



ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГАЗОВОГО ФАКТОРА С УЧЕТОМ РАСТВОРЕННОГО В ВОДЕ ГАЗА НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.Г.Михайлов¹, А.И.Пономарев^{2*}, А.С.Топольников¹

¹ООО «РН-УфаНИПИнефть», Уфа, Россия;

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Prediction of Gas Factor Taking into Account Gas Dissolved in the Water at Late Stages Development of Oil Fields

V.G.Mikhaylov¹, A.I.Ponomarev², A.S.Topolnikov¹

¹«RN-UfaNIPIneft» JSC, Ufa, Russia; ²Ufa State Petroleum Technology University, Ufa, Russia

Abstract

Oil and gas production at late stages of Western Siberia oil fields development in process of body height of water content in well production is followed by disproportionate body height of a field gas factor. Only the allocation of oil and gas accumulation in bottom-hole formation zone, this phenomenon is not explained. It is shown that progressing growth of the field gas factor with the reduction of oil production and the forcing of fluid production are caused by the entrance in wells oil gas dissolved in the water in reservoir conditions as well as gas overflowed from unrecoverable oil reserves. Temperature rise fluid flow in system of the oil-field collection and preparation of the production brings to content increasing of «fat» components in the composition of the separated gas as a result of the difference of thermophysical oil and water properties. As follows from the results of phase transitions calculations, when the water cutting of well production over 90-95%, the field gas factor may grow several times in comparison with the initial gas content of the oil reservoir. In this paper we develop an approach based on mathematical modeling of dissolved gas in the produced water and a method is proposed to predict changes in gas factor depending on the water cut of well production.

Keywords:

Gas-oil ratio;
Water cut of produced fluids;
Mathematical model;
Equation of state;
Gas solubility;
Water salinity.

© 2017 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Одной из важнейших проблем разработки месторождений на поздней стадии выработки является превышение промыслового газового фактора над проектным значением, которое характерно для высокообводненных месторождений, разрабатываемых методом заводнения. Запасы растворенного в нефти газа обычно оцениваются по величине усредненного газового фактора, определяемого на основании лабораторного разгазирования глубинных проб пластовой нефти, отобранных из ряда скважин месторождения на момент подсчета его запасов. При этом оценка запасов газа, растворенного в пластовой воде, не предусматривается регламентом.

Растворенный в воде газ способен существенно увеличить текущую добычу газа из нефтяных скважин при вовлечении в процесс добычи значительных объемов пластовой воды [1]. Несоответствие

замеренных и проектных (расчетных) значений газового фактора (рис.1) приводит к необходимости

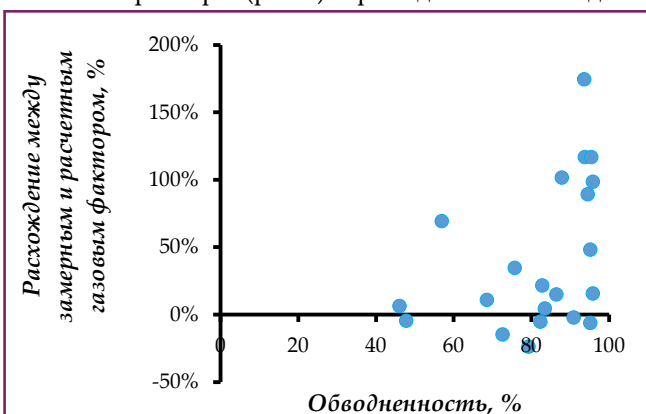


Рис.1. Расхождение между замерным и проектным газовым фактором в зависимости от обводненности продукции скважин по группе месторождений одного из добывающих предприятий Западной Сибири

E-mail: pnmrv@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20170300322>

сти пересмотра запасов нефти и газа, искажению промысловой отчетности и создает дополнительные технологические трудности для функционирования поверхностной инфраструктуры.

Одновременно с растворением газа в воде происходит изменение свойств пластовой нефти: уменьшение остаточного газосодержания и давления насыщения, рост плотности и вязкости [1, 2]. Это связано с тем, что при разработке месторождения в режиме активного заводнения, когда пластовое давление и давление в призабойной зоне выше давления насыщения, при контактировании с нагнетаемой водой из газонасыщенной пластовой нефти экстрагируются и растворяются в водной фазе в основном легкие углеводороды (метан, этан, пропан).

В течении последних десятилетий во всем мире проводятся интенсивные исследования, направленные на развитие методов математического описания фазового равновесия систем природных углеводородов [3-5], а в последние годы и систем легких углеводородов и воды [6]. Доминирующим направлением математического моделирования газожидкостного равновесия является применение уравнений состояния для описания свойств сосуществующих равновесных фаз.

Расчет фазового равновесия с использованием уравнений состояния основан на строгом применении классических положений термодинамики многокомпонентных систем – равновесия химических потенциалов (летучестей) компонента смеси во всех сосуществующих фазах. К достоинствам аппарата уравнений состояния относится также возможность расчета фазового равновесия систем вода-легкие углеводороды за счет модификации известных уравнений состояния путем введения в аналитические зависимости бинарных коэффициентов – коэффициентов парного взаимодействия компонентов смеси.

В предложенной работе развивается подход, основанный на математическом моделировании растворения газа в попутно добываемой воде, на основе которого проводится анализ текущей ситуации на конкретном месторождении и предлагается методика прогнозирования изменения газового фактора во времени (от величины обводненности продукции скважин).

1. Описание математической модели

Существуют два различных подхода к моделированию фазового равновесия многокомпонентной системы, это Ф-Ф подход и γ -Ф подходы. Оба подхода основаны на выполнении условия термодинамического равновесия, а именно равенства коэффициентов летучести жидкой и газовой фазы для каждого компонента:

$$f_i^L(P, T) = f_i^V(P, T), \quad (1)$$

где $f_i^L(P, T) = f_i^V(P, T)$ – коэффициенты летучести i -ого компонента в зависимости от давления P и температуры T для жидкой и равновесной ей газовой фазы соответственно.

В предложенной работе будет использован Ф-Ф подход, суть которого состоит в расчете уравнений состояния для каждой фазы системы. В этом случае уравнение термодинамического равновесия (1) можно записать как:

$$x_i \Phi_i^L(T, P, x_i) = y_i \Phi_i^V(T, P, y_i) \quad (2)$$

где $\Phi_i^L = \frac{f_i^L}{x_i P}$, $\Phi_i^V = \frac{f_i^V}{y_i P}$

x_i, y_i – молярные доли i -ого компонента для жидкой и газовой фазы соответственно.

Для расчета параметра Φ с помощью уравнения состояния воспользуемся известным термодинамическим выражением в виде [3]

$$RT \ln \Phi_i^\gamma = \int_\vartheta \left[\left(\frac{\partial P}{\partial n_i^\gamma} \right)_{T, n^\gamma} - \frac{RT}{\vartheta} \right] d\vartheta - RT \ln Z^\gamma \quad (3)$$

где ϑ – молярный объем; R – газовая постоянная; Z – коэффициент сверхсжимаемости; $\gamma=L$ – индекс для жидкости; $\gamma=V$ – для газа; n_i^γ – число молей i -ого компонента, связанное с молярной долей выражением

$$n_i^L = y_i \sum_{k=1}^N n_k^L, \quad n_i^V = x_i \sum_{k=1}^N n_k^V$$

где N – число компонентов смеси.

На примере уравнения состояния в форме Соаве-Редлиха-Квонга (SRK) рассмотрим возможность модификации его для системы «вода-легкие углеводороды» (метан, этан, пропан). Общий вид уравнения состояния Соаве-Редлиха-Квонга [7,8]:

$$P = \frac{RT}{\vartheta - b} \frac{a}{\vartheta(\vartheta + b)} \quad (4)$$

где для i -го компонента

$$a_i = 0.42747 \frac{R^2 T_{ci}^2}{P_{ci}} a_i(T_{ri}, \omega_i) \quad (5)$$

$$b_i = 0.08664 \frac{RT_{ci}}{P_{ci}} \quad (6)$$

Здесь: ω_i – коэффициент ацентричности;

P_{ci} и T_{ci} – критические давление и температура соответственно;

$T_{ri} = T/T_{ci}$ – приведенная температура;

$$\alpha_i(T_{ri}, \omega) = [1 + m_i(1 - T_{ri}^{0.5}) - p_i(1 - T_{ri})(0.7 - T_{ri})]^2$$

$$m_i = 0.48508 + 1.55171\omega_i - 0.15613\omega_i^2$$

В основу определения зависимости $\alpha = \alpha(T_{ri}, \omega)$ положено условие точного расчета по уравнению состояния (4) давления насыщенного пара вещества в широком диапазоне изменения температуры. При $T_r > 1$ в работе [9] предлагается использовать уравнение $\alpha = \alpha(T_{ri}, \omega)$ в виде:

$$\alpha_i(T_{ri}, \omega) = \left[\exp\left(c_i(1 - T_{ri}^{d_i})\right) \right]^2 \quad (7)$$

где $d_i = 1 + \frac{m_i}{2} + 0.3p_i$; $c_i = \frac{d_i - 1}{d_i}$

p_i – полярный параметр, учитывающий свойства несвязанных компонентов (табл.1).

Выражения для коэффициентов кубического

Таблица 1	
Значения полярного параметра для воды, этана и пропана	
Компонент	p_i
Вода	0.1422
Этан	0.03769
Пропан	0.03158

уравнения состояния реального газа зависят от его вида. Так, при использовании уравнения состояния Соаве-Редлиха-Квонга для расчета парожидкостного равновесия в форме (4), термодинамическое соотношение для определения коэффициента летучести имеет вид:

$$\ln(\Phi_i) = -\ln \frac{P(\vartheta-b)}{RT} - \frac{a}{bRT} \ln \frac{\vartheta+b}{\vartheta} + Z - 1 + \left(\sum_{j \neq i} x_j \frac{\partial a}{\partial x_j} \right) \frac{1}{bRT} \ln \frac{\vartheta+b}{\vartheta} \left(\sum_{j \neq i} x_j \frac{\partial b}{\partial x_j} \right) \times \left(1 - Z - \frac{a}{bRT} \ln \frac{\vartheta+b}{\vartheta} \right)$$

При этом требуется введение эмпирических коэффициентов K_{ij}^a, K_{ij}^b , уточняющих парное взаимодействие молекул компонентов i и j при расчете перекрестных коэффициентов a_{ij}, b_{ij} в виде:

$$a_{ij} = a_i^{0.5} a_j^{0.5} (1 - K_{ij}^a); \quad b_{ij} = 0.5(b_i + b_j)(1 - K_{ij}^b)$$

В данной работе также используется уравнение состояния Соаве-Редлиха-Квонга для расчета термодинамического соотношения по определению коэффициента летучести, но в форме Брусилковского [3]:

$$\ln(\Phi_i) = \ln \left(\frac{f_i}{x_i P} \right) = -\ln(Z - B_m) - \frac{A_m}{B_m} \left[\frac{(\partial a_m / \partial n_i)_{T, n_{i \neq j}} - b_i}{a_m} \right] \ln \left(\frac{Z + B_m}{Z} \right) + \frac{b_i \sum_{k=1}^N n_k}{Z - B_m} - \frac{A_m}{B_m} \frac{b_i}{Z + B_m} \quad (8)$$

где
$$P = \frac{RT \sum_{k=1}^N n_k}{\vartheta - b_m} + \frac{a_m}{(c_m - d_m)(\vartheta + c_m)} - \frac{a_m}{(c_m - d_m)(\vartheta + d_m)}$$

$$b_m = \sum_{k=1}^N n_k b_k; \quad c_m = \sum_{k=1}^N n_k c_k; \quad d_m = \sum_{k=1}^N n_k d_k$$

или для каждой из фаз:

$$\ln \Phi_i^\gamma = -\ln(Z^\gamma - B_m^\gamma) + \frac{b_i}{b_m^\gamma} (Z^\gamma - 1) - \frac{A_m^\gamma}{B_m^\gamma} \left(\frac{2a_i^\gamma}{a_m^\gamma} - \frac{b_i^\gamma}{b_m^\gamma} \right) \ln \left(1 + \frac{B_m^\gamma}{Z^\gamma} \right) \quad (9)$$

где для жидкости справедливы равенства:

$$a_m^L = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j a_{ij}, \quad b_m^L = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j b_{ij},$$

$$A_m^L = 0.42748 \frac{P}{T^2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j a_{ij},$$

$$B_m^L = 0.08664 \frac{P}{T} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j b_{ij},$$

$$\frac{a_i^L}{a_m^L} = \frac{\sum_{j=1}^N x_j a_{ij}}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j a_{ij}}, \quad \frac{b_i^L}{b_m^L} = \frac{b_i}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j b_{ij}}$$

а для газа:

$$A_m^V = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N y_i y_j a_{ij}, \quad B_m^V = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N y_i y_j b_{ij},$$

$$A_m^V = 0.42748 \frac{P}{T^2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N y_i y_j a_{ij},$$

$$B_m^V = 0.08664 \frac{P}{T} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N y_i y_j b_{ij},$$

$$\frac{a_i^V}{a_m^V} = \frac{\sum_{j=1}^N y_j a_{ij}}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N y_i y_j a_{ij}}, \quad \frac{b_i^V}{b_m^V} = \frac{b_i}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N y_i y_j b_{ij}}$$

Значения коэффициента сжимаемости (Z -фактора) Z^γ для жидкой и газовой фаз определяются из решения кубического уравнения:

$$(Z^\gamma)^3 - (Z^\gamma)^2 + Z^\gamma (A_m^\gamma - B_m^\gamma - (B_m^\gamma)^2) - A_m^\gamma B_m^\gamma = 0$$

При этом действительный наименьший положительный корень относится к жидкой фазе, а действительный наибольший положительный – к газовой.

Для расчета молярной доли каждого компонента используется уравнение материального баланса в виде:

$$z_i F = x_i L + y_i V,$$

где z_i - молярная доля i -го компонента в смеси;

F - количество молей сырья;

L - количество молей жидкости;

V - количество молей газа.

Для расчета молярной доли i -го компонента в жидкой фазе применяется уравнение в виде:

$$x_i = \frac{z_i}{1 + \frac{V}{F}(K_i - 1)}$$

в газовой фазе:

$$y_i = \frac{K_i z_i}{1 + \frac{V}{F}(K_i - 1)}$$

где K_i - константа равновесия для каждого компонента;

V/F - определяется итерационно из уравнения Рэчфорда и Райса.

В соответствии с молекулярной теорией газов для вычисления перекрестных коэффициентов a_{ij} отражающих взаимодействие молекул чистых компонентов i и j смеси, используется среднее геометрическое правило смешения, а для расчета коэффициентов b_{ij} , характеризующих собственный объем молекул, - среднее арифметическое

правило смешения [3]:

$$a_{ij} = a_i^{0.5} a_j^{0.5} (1 - K_{ij}^a) \quad (10)$$

$$b_{ij} = 0.5(b_i + b_j) \quad (11)$$

где
$$a_i^{0.5} = \frac{T_{ci}}{P_{ci}^{0.5}} \alpha_i^{0.5}, \quad b_i = \frac{T_{ci}}{P_{ci}}$$

Для повышения точности инженерных расчетов в выражения (10) вводятся бинарные эмпирические коэффициенты K_{ij}^a , уточняющие влияние парного взаимодействия молекул компонентов i и j . Расчет значений бинарных коэффициентов K_{ij}^a является завершающим этапом в создании уравнения состояния, описывающего теплофизические свойства и фазовое равновесие систем.

Для определения бинарных коэффициентов были рассмотрены зависимости от температуры, которые обеспечивают наилучшее согласование с имеющимися экспериментальными данными по растворению легких углеводородов в воде [10,11]. В таблице 2 приведены полученные эмпирически бинарные коэффициенты K_{ij}^a , а на рисунках 2-4 сравнение расчетных кривых и экспериментальных данных.

Как уже отмечалось, растворимость легких углеводородных газов в воде незначительна [1,9]. Однако при разработке нефтяных месторождений в режиме интенсивного заводнения для поддержания пластового давления наблюдается возрастание газового фактора нефти по сравнению со значениями, принятыми при первоначальном

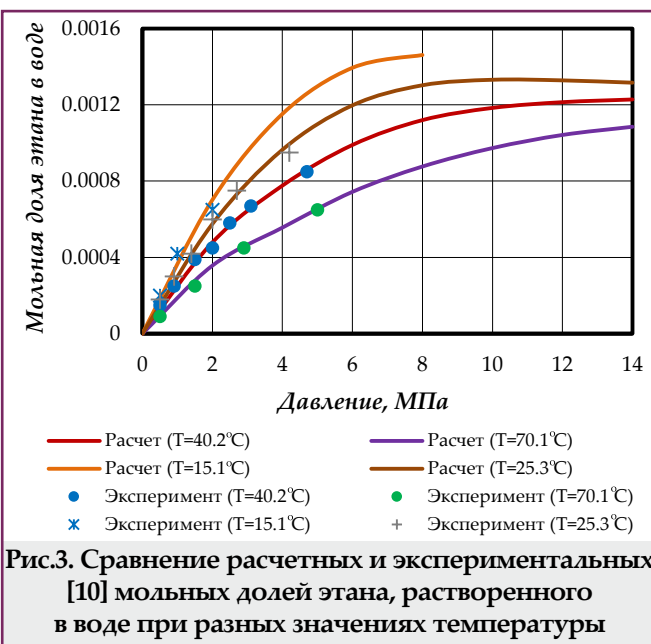


Рис.3. Сравнение расчетных и экспериментальных [10] мольных долей этана, растворенного в воде при разных значениях температуры

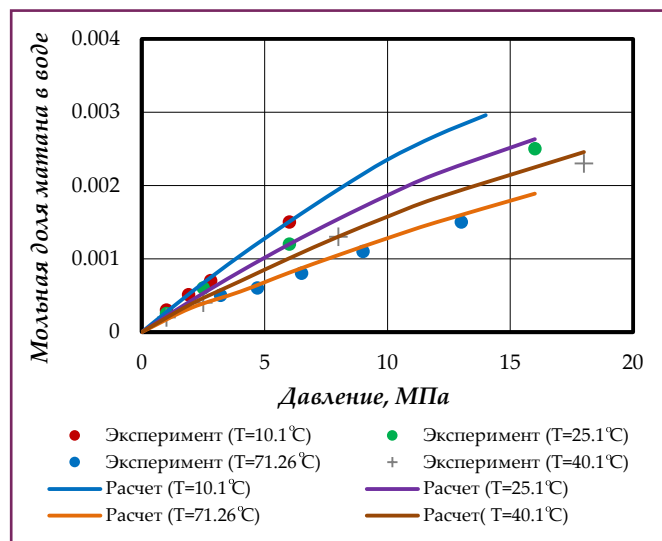


Рис.2. Сравнение расчетных и экспериментальных [10,11] мольных долей метана, растворенного в воде при разных значениях температуры

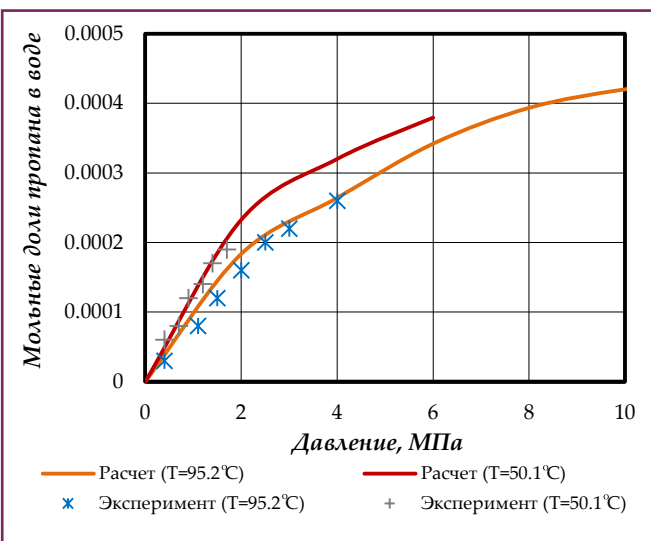


Рис.4. Сравнение расчетных и экспериментальных [11] мольных долей пропана, растворенного в воде при разных значениях температуры

Таблица 2

Расчетные зависимости для бинарных коэффициентов

Компонент	j				
	K_{ij}^a	C_{1j}	C_{2j}	C_{3j}	$(H_2O)_j$
i	C_{1j}	0	0	0	-0.4315+0.002125T
	C_{2j}	0	0	0	-0.3373+0.001145T
	C_{3j}	0	0	0	-0.2885+0.001109T
	$(H_2O)_j$	-0.4315 +0.002125T	-0.3373 +0.001145T	-0.2885 +0.001109T	0

подсчете запасов газа.

На рисунке 5 показаны результаты моделирования растворения легких углеводородов в чистой воде при температурах 20 °С и 80 °С в

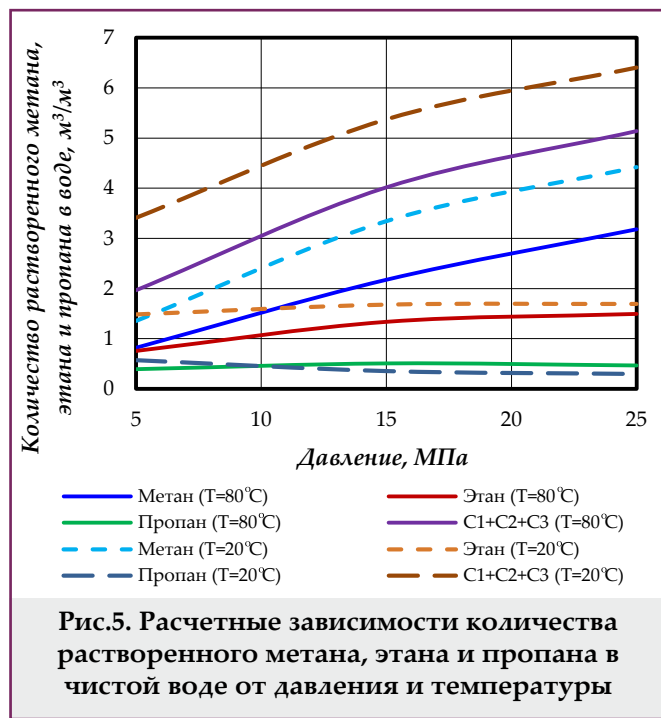


Рис.5. Расчетные зависимости количества растворенного метана, этана и пропана в чистой воде от давления и температуры

зависимости от изменения давления в системе. Согласно расчетам, суммарное содержание растворенного в чистой воде метана, этана и пропана при комнатной температуре и давлении 25 МПа превышает 6 м³/м³, при этом растворимость метана примерно в 2 раза выше, чем растворимость этана и в 6-8 раз выше, чем растворимость пропана. При увеличении температуры наблюдается монотонное снижение растворимости газов, равно как и при уменьшении давления.

2. Расчет коэффициента летучести системы углеводороды-минерализованная вода

С повышением минерализации воды растворимость газов в ней ухудшается [2]. Влияние содержащихся в пластовой воде солей на растворимость природного газа на практике обычно учитывается уравнением Сеченова [9]:

$$b_i^* = b_i^{(-a_i n')} \tag{12}$$

где a_i' – коэффициент Сеченова, характеризующий влияние соли на растворимость i -го газового компонента;

n' – концентрация растворенной в воде соли в г-экв/л;

b_i' – объем газового компонента, растворенного в единице массы воды.

Уравнение Сеченова дает достаточно грубую оценку растворимости природного газа в минерализованной воде, кроме того коэффициенты Сеченова для большинства газов получены из обобщения экспериментальных данных при минерализации воды более 1 г-экв/л, которая является нетипичной для пластовых вод месторождений Западной Сибири. В настоящей работе использу-

ется альтернативный подход, основанный на введении поправки при расчете коэффициентов летучести согласно [11]. Для оценки влияния электролитов *Debye and Huckel* (1923) [12] разработали модель для получения так называемого коэффициента активности γ_i^E . В случае, когда в системе вода-углеводороды присутствуют электролиты, в работе [13] предлагается для расчета коэффициента летучести использовать комбинацию из уравнения (9) и коэффициента активности в виде:

$$\ln \Phi_i^{EL} = \ln \Phi_i^L + \ln \gamma_i^{EL} \tag{12}$$

или

$$\ln \Phi_i^{EL} = -\ln(Z^L - B_m^L) + \frac{b_i^L}{b_m^L} (Z^L - 1)$$

$$-\frac{A_m^L}{B_m^L} \left(\frac{2a_i^L}{a_m^L} - \frac{b_i^L}{b_m^L} \right) \ln \left(1 + \frac{B_m^L}{Z^L} \right) + \frac{2AM_m h_{ms}}{B^3} f(BI^{0.5}) \tag{13}$$

где

$$A = \frac{1.327757 \times 10^5 \rho_w^{0.5}}{(\eta_m T)^{3/2}}, \quad B = \frac{6.359696 \rho_w^{0.5}}{(\eta_m T)^{0.5}}$$

M_m – средний молекулярный вес смеси (воды и углеводородов) (кг/моль);

ρ_w – плотность воды (кг/м³);

x'_m – мольная доля ионов в воде;

$\eta_m = x'_m \eta_w$ – диэлектрическая постоянная смеси с ионами;

η_w – диэлектрическая постоянная воды;

$$f(BI^{0.5}) = 1 + BI^{0.5} - \frac{1}{1 - BI^{0.5}} - 2 \ln(1 + BI^{0.5})$$

$$h_{ms} = -0.42493 \times 10^{-4} W_{NaCl}^2 + 0.049314 W_{NaCl} - 0.27388 \tag{14}$$

бинарный коэффициент для *NaCl*;

W_{NaCl} – концентрация соли в весовых процентах;

m_m – молярная концентрация отдельных ионов (моль/кг);

z_m – заряд ионов;

$$I = 0.5 \sum_m m_m z_m^2$$
 – ионная сила раствора.

На рисунке 6 приведено сравнение замеренных и расчетных (13) концентраций метана, растворенного в воде, с различной концентрацией

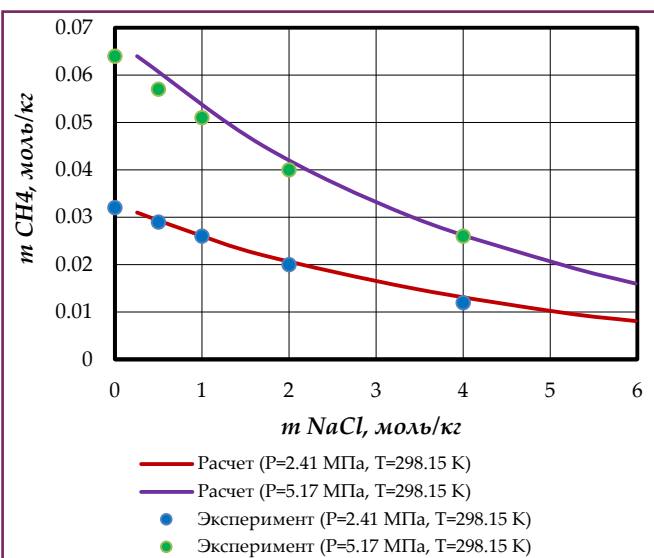
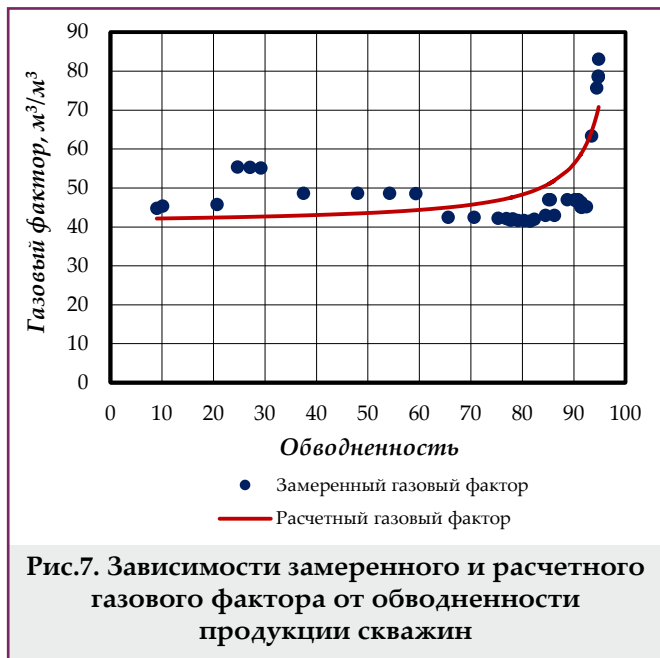


Рис.6. Сравнение расчетных и замеренных зависимостей растворимости метана от концентрации соли NaCl в воде [14]



соли $NaCl$. Наличие экспериментальных данных о величине растворимости метана в воде с различной концентраций $NaCl$ [14] позволило получить выражение (14) для расчета бинарного коэффициента для различных давлений. Из зависимостей рисунка 6 следует, что с ростом концентрации соли $NaCl$ в воде растворимость метана при заданной температуре падает.

Моделирование растворимости легких углеводородных газов в воде позволяет прогнозировать изменение газового фактора на месторождении в зависимости от обводненности продукции скважин. Для примера на рисунке 7 приведено сравнение замеренного газового фактора на скважинах одного из пластов месторождения Западной Сибири (замеры проводились с 1979 по 2016 гг., при этом обводненность выросла с 9% до 94.8%) с расчетным газовым фактором. В качестве расчетного газосодержания воды было принято значение $1.5 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Заключение

Проведенные исследования позволили:

- для описания свойств сосуществующих равновесных жидкой и газовой фаз получить значения бинарных коэффициентов компонентов системы на основе математического моделирования газожидкостного равновесия системы «метан-этан-пропан-вода» с применением уравнений состояния Соаве-Редлиха-Квонга;
- получить расчетные зависимости растворимости легких углеводородов (метана, этана, пропана) в воде от давления и температуры;
- показать, что минерализация воды в пластовых условиях может снизить растворимость легких углеводородов в воде в 2-3 раза; получить выражение бинарного коэффициента для расчета растворимости метана в воде с различной концентраций соли $NaCl$;
- на примере данных нефтяного месторождения показать, что в режиме интенсивного заводнения продуктивного пласта за счет перехода (экстрагирования) компонентов нефтяного газа (метана-этана-пропана) из нефти в воду газовый фактор может повыситься в 2 раза.

Таким образом, анализ промысловой статистики и математическое моделирование позволяют говорить о том, что растворение газа в воде может играть ключевую роль при объяснении такого распространенного в разработке явления как рост фактического газового фактора относительно проектного значения. Для месторождений со средней обводненностью 90% и выше этот фактор может стать доминирующим при прогнозировании объемов добычи попутного нефтяного газа.

Литература

1. Н.А.Гультяева, В.И.Шилов, О.В.Фоминых. Рост текущего газового фактора. Влияние растворенного в пластовой воде газа на общий объем добываемого со скважинной продукцией газа //Территория «Нефтегаз». -2013. -№9. -С.50-57.
2. И.М.Амерханов, Г.А.Реймс, С.Т.Гребнева, М.Р.Катаева. Влияние закачиваемой воды на параметры пластовой нефти //Нефтепромышленное дело. -1976. -№6. -С. 16-18.
3. А.И.Брусиловский. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М: «Грааль», 2002.
4. К.К.Аргунова, Э.А.Бондарев, И.И.Рожин. Аналитические уравнения состояния природных газов и их роль в математическом моделировании //SOCAR Proceedings. -2016. -№4. -С.41-47
5. Н.Н.Гамидов, В.М.Фаталиев. Влияние растворимости газов различного состава в углеводородном конденсате на параметры разработки газоконденсатных месторождений //SOCAR Proceedings. -2015. -№4. -С.36-42
6. M.Behrouz, M.Aghajani. Solubility of methane, ethane and propane in pure water using new binary interaction parameters //Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology. -2015. -Vol. 4. -No. 3. -P. 51-59.
7. G.Soave. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state //Chemical Engineering Science. -1972. -Vol. 27. -No. 6. -P. 1197-1203.
8. P.M.Mathias, T.Copeman. Extension of the Peng-Robinson equation of state to complex mixtures: evaluation of the various forms of the local composition concept // Fluid Phase Equilibria. -1983. -Vol. 13. -P. 91-108.
9. Ш.К.Гиматулинов. Физика нефтяного и газового пласта. М.: «Недра», 1971.
10. O.L.Culberson, Jr.J.J.McKetta. Phase equilibria in hydrocarbon-water systems, IV-vaporliquid equilibrium constants in the methane-water and ethane-water systems //Transactions AIME. Petroleum Division. -1951. -Vol. 192. -P. 297-300.
11. A.Chapoy. Phase behavior in water/hydrocarbon mixtures involved in gas production systems. Ph.D. Thesis. Mines ParisTech, 2004.
12. P.Debye, E.Huckel. Theory of electrolytes 1. Freezing point lowering and related phenomena //Physik Z. -1923. -Vol. 24. -P. 185.
13. K.Aasberg-Petersen, E.Stenby, A.Fredenslund. Prediction of high-pressure gas solubilities in aqueous mixtures of electrolytes //Industrial & Engineering Chemistry Research. -1991. -Vol. 30. -P. 2180-2185.
14. Z.Duan, S.Mao. A thermodynamic model for calculating methane solubility, density and gas phase composition of methane-bearing aqueous fluids from 273 to 523 K and from 1 to 2000 bar //Geochimica et Cosmochimica Acta. -2006. -Vol. 70. -P. 3369-3386.

References

1. N.A.Gulytaeva, V.I.Shilov, O.V.Fominyh. Rise in current gas factor. Influence of gas dissolved in oil-field water on total amount of gas produced with gas flowstream //Territoriya «Neftegaz». -2013. -№9. -P.50-57.
2. I.M.Amerhanov, G.A.Rejms, S.T.Grebneva, M.R.Kataeva. Vliyanie zakachivaemoj vody na parametry plastovoj nefti //Oilfield Engineering. -1976. -№6. -P. 16-18.
3. A.I.Brusilovskij. Fazovye prevrascheniya pri razrabotke mestorozhdenij nefti i gaza. M: «Gaal», 2002.
4. K.K.Argunova, E.A.Bondarev, I.I.Rozhin. Analytical equations of state of natural gas and their role in mathematical modeling //SOCAR Proceedings. -2016. -№4. -С.41-47
5. N.N.Hamidov, V.M.Fataliyev. Influence of solubility of the different composition gases in the hydrocarbon condensate to the production parameters of gas condensate fields //SOCAR Proceedings. -2015. -№4. -С.36-42
6. M.Behrouz, M.Aghajani. Solubility of methane, ethane and propane in pure water using new binary interaction parameters //Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology. -2015. -Vol. 4. -No. 3. -P. 51-59.
7. G.Soave. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state //Chemical Engineering Science. -1972. -Vol. 27. -No. 6. -P. 1197-1203.
8. P.M.Mathias, T.Copeman. Extension of the Peng-Robinson equation of state to complex mixtures: evaluation of the various forms of the local composition concept // Fluid Phase Equilibria. -1983. -Vol. 13. -P. 91-108.
9. Sh.K.Gimatudinov. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta. M.: «Nedra», 1971.
10. O.L.Culberson, Jr.J.J.McKetta. Phase equilibria in hydrocarbon-water systems, IV-vaporliquid equilibrium constants in the methane-water and ethane-water systems //Transactions AIME. Petroleum Division. -1951. -Vol. 192. -P. 297-300.
11. A.Chapoy. Phase behavior in water/hydrocarbon mixtures involved in gas production systems. Ph.D. Thesis. Mines ParisTech, 2004.
12. P.Debye, E.Huckel. Theory of electrolytes 1. Freezing point lowering and related phenomena //Physik Z. -1923. -Vol. 24. -P. 185.
13. K.Aasberg-Petersen, E.Stenby, A.Fredenslund. Prediction of high-pressure gas solubilities in aqueous mixtures of electrolytes //Industrial & Engineering Chemistry Research. -1991. -Vol. 30. -P.2180-2185.
14. Z.Duan, S.Mao. A thermodynamic model for calculating methane solubility, density and gas phase composition of methane-bearing aqueous fluids from 273 to 523 K and from 1 to 2000 bar //Geochimica et Cosmochimica Acta. -2006. -Vol. 70. -P. 3369-3386.

Прогнозирование газового фактора с учетом растворенного в воде газа на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений

В.Г.Михайлов¹, А.И.Пономарев², А.С.Топольников¹

¹ООО «РН-УфаНИПИнефть», Уфа, Россия;

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

Добыча нефти и газа на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений Западной Сибири по мере роста обводненности продукции скважин сопровождается непропорциональным ростом промыслового газового фактора. Показано, что прогрессирующий рост промыслового газового фактора при сокращении добычи нефти и форсированных отборах жидкости обусловлен поступлением в скважины нефтяного газа, растворенного в пластовых условиях в воде, в том числе перешедшего из неизвлекаемых запасов нефти. Повышение температуры потоков жидкости в системе промыслового сбора и подготовки продукции из-за различия теплофизических свойств нефти и воды способствует увеличению в составе газа сепарации «жирных» компонентов. Из результатов расчетов фазовых превращений следует, что при обводненности продукции скважин свыше 90-95% промысловый газовый фактор может вырасти в несколько раз по сравнению с начальным газосодержанием пластовой нефти. В работе развивается термодинамический подход, основанный на математическом моделировании растворения газа в попутно-добываемой воде и предлагается методика прогнозирования изменения газового фактора в зависимости от обводненности продукции скважин.

Ключевые слова: газовый фактор; обводненность продукции скважин; математическая модель; уравнение состояния; растворимость газа; минерализация воды.

Neft yataqlarının işlənməsinin son mərhələlərində suda həll olmuş qazın nəzərə alınması ilə qaz amilinin proqnozlaşdırılması

V.Q.Mixaylov¹, A.İ.Ponomaryov², A.S.Topolnikov¹

¹«РН-Уфа Neft Elmi Tədqiqat Layihə İnstitutu» MMC, Ufa, Rusiya;

²Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Qərbi Sibir neft yataqlarının işlənməsinin son mərhələlərində neft və qaz hasilatı neft quyu məhsullarının sulaşmasının artması ilə əlaqədar olaraq qaz mədən amilinin qeyri-proporsional artması ilə müşayiət olunur. Göstərilmişdir ki, neft hasilatının azalması və mayenin sürətlə çıxarılması zamanı mədən qazı amilinin sürətlə artması lay şəraitində suda həll olmuş, həmçinin çıxarılmamış neft ehtiyatlarından axıb gələn neft qazının quyuya daxil olmasından irəli gəlir. Məhsulun mədəndə yığılması və hazırlanması sistemində maye axını temperaturunun neftin və suyun istilik-fiziki xassələrinin fərqli olması səbəbindən yüksəlməsi qazın tərkibində "yağlı" komponentlərin ayrılmasının artmasına gətirib çıxarır. Faza çevrilmələrinin hesablamalarının nəticələri göstərir ki, quyu məhsulu 90-95% sulaşdıqda mədən qazı amili lay neftinin tərkibində olan qazın ilkin göstəriciləri ilə müqayisədə bir neçə dəfə arta bilər. Məqalədə hasil olunan səmt suyunda qazın həll olmasının riyazi modelləşdirilməsinə əsaslanan termodinamik yanaşma inkişaf etdirilir və quyu məhsulunun sulaşmasından asılı olaraq qaz amilinin dəyişikliklərinin proqnozlaşdırılması metodikası təklif edilir.

Açar sözlər: qaz amili; quyu məhsulunun sulaşması; riyazi model; vəziyyət tənliyi; qazın həll olması; suyun minerallaşması.