёта давления и температуры.

Ключевые слова: реальный газ, система сбора газа, гидравлический расчёт, термодинамический расчёт, уравнение состояния, удельная ошибка.

PREDICTION OF THE SPECIFIC ERROR IN CALCULATING THE DISTRIBUTION OF THE THERMOBARIC STATE OF A GAS CONDENSATE WHEN CHOOSING THE EQUATION OF STATE OF A REAL GAS

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 the equation of state of the gas condensate on the distribution of pressure and temperature in the gas collection system on the example of the gas condensate of the BT6-8 formation of the Valanginskaya deposit of the Polar field. The calculated values of the pressure and temperature of the gas condensate in the gas pipeline are compared. Van der Waals, Peng-Robinson, Ridlich-Kwong, Soave-Riblich-Kwong and Latonov-Gurevich models were used as models of real gases. The calculation results were

compared with the simulation results using the Peng-Robinson equation of state in a modification with a shift parameter. As a result, it was revealed that the specific error of calculating pressure and temperature increases during the development of deposit b.

Keywords: real gas, gas collection system, hydraulic calculation, thermodynamic calculation, equation of state, specific error.

При разработке газоконденсатных месторождений возникают потребность в корректном выборе уравнения состояния газоконденсата. Точный расчёт позволяет корректно определить момент начала ввода ингибиторов гидратообразования [1]. Борьба с достижением в газопроводе термобарических условий, соответствующих началу образования гидратов, заключается в подаче метанола как ингибитора гидратообразования [2].

Выбор уравнения состояния газоконденсата оказывает влияние на расчётные значения давления и температуры в газопроводе [3]. Чаще всего наиболее точные значения показывают уравнения состояния, требующие значительных временных затрат при формировании и расчёте математической модели. В то же время простые для расчёта эмпирические формулы дают большую погрешность в расчётных значениях [4]. Теоретические аспекты рассмотрены в работах [6-18]. В статье рассмотрены уравнения состояния Латонова-Гуревича, Ван-дер-Ваальса, Ридлиха-Квонга, модификации уравнения Соаве-Ридлиха-Квонга и уравнение состояния Пенга-Робинсона с его модификацией с шифт-параметром.

Целью исследования является прогнозирование удельной ошибки в расчётах для различных уравнения состояния газоконденсата при снижении давления.

Математическая модель исследуемого газоконденсата.

Результаты расчёта термобарических условий газа с применением уравнения состояния Латонова-Гуревича, Ван-дер-Ваальса, Ридлиха-Квонга, модификации уравнения Соаве-Ридлиха-Квонга и уравнение состояния Пенга-Робинсона и его модификация с шифт-параметром сравнивались с промышленными данными. На основании анализа полученных результатов произведено прогнозирование ожидаемой удельной ошибки расчёта при снижении давления на входе в газопровод.

В промышленной практике для связи уравнения состояния реального газа с технологическими параметрами газа применяется коэффициент сверхсжимаемости, характеризующий отношение занимаемого реальным газом объема к объёму идеального газа при тех же термобарических условиях.

Расчёт коэффициента сверхсжимаемости делается по модели Латонова-Гуревича по формуле (1) [5]

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

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

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

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

Коэффициент сверхсжимаемости по модели Ван-дер-Ваальса является действительным корнем кубического уравнения (2)

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

Уравнение состояния Пенга-Робинсона (3):

$$P = \frac{RT}{\tilde{v}-b} - \frac{a}{\tilde{v}^2 + 2b\tilde{v} - b^2} \quad (3)$$

$$a = a_{\text{ткр}} \alpha_{\text{T}};$$

$$\alpha_{\text{T}} = \left[1 - (0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2) \left(1 - \sqrt{\frac{T_{\text{ср}}}{T_{\text{кр}}}} \right) \right]^2;$$

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

$$b = \frac{0,0778 \cdot R \cdot T_{\text{кр}}}{P_{\text{кр}}}.$$

ω - ацентрический фактор, безразмерная величина;

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

\tilde{v} - мольный объём, $\frac{\text{м}^3}{\text{моль}}$.

Коэффициент сверхсжимаемости по модели Пенга-Робинсона является единственным положительным решением кубического уравнения (4):

$$Z_{\text{ср}}^3 - (1 - A)Z_{\text{ср}}^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z_{\text{ср}} - (AB - B^2 - B^3) = 0. \quad (4)$$

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

$$B = \frac{bP_{\text{ср}}}{RT_{\text{ср}}}.$$

Модификация уравнения Пенга-Робинсона с шифт-параметром заключается в уточнении мольного объёма поправкой с (5):

$$\tilde{v} = v - c; \quad (5)$$

Поправка c выражается уравнением (6):

$$c = \sum_{i=1}^n s_i b_i x_i, \quad (6)$$

$$\text{где } b_i = \frac{0,0778 \cdot R \cdot T_{\text{кр}i}}{P_{\text{кр}i}};$$

$P_{\text{кр}i}, T_{\text{кр}i}$ - критическое давление и температура i -го компонента;

i - номер компонента;

x_i - содержание i -го компонента;

s_i - шифт-параметр i -го компонента. Значение шифт-параметра для каждого компонента приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Значения шифт-параметра для некоторых компонентов.

Метан	Этан	Пропан	i-бутан	n-бутан	C5+
0,154	0,100	0,085	0,079	0,064	$1 - \frac{d}{M^e}$

Таблица 2 - Значения коэффициентов d и e в таблице 1 для различных групп УВ

Углеводороды	Алканы	Ароматические	циклоалканы
d	2,258	2,516	3,004
e	0,1823	0,2008	0,2324

Полином (4) в модификации с шифт-параметром обретает вид уравнения (7):

$$Z_{\text{ср}}^3 - K_1 Z_{\text{ср}}^2 + K_2 \cdot Z_{\text{ср}} - K_3 = 0; \quad (7)$$

$$K_1 = 1 + 3C - B;$$

$$K_2 = 2C - 2B - 3B^2 - 2BC + 3C^2 + A;$$

$$K_3 = AB - 3B^2C - B^2 - BC^2 - 2BC - B^3 + C^3 + C^2 + AC;$$

$$C = \frac{cP_{\text{ср}}}{(RT_{\text{ср}})^2}.$$

Полином уравнения состояния Ридлиха-Квонга и Соаве-Ридлиха-Квонга представлен в виде (8):

$$Z_{cp}^3 - Z_{cp}^2 + (A - B^2 - B)Z_{cp} - AB = 0; \quad (8)$$

$$A = \frac{a\alpha P_{cp}}{(RT_{cp})^2};$$

$$\alpha = \sum_{i=1}^n \alpha_i x_i.$$

В уравнении Ридлиха-Квонга параметр α рассчитывается по уравнению (9), а в Соаве-Ридлиха-Квонга по (10):

$$\alpha_i = \frac{1}{\sqrt{\frac{T_{cp}}{T_{крi}}}}; \quad (9)$$

$$\alpha_i = \left[1 + (0,48508 + 1,55171\omega_i - 0,15613\omega_i^2) \left(1 - \sqrt{\frac{T_{cp}}{T_{крi}}} \right) \right]^2, \quad (10)$$

где ω_i - ацентрический фактор i -го компонента.

При расчёте давления и температуры в трубопроводе производился итерационный перерасчёт сверхсжимаемости как величины, зависящей от средних расчётных значений давления и температуры в рассматриваемом газопроводе.

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

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

где T_{cp} - среднее значение температуры на рассматриваемом участке, К;

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

$T_{гр}$ - температура грунта, К;

T_0 - температура на начале трубопровода, К;

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

D_n - наружный диаметр трубопровода, м;

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

Q - расход газа, млн.м³/сут;

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

C_p - изобарная теплоемкость газа, $\frac{кДж}{кг \cdot K}$;

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

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

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

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

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

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;

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

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

$$\rho_{кр} = \frac{M}{V_{кр}};$$

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

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

Коэффициент 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;

$Re = \frac{4 * T_{ct} * 10^6 * QM}{86400 * 24,055 * P_{at} * \pi * g * D_v * \mu * T_{cp}}$ – 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:

$$T_l = T_{гр} + (T_0 - T_{гр}) * e^{-al} - D_i * \frac{P_0^2 - P_l^2}{2 * a * l * P_{cp}} * (1 - e^{-al}),$$

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

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

Для расчётов давления и температуры газа с применением уравнений состояния реального газа Ван-дер-Ваальса, Пенга-Робинсона и его модификации с шифт-параметром, Ридлиха-Квонга и Соаве-Ридлиха-Квонга, коэффициент сверхсжимаемости определяется как единственное действительное решение кубических уравнений (2), (3), (5) и (7). 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 в качестве ответа выдает матрицу с тремя строками и одним столбцом.

Исходные данные для моделирования представлены в таблице 1.

Таблица 3 – 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	288
Давление на входе в трубопровод P_0 , МПа	14,5
Расход газа Q_T , млн.м ³ /сут	2

Протяженность трубопровода L , м	9288
Внутренний диаметр трубопровода D_v , м	0,325
Наружный диаметр трубопровода D_n , м	0,451
Температура грунта $T_{гр}$, К	226
Коэффициент шероховатости трубы $K_{ш}$, м	$0,5 * 10^{-3}$
Коэффициент Джоуля-Гомпсона D_i , К/МПа	0,78
Фактическое давление на выходе из газопровода, МПа	14,35
Фактическая температура на выходе из газопровода, °С	12,3

Результаты математического моделирования. Было проделано сравнение фактических и расчётных значений распределения давления и температуры вдоль всей длины рассматриваемого трубопровода (табл. 4,5).

Таблица 4– Результаты расчёта давления в ПО MathCad

x, м	P, МПа						
	РФактич.	РЛГ	РВДВ	РПР	РПРshift	РПК	РСПК
0	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
1000	14,48	14,480	14,486	14,485	14,484	14,483	14,482
2000	14,47	14,460	14,472	14,469	14,468	14,465	14,465
3000	14,45	14,441	14,459	14,454	14,452	14,448	14,447
4000	14,44	14,421	14,445	14,438	14,435	14,431	14,429
5000	14,42	14,402	14,431	14,423	14,419	14,414	14,411
6000	14,40	14,382	14,417	14,407	14,403	14,396	14,393
7000	14,39	14,362	14,403	14,392	14,387	14,379	14,375
8000	14,37	14,342	14,389	14,376	14,370	14,361	14,357
9000	14,36	14,323	14,375	14,360	14,354	14,344	14,339
9288	14,35	14,317	14,371	14,356	14,350	14,339	14,334
Погрешность, %	0	0,227	0,149	0,041	0,003	0,078	0,110

Таблица 5 – Результаты расчёта температуры в ПО MathCad

x, м	T, К						
	TФактич	TЛГ	TВДВ	TПР	TПРshift	ТПК	TСПК
0	15,00	15	15	15	15	15	15
1000	14,70	14,691	14,716	14,709	14,706	14,701	14,699
2000	14,40	14,383	14,434	14,419	14,413	14,403	14,399
3000	14,11	14,076	14,152	14,130	14,121	14,106	14,100
4000	13,81	13,770	13,871	13,842	13,830	13,810	13,801
5000	13,52	13,465	13,592	13,555	13,540	13,515	13,505
6000	13,23	13,162	13,313	13,269	13,252	13,222	13,209
7000	12,94	12,859	13,035	12,985	12,964	12,929	12,914
8000	12,65	12,558	12,759	12,701	12,677	12,637	12,620
9000	12,36	12,257	12,483	12,418	12,392	12,347	12,327
9288	12,30	12,171	12,404	12,337	12,309	12,263	12,243
Погрешность, %	0	1,050	0,842	0,298	0,076	0,300	0,461

Полученные результаты распределения давления показывают сильное влияние на распределение давления и температуры в трубопроводе выбранной модели. Наибольшая

точность достигнута с применением модификации уравнения состояния реального газа Пенга-Робинсона с шифт-параметром.

На основании этого можно сделать вывод о том, что уравнение состояния Пенга-Робинсона подходит для определения удельной ошибки, зависящей от выбранного уравнения состояния реального газа.

На рисунках 1 и 2 представлено распределение удельной ошибки расчёта давления и температуры соответственно, в зависимости от входного давления.

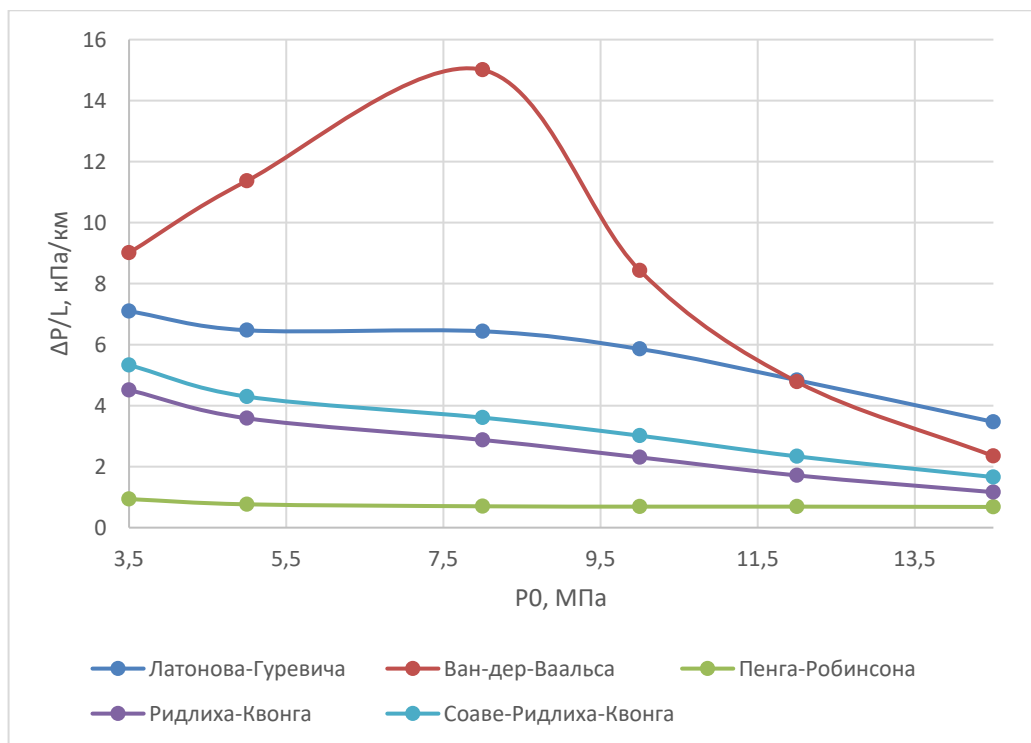


Рисунок 1 – График зависимости удельной ошибки расчёта давления в трубопроводе, связанной с выбранным уравнением состояния реального газа, от давления на входе в трубопровод

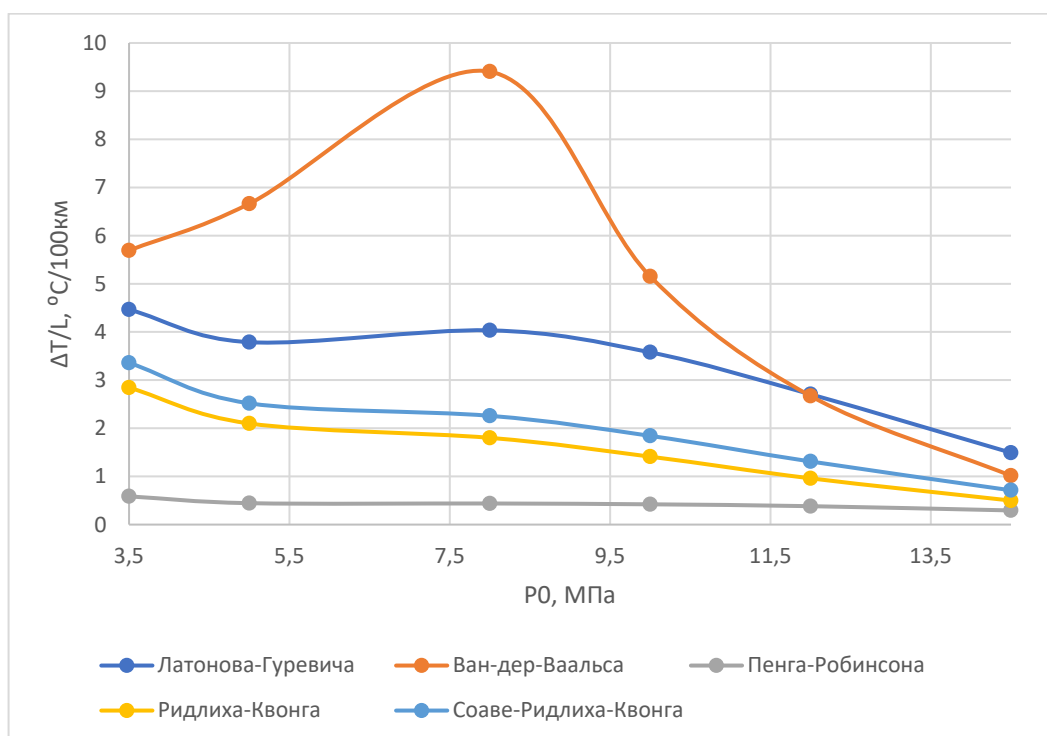


Рисунок 2 – График зависимости удельной ошибки расчёта температуры в трубопроводе, связанной с выбранным уравнением состояния реального газа, от давления на входе в трубопровод

Для большинства из рассматриваемых уравнений состояния реального газа с течением времени происходит снижение давления на входе в газопровод, в результате выработки месторождения, увеличивается расхождение в результатах расчётов давления и температуры.

Заключение. В ходе исследования определено, что выбор модели реального газа оказывает наибольшее влияние на динамику изменения температуры. Потери точности расчёта распределения температуры не превышают 1,05 %. Неточность в расчёте давления же не превышает 0,23 %.

Снижение значений давления на входе в газопровод для большинства уравнений состояния реального газа приводит к повышению погрешности в расчётах. Классическое же уравнение Ван-дер-Ваальса даёт при различных давлениях различную погрешность. Наибольшее значение этой погрешности достигается при 8 МПа. При данном давлении удельная ошибка расчёта давления и температуры составляет 15 кПа/км и 9,5 °С/100км соответственно.

Список литературы:

1. Зипир В. Г., Чернова О. С. Повышение эффективности проектирования разработки нового газоконденсатного актива методами интегрированного моделирования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – №. 1. – С. 54-63.
2. Исланбек Ж. Е. Анализ влияния геоклиматических факторов на образование гидратов в газовых скважинах и газопроводах. – 2018.
3. Елин Н. Н., Крюков С. В., Корюкина Т. В. Моделирование аварийных режимов участка газопровода с учетом свойств реального газа // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2017. – №. 1. – С. 62-68.
4. Алиев Т. И. Основы моделирования дискретных систем. – 2009.
5. Аргунова К. К., Рожин И. И., Бондарев Э. А. Свойства реального газа и их аналитическое представление // Газохимия. – 2010. – №. 6 (16). – С. 52-54.
6. Moiseev K.V., Volkova E.V., Urmancheev S.F. Effect of Convection on Polymerase Chain Reaction in a Closed Cell // Procedia IUTAM. 2013. V. 8. P 172 175.
7. Ильясов А.М., Моисеев К.В., Урманчев С.Ф. Численное моделирование термоконвекции жидкости с квадратичной зависимостью вязкости от температуры // Сибирский журнал индустриальной математики. 2005. Т. VIII. № 4 (24). С. 51 59.
8. Моисеева Е.Ф., Мальшев В.Л., Моисеев К.В., Урманчев С.Ф. Влияние способа подвода тепла на характер течения при конвекции Рэлея-Бенара // Вестник УГАТУ. 2011. Т. 15. № 4 (44). С. 154 158.
9. Кулешов В.С., Моисеев К.В. Численное моделирование конвективных течений аномально термовязкой жидкости // Вестник УГАТУ. 2016. Т. 20. № 2 (72). С. 74-80.

10. Кулешов В. С., Моисеев К. В., Урманчеев С. Ф. Периодические структуры при конвекции аномально термовязкой жидкости // Вестник БашГУ. 2017. Т. 22. №2. С. 297-302.
11. Кулешов В.С., Моисеев К.В., Хизбуллина С.Ф., Михайленко К.И., Урманчеев С.Ф. Особенности конвективных течений аномально термовязкой жидкости // Математическое моделирование. 2017. Т. 29. №5. С. 16-26.
12. Моисеев К.В., Хизбуллина С.Ф., Бахтизин Р.Н., Урманчеев С.Ф., Кулешов В.С., Алфёров А.В. Математические модели термогравитационной конвекции неоднородной жидкости // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 2. С. 165-170.
13. Kuleshov, V.S., Moiseev, K.V., Khizbullina, S.F., Mikhaylenko K.I., Urmanceev S.F. Convective Flows of Anomalous Thermoviscous Fluid // Mathematical Models and Computer Simulations. 2018. V. 10(4). P. 529-537.
14. В. С. Кулешов, К. В. Моисеев, С. Ф. Урманчеев Изолированные режимы течений при конвекции аномально термовязкой жидкости в плоской ячейке // Прикладная математика и механика 2019, Т. № 3, С. 460-470.
15. Kuleshov, V.S., Moiseev, Urmanceev S.F. Isolated Convection Modes for the Anomalous Thermoviscous Liquid in a Plane Cell // Fluid Dynamics 2019, Vol. 54, P. 983-990.
16. Кулешов В.С., Моисеев К.В. Конвекция термовязкой жидкости в ячейке, подогреваемой сбоку // Многофазные системы, - 2019. - Т. 14. - № 1. - С. 67-72.
17. Moiseev K.V., Kuleshov, V.S., Bakhtizin R.N. Free convective of a linear heterogeneous liquid in a square cavity at side heating / /SOCAR Proceedings 2020, No.4, P. 108-116.
18. Moiseev K.V., Popenov A.I., Bakhtizin R.N. Express method for the testing of tribotechnical properties of lubricants // SOCAR Proceedings No. 24 (2021) 65-69.

References:

1. Zipir V. G., Chernova O. S. Povishenie effektivnosti proektirovaniya razrabotky novogo gazokondensatnogo aktiva metodami integrirovannogo modelirovaniya [Improving the efficiency of designing the development of a new gas condensate asset by integrated modeling methods] // Izvestiya Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inginiring georesursov. [Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Georesource engineering.] - 2020. - Vol. 331. - No. 1. - pp. 54-63.
2. Islanbek Zh. E. Analiz vliyaniya geoklimaticheskikh faktorov na obrazovanie gidratov v gazovyh skvaginah i gazoprovodah [Analysis of the influence of geoclimatic factors on the formation of hydrates in gas wells and gas pipelines.] - 2018.
3. Elin N. N., Kryukov S. V., Koryukina T. V. Modelirovanie avariynih rezimov uchastka gazoprovoda s uchetom svoystv real'nogo gaza [Modeling of emergency modes of a gas pipeline section taking into account the properties of real gas] // Vestnik Ivanovskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta. [Bulletin of the Ivanovo State Power Engineering University.] - 2017. - No. 1. - pp. 62-68.
4. Aliyev T. I. Osnovi modelirovaniya discretnih system [Fundamentals of modeling discrete systems]. - 2009.

5. Argunova K. K., Rozhin I. I., Bondarev E. A. Svoystva real'nogo gaza i ih analiticheskoe predstavlenie [Properties of real gas and their analytical representation] //Gazohimiya [Gas chemistry]. – 2010. – №. 6 (16). – Pp. 52-54.
6. Moiseev K.V., Volkova E.V., Urmancheev S.F. Effect of Convection on Polymerase Chain Reaction in a Closed Cell // Procedia IUTAM. 2013. V. 8. P 172 175.
7. Ilyasov A.M., Moiseev. K.V., Urmacheev. S.F. Chislennoe modelirovanie termokonvekcii jidkosti s kvadratichnoy zavisimost'yu vyazkost'yu ot temperature [Numerical simulation of thermoconvection of a liquid with a quadratic dependence of viscosity on temperature] // Sibirskiy jurnal industrial'noy matematiki [Siberian Journal of Industrial Mathematics] – 2005. – Vol.VIII. – No. 4 (24). Pp 51-59.
8. Moiseeva E.F., Malyshev V.L., Moiseev K.V., Urmancheev S.F. Vliyanie sposoba podvoda tepla na harakter techeniya pri konvekcii Rayleigh-Benard [The influence of the heat supply method on the flow pattern during Rayleigh-Benard convection] // Vestnik UGATU [UGATU Herald]. 2011. Vol. 15. No. 4 (44). pp. 154 158.
9. Kuleshov V.S., Moiseev K.V. Chislennoe modelirovanie konvektivnih techeniy anomal'no termovyazkoy jidkosti [Numerical modeling of convective flows of anomalously thermally viscous fluid] // Vestnik UGATU [UGATU Herald]. 2016. Vol. 20. No. 2 (72). pp. 74-80.
10. Kuleshov V. S., Moiseev K. V., Urmancheev S. F. Periopicheskie strukturi pri konvekcii anomal'no termovyazkoy jidkosti [Periodic structures in convection of an abnormally thermally viscous liquid] // Vestnik BASHGU [BASHGU Herald]. 2017. Vol. 22. No. 2. p. 297 302.
11. Kuleshov V.S., Moiseev K.V., Khizbullina S.F., Mikhailenko K.I., Urmancheev S.F. Osobennosti konvektivnih techeniy anomal'no termovyazkoy jidkosti [Features of convective flows of anomalously thermoviscid fluid] // Matematicheskoye modelirovanie [Mathematical modeling]. 2017. Vol. 29. No. 5. p. 16 26.
12. Moiseev K.V., Khizbullina S.F., Bakhtizin R.N., Urmancheev S.F., Kuleshov V.S., Alferov A.V. Matematicheskie modeli termogravitacionnoy konvekcii neodnorodnoy jidkosti [Mathematical models of thermogravitational convection of an inhomogeneous liquid] // Neftegazovoe delo [Oil and gas business]. 2017. Vol. 15. No. 2. p. 165 170.
13. Kuleshov, V.S., Moiseev, K.V., Khizbullina, S.F., Mikhaylenko K.I., Urmancheev S.F. Convective Flows of Anomalous Thermoviscous Fluid // Mathematical Models and Computer Simulations. 2018. V. 10(4). P. 529 537.
14. V. S. Kuleshov, K. V. Moiseev, S. F. Urmancheev Izolirovanie rejimy techeniy pri konvekcii anomal'no termovyazkoy jidkosti v ploskoy yacheyke [Isolated flow regimes during convection of an anomalously thermally viscous liquid in a flat cell] // Prikladnaya matematika I mehanika [Applied Mathematics and Mechanics] 2019, Vol. No. 3, pp. 460-470.
15. Kuleshov, V.S., Moiseev, Urmancheev S.F. Isolated Convection Modes for the Anomalous Thermoviscous Liquid in a Plane Cell // Fluid Dynamics 2019, Vol. 54, P. 983-990.
16. Kuleshov V.S., Moiseev K.V. Konvekciya termovyazkoy jidkosti v yacheyke, podogretoy sboku [Convection of a thermally viscous liquid in a cell heated from the side] // Mnogofaznie sistemy [Multiphase systems], – 2019. – Vol. 14. – No. 1. – pp. 67-72.

17. Moiseev K.V., Kuleshov, V.S., Bakhtizin R.N. Free convective of a linear heterogeneous liquid in a square cavity at side heating / /SOCAR Proceedings 2020, No.4, P. 108-116.
18. Moiseev K.V., Popenov A.I., Bakhtizin R.N. Express method for the testing of tribotechnical properties of lubricants // SOCAR Proceedings No. 24 (2021) 65-69.