

ТЕПЛОФИЗИКА И ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ТЕПЛОТЕХНИКА

© А.Б. ШАБАРОВ¹, С.А. ЗАНОЧУЕВ²

¹ Тюменский государственный университет

² Тюменский нефтяной научный центр
kaf_mms@utmn.ru, sazanochuev@rosneft.ru

УДК 622.279.23

МЕТОД РАСЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ КОМПОНЕНТНОГО И ФАЗОВОГО СОСТАВА ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА

CALCULATION METHOD OF COMPONENT AND PHASE COMPOSITION OF GAS CONDENSATE MIXTURE IN NEAR-WELLBORE RESERVOIR

В рамках физико-математической модели квазиодномерного нестационарного течения и соответствующего численного метода расчета предложена и обоснована зависимость интенсивности фазовых переходов от параметров флюидов и фильтрационных свойств пласта при фильтрации газоконденсатной смеси. На основе предложенного подхода выявлены закономерности образования «конденсатных банок» — накопления конденсата в призабойной зоне пласта. Установлена зависимость изменения приведенных плотностей и расходов отдельных фаз (газ, конденсат) и компонентов от расстояния до скважины и от времени эксплуатации. Выполнено расчетно-параметрическое исследование изменения компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта. По результатам расчета типового примера для реальной газоконденсатной смеси показано, что накопление конденсата в призабойной зоне пласта, при эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления начала конденсации, оказывает значительное влияние на перераспределение жидкой и газовой фаз, а также на массовый расход добываемой продукции.

Abstract. The physic-mathematical model of quasi-one-dimensional time dependent flow and corresponding calculation method propose and establish a dependency of phase changes intensity on fluid parameters and filtration characteristics of the reservoir during the filtration of gas condensate mixture. In accordance with the proposed

method there were found patterns of “condensate banking” formation—a condensate accumulation in near-wellbore reservoir. There were established a dependency of the density changes, single phase flows (gas, condensate) and components on the radius between the well and external boundary and on the time of exploitation. A calculated-parametric study of change of both component and phase composition of gas condensate mixture in near-wellbore reservoir was made. The results of a typical example calculation based on the real gas condensate mixture showed that condensate accumulation in near-wellbore reservoir during well exploitations with a lower bottom hole pressure hugely affects both liquid and gas phases reallocation as well as mass flow rate of the recovered product.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Газоконденсатная смесь, фильтрация, фазовое поведение, компонентный состав, давление начала конденсации, относительные фазовые проницаемости, «конденсатная банка», единое уравнение состояния, расчетный метод.

KEY WORDS. Gas condensate mixture; filtering, phase behavior, component composition, relative permeability, “condensate banking”, equation of state, calculation method.

Разработка газоконденсатных месторождений сопровождается постоянным изменением состава и свойств добываемой продукции. Это связано с особенностями фазового поведения пластовой газоконденсатной системы при снижении давления как в залежи, так и в призабойной зоне скважин. Так, при снижении давления ниже давления начала конденсации происходит образование жидкой фазы и накопление ее в пласте при дальнейшей разработке месторождения на режиме истощения. Контроль за компонентным составом и свойствами добываемой продукции осуществляется прежде всего для учета и предоставления отчетных форм в контролирующие государственные органы.

Корректное прогнозирование компонентного состава позволяет планировать на долгосрочную перспективу добычу жидких и газовых углеводородов, проектировать и проводить мероприятия по повышению углеводородоотдачи. В настоящее время прогнозирование состава и свойств добываемых флюидов осуществляется с использованием пакетов гидродинамического моделирования, в основе которых лежат решения систем уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов в пласте, трубопроводах, а также в системе сбора и подготовки продукции. Для более корректного описания процессов, происходящих при движении газоконденсатных систем, разработаны методы композиционно-го моделирования, когда изменение фазового состояния углеводородных систем описывается с помощью многопараметрических уравнений состояния [1-3]. Для адаптации подобных уравнений необходимо знание реперных характеристик фазового состояния газоконденсатной смеси, полученных при проведении экспериментов, основанных на физическом моделировании процесса разработки месторождения на режиме истощения [4].

Однако созданные и апробированные методы композиционного моделирования зачастую не рассматривают проблему накопления жидкой фазы в призабойной зоне скважин при работе их с забойным давлением ниже давления начала конденсации. Этот процесс заметно влияет на продуктивность добывающих скважин. D. Afidick с соавторами в работе [5] рассматривают значительное

уменьшение продуктивности скважин газоконденсатного месторождения Аран (Индонезия) после 10-летнего цикла добычи. В работе применены методы радиального композиционного моделирования для изучения влияния накопления конденсата в призабойной зоне скважин. Авторы приходят к выводу, что даже газоконденсатная система с невысоким содержанием конденсата может привести к снижению продуктивности скважин до 50%. Основными доминирующими факторами при определении снижения продуктивности являются относительная проницаемость по газу и насыщенность жидкостью. А.Н. Шандрыгин с соавтором в работе [6] рассмотрели возможности оценки увеличения скин-фактора от повышения насыщенности выпавшим конденсатом призабойной зоны пласта.

Первоначально при вскрытии газоконденсатной залежи скважиной вне зависимости от ее геометрии происходит накопление жидкости в призабойной зоне пласта при условии работы скважины с забойным давлением ниже давления начала конденсации. Даже если на начальном этапе степень недонасыщенности пластовой УВ системы позволяет эксплуатировать скважины при давлениях выше давления начала конденсации, то в процессе ее эксплуатации пластовое давление снижается и достигаются условия, когда газоконденсатная система распадется на газовую и жидкую составляющие вследствие ее конденсации при снижении давления. Таким образом, процессы накопления жидкой фазы в пласте будут происходить в любом случае при разработке залежи на режиме истощения. Однако накопление жидкости в пласте может происходить до момента достижения критической насыщенности, когда жидкая фаза становится подвижной. Это зависит от фазовых проницаемостей пластовой системы, которые оцениваются для каждой залежи и пластового флюида индивидуально. Авторы работы [7] отмечают, что лабораторные измерения относительных фазовых проницаемостей должны выполняться при пластовых термобарических условиях и с использованием начального пластового флюида.

Методы прогноза газоконденсатных характеристик пластовой УВ системы при разработке месторождений на режиме истощения с использованием методов моделирования и решения оптимизационных задач раскрываются в работах [8; 9]. В работе [10] предложена физико-математическая модель и последовательность расчета параметров многокомпонентной газоконденсатной смеси (ГКС) в пласте.

Целью данной статьи является разработка и доведение до практического применения метода расчета по времени и по радиусу компонентного состава ГКС в пласте с учетом фазовых переходов «газ—жидкость» в призабойной зоне пласта при снижении давления ниже давления начала конденсации.

Основные допущения. В работе принимаются основные допущения, позволяющие упростить расчет, что дает возможность использовать его в дальнейшем в качестве одного из блоков при разработке экспертно-компьютерной системы «Интеллектуальное газоконденсатное месторождение», а также при экспериментальных исследованиях изменения компонентного и фазового состава ГКС при совместном отборе газовой и жидкой фаз.

1. Рассматривается квазистационарное радиальное течение ГКС [11-13 и др.] в контрольном объеме пласта с известной геометрией (см. рис. 1).

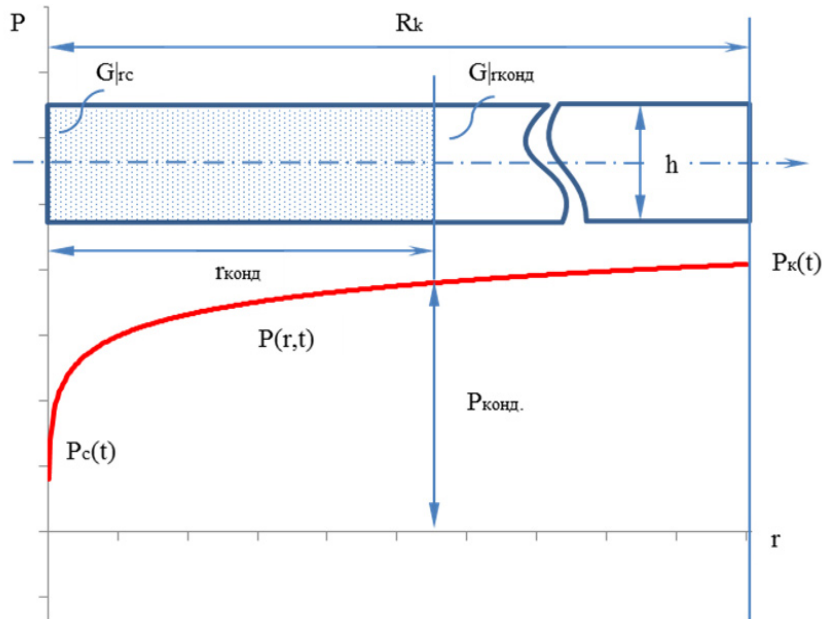


Рис. 1. Качественный вид изменения давления в пласте при работе газоконденсатной скважины

2. Распределение давления по радиусу (r) определяется из уравнений неразрывности и обобщенного уравнения Дарси для газа и конденсата [11]:

$$P(r) = P_c + C_1 \int_{r_c}^r \frac{dr}{r h f(r)}, \quad (1)$$

где

$$f(r) = \frac{\rho_l^{(0)} k \bar{f}_l}{\mu_l} + \frac{\rho_g^{(0)} k \bar{f}_g}{\mu_g};$$

$$C_1 = \frac{P_k(t) - P_c(t)}{\int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r h f(r)}}$$

$P_k(t)$ — давление на контуре питания, определяется из уравнения материального баланса в пласте; $P_c(t)$ — давление на забое скважины, определяется с учетом характеристики системы «пласт — скважина — сеть трубопроводов — узел комплексной подготовки газа и конденсата»; R_k, r_c — радиусы контура питания и скважины.

3. При расчете плотностей ГКС (ρ), фаз $\rho_{l,g}^{(0)}$ и компонентов $\rho_{l,g}^{(0)(k)}$, где нижние индексы l и g — относятся к жидкой и газовой фазам, индекс (k) — относится к компонентам ГКС ($k = 1 \dots N$), используются единое или отдельные уравнения состояния для газовой и жидкой фаз. Полагается, что в начале и в конце каждого рассматриваемого временного интервала $[t^{(n)}, t^{(n+1)}]$ в ГКС устанавливается термодинамическое равновесие.

4. Относительные фазовые проницаемости (ОФП) по жидкой и газовым фазам считаются известными функциями от газонасыщенности [11-13; 15]:

$$\overline{f_{l,g}} = \overline{f_{l,g}}(S_g(P(r))), \quad (2)$$

где

$$S_g = \frac{V_g}{V_{\Pi}},$$

$$V_{\Pi} = V \cdot m,$$

V_{Π} — объем пор; V_g — объем, занятый газовой фазой; m — пористость.

5. Диффузионные составляющие компонентов отсутствуют, тогда скорости фильтрации компонентов в фазах равны скорости фильтрации соответствующих фаз:

$$\omega_{l(k)} = \omega_l, \quad \omega_{g(k)} = \omega_g. \quad (3)$$

Система уравнений, начальные и граничные условия [10-14] фильтрационного изотермического движения двухфазной многокомпонентной смеси при сделанных допущениях включают в себя:

— уравнение неразрывности k -го компонента ГКС ($k = \overline{1 \dots N}$):

$$\frac{\partial(mS_{l,g}\rho_{l,g}^{(0)})}{\partial t} + \frac{1}{rh} \frac{d}{dr} (rh\rho_{l,g}^{(0)} \cdot \omega_{l,g}) = \pm J_{g,l}(k); \quad (4)$$

— обобщенное уравнение Дарси:

$$\omega_{l,g} = - \frac{k\overline{f_{l,g}}}{\mu_{l,g}} \frac{dP}{dr}, \quad (5)$$

где $\frac{dP}{dr} = \frac{C_1}{rhf(r)}$; k — абсолютная проницаемость; $\mu_{l,g}$ — динамические

вязкости; $\overline{f_l} = f_l^*(1 - \bar{x})^{n_l}$, $\overline{f_g} = f_{g*}\bar{x}^{n_g}$, $x = \frac{S_g - S_*}{S^* - S_*}$. Параметры f_l^* , f_{g*} , n_l , n_g , S^* , S_*

принимаются по обобщенным опытным данным [12; 13; 15];

— единое уравнение состояния [2; 3; 16]:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{aa}{(v+c)(v+d)}, \quad (6)$$

где $P = P(r)$ определяется по (1); T — пластовая температура; a , b , c , d — константы;

— уравнения равенства логарифмов парциальных летучестей компонентов в жидкой и газовой фазах [16]:

$$\ln l_{k,l} = \ln l_{k,g} \quad (k = \overline{1 \dots N}). \quad (7)$$

Уравнения (6) и (7) могут заменяться отдельными уравнениями состояния для газовой и жидкой фаз и уравнением для констант равновесия [16; 17].

Следует отметить, что для заданного массового состава ГКС \bar{c}_k ($k = \overline{1 \dots N}$), известных P , T и константах a_j , входящих в уравнения (6) и (7), по стандартным процедурам [16; 17] вычисляются:

$$\rho, \rho_{l(k)}, \rho_{g(k)}, \rho_l^{(0)}, \rho_g^{(0)} = \Phi_{\text{пл}}(\bar{c}_k, P, T, a_j), \quad (8)$$

где $\text{пл} = \overline{1..5}$; ρ — плотность газоконденсатной смеси; $\rho_{g(k)}, \rho_{l(k)}$ — плотность компонентов в газовой и жидкой фазах; $\rho_l^{(0)}, \rho_g^{(0)}$ — истинные плотности жидкости и газа.

Газонасыщенность, т. е. доля объема пор, занятая газом, равна:

$$S_g = \frac{\rho_l^{(0)} - \rho}{\rho_l^{(0)} - \rho_g^{(0)}}, \quad (9)$$

где $\rho = \frac{m_{\text{ГКС}}}{V_{\text{п}}}$, $m_{\text{ГКС}}$ — масса ГКС в объеме пор.

Уравнения (4), (5), (6), (8) и (9) замыкаются заданием геометрических параметров (см. рис. 1) и справочных теплофизических данных [17].

В начальный момент времени $t = t^{(0)}$ задается состав ГКС \bar{c}_k ($k = \overline{1 \dots N}$), давления $P_k^{(0)}, P_c^{(0)}$. Начальное распределение давления по радиусу $P_r^{(0)}(r)$ определяется уравнением (1), начальное распределение плотностей и газонасыщенности по радиусу находится из соотношений (8) и (9).

Граничные условия задаются в следующем виде:

- на контуре питания $r = R_k$ $P_k = P_k(t)$;
- на забое скважины $r = r_c$ $P_c = P_c(t)$.

Уравнения неразрывности (4) в виде баланса массы в контрольном объеме (см. рис. 1) записывается в виде:

— для жидкой фазы:

$$m_l^{(n+1)} = m_l^{(n)} + (G_l|_{r_{\text{конд}}} - G_l|_{r_c} + J_{gl}V_{\text{п}})\Delta t; \quad (10)$$

— для газовой фазы:

$$m_g^{(n+1)} = m_g^{(n)} + (G_g|_{r_{\text{конд}}} - G_g|_{r_c} - J_{gl}V_{\text{п}})\Delta t, \quad (11)$$

где $m_l = m S_l \rho_l^{(0)} V_{\text{п}}$; $m_g = m S_g \rho_g^{(0)} V_{\text{п}}$; $m_l = \sum m_{l(k)}$; $m_g = \sum m_{g(k)}$. (12)

Массовые расходы фаз вычисляются в сечениях $r = r_{\text{конд}}(P_{\text{конд}})$ начала конденсации и $r = r_c$ — на забое скважины:

$$G_l = w_l \rho_l^{(0)} \cdot 2\pi r h; \quad G_g = w_g \rho_g^{(0)} \cdot 2\pi r h, \quad (13)$$

где скорости фильтрации фаз определяются соотношением (5).

Интенсивность фазового перехода при фильтрации ГКС к скважине определяется соотношением трех величин: Δm_{ge} — массы, конденсированной из газа фазы, контрольного объема V_{Π} и времени Δt_V образования жидкой фазы Δm_{ge} из газа в объеме V_{Π} :

$$J_{gl} = K_1 \frac{\Delta m_{ge}}{V_{\Pi} \Delta t_V}, \quad (14)$$

где $V_{\Pi} = V \cdot m = \pi(r_{\text{конд}}^2 - r_c^2)hm$; $r_{\text{конд}}$ — радиус, на котором давление равно давлению начала конденсации $P_k(r_{\text{конд}}) = P_{\text{конд}}$; K_1 — идентификационный коэффициент, учитывающий неопределенности из-за сделанных допущений ($K_1 = 1$ при отсутствии специальных экспериментальных данных). В частности, этот коэффициент может быть использован для учета неравновесных процессов, происходящих при конденсации жидкой фазы из газоконденсатной смеси при снижении давления при приближении смеси к забою скважины.

Характерное время Δt_V , за которое происходит конденсация из массы газа $G_g|_{r_{i+1}} \Delta t_V$, поступившей через сечение r_{i+1} в контрольный объем $V_{\Pi} = \pi(r_{i+1}^2 - r_i^2)hm$ и дошедшей до r_i :

$$\Delta t_V = m \int_{r_i}^{r_{i+1}} \frac{dr}{|w_g|} = \frac{m \mu_g \ln(r_{i+1}/r_i)(r_{i+1}^2 + r_i^2) \bar{P}}{k \bar{f}_g (P_{i+1}^2 + P_i^2)}, \quad (15)$$

где $\bar{P} = P_{i+1} - \frac{P_{i+1}^2 - P_i^2}{4P_{i+1} \ln(r_{i+1}/r_i)}$.

Для определения массы Δm_{ge} рассмотрим процесс снижения давления от $P_{\text{конд}}$ при ($r = r_{\text{конд}}$) до забойного давления P_c при ($r = r_c$) на РТ-диаграмме для ГКС (рис. 2)

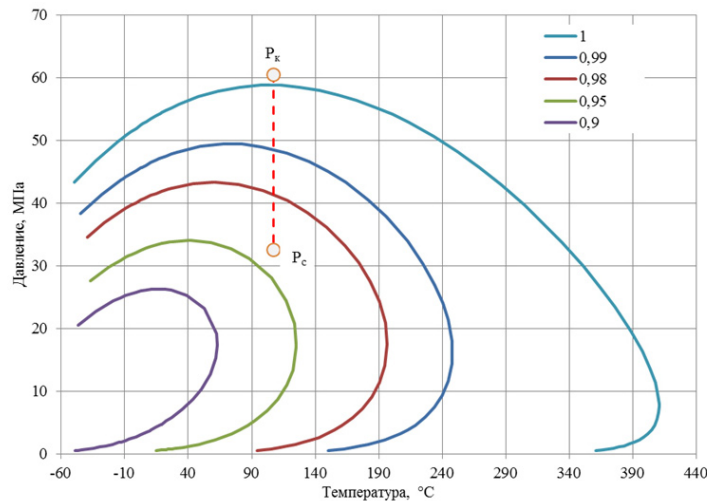


Рис. 2. Характерная фазовая диаграмма пластовой газоконденсатной смеси ачимовских отложений

При отсутствии фазового перехода в термодинамическом процессе снижения давления масса жидкости в составе смеси не изменяется. В реальном процессе снижения давления от $P_{\text{конд}}$ до P_c (см. рис. 2) за время Δt_V масса сконденсированной жидкости равна:

$$\Delta m_{ge} = \int_{r_c}^{r_{\text{конд}}} (\Delta \rho_{\text{лп}}(r) 2\pi r h m) dr,$$

где $\Delta \rho_{\text{лп}}(r) = \rho_{\text{лп}}(r) - \rho_{\text{лп}}(r_{\text{конд}})$, $\rho_{\text{лп}}(r) = \rho_l^{(0)} S_l$; $S_l = 1 - S_g$, следовательно:

$$\Delta m_{ge} = \Delta \overline{\rho_{\text{лп}}} \cdot V_{\text{лп}}, \quad (16)$$

где $\Delta \overline{\rho_{\text{лп}}} = \frac{1}{V_{\text{лп}}} \int_{r_c}^{r_{\text{конд}}} [\rho_l^{(0)}(r) (1 - S_g) 2\pi r h m] dr$.

Масса компонентов в смеси в момент времени t^{n+1} определяется из уравнений баланса массы для компонентов в жидкой и газовой фазах:

— для жидкой фазы:

$$m_{l(k)}^{(n+1)} = m_{l(k)}^{(n)} + \left(G_{l(k)} \Big|_{r_{\text{конд}}} - G_{l(k)} \Big|_{r_c} + J_{gl(k)} V_{\text{лп}} \right) \Delta t; \quad (17)$$

— для газовой фазы:

$$m_{g(k)}^{(n+1)} = m_{g(k)}^{(n)} + \left(G_{g(k)} \Big|_{r_{\text{конд}}} - G_{g(k)} \Big|_{r_c} - J_{gl(k)} V_{\text{лп}} \right) \Delta t, \quad (18)$$

где $G_{lg(k)} = G_{lg} \bar{y}_{l,g(k)}^{(n)}$, $J_{gl(k)} = J_{gl} \bar{y}_{l,g(k)}^{(n)}$;

$\bar{y}_{l,g(k)}^{(n)}$ — массовая доля компонента.

В момент времени $t^{(n+1)} = t^{(n)}$ массы фаз в контрольном объеме определяются по уравнениям (10) и (11), а массовые концентрации жидкой и газовой фаз и их компонентов ГКС по соотношениям:

$$\begin{aligned} \bar{C}_l^{n+1} &= \frac{m_l^{(n+1)}}{m_l^{(n+1)} + m_g^{(n+1)}}, \\ \bar{C}_l^{n+1} &= \frac{m_{l(k)}^{(n+1)} + m_{l(k)}^{(n)}}{m_l^{(n+1)} + m_g^{(n+1)}}, \\ \bar{C}_g^{n+1} &= \frac{m_g^{(n+1)}}{m_l^{(n+1)} + m_g^{(n+1)}}. \end{aligned} \quad (19)$$

В качестве расчетного примера были использованы исходные данные, характерные для пластовой системы ачимовских отложений в районе Уренгойского месторождения. Компонентный состав и основные свойства фракций пластовой углеводородной системы, а также характеристики пласта, используемые в расчете, представлены в табл. 1 и 2. В расчетах принималось условие динамического равновесия: при конденсатонасыщенности $S_l \geq 0,45$ вынос конденсата равен его накоплению за единицу времени.

Функции относительных фазовых проницаемостей, использованные для оценки фильтрационных характеристик фаз, представлены на рис. 3.

Таблица 1

Состав и свойства пластовой УВ системы

Компонент	Пластовый газ		Молекулярная масса	T _c , °C	P _c , МПа
	моль. д., %	масс. д., %			
He	0,005	0,001	4	-267,96	0,227
CO ₂	0,818	1,335	44,0	-146,95	3,394
N ₂	0,215	0,224	28,0	31,05	7,376
CH ₄	78,910	46,977	16,0	-82,55	4,6
C ₂ H ₆	8,013	8,941	30,1	32,25	4,884
C ₃ H ₈	4,347	7,114	44,1	96,65	4,246
i-C ₄ H ₁₀	1,070	2,308	58,1	134,95	3,648
n-C ₄ H ₁₀	1,275	2,751	58,1	152,05	3,8
i-C ₅ H ₁₂	0,474	1,268	72,2	187,25	3,384
n-C ₅ H ₁₂	0,426	1,142	72,2	196,45	3,374
C ₆	0,475	1,655	93,9	234,25	2,969
C ₇	0,689	2,699	105,6	263,338	2,945
C ₈	0,930	4,216	122,2	284,893	2,742
C ₉	0,494	2,533	138,1	308,928	2,506
C ₁₀	0,361	2,049	152,9	329,365	2,329
C ₁₁	0,232	1,449	168,4	348,076	2,177
C ₁₂	0,191	1,307	184,5	367,841	2,057
C ₁₃	0,157	1,176	202,5	386,745	1,961
C ₁₄	0,133	1,089	220,0	405,769	1,871
C ₁₅	0,103	0,913	238,7	424,823	1,786
C ₁₆	0,087	0,834	257,6	443,239	1,716
C ₁₇	0,080	0,821	275,3	459,179	1,65
C ₁₈	0,067	0,721	292,1	474,134	1,603
C ₁₉	0,057	0,645	306,4	489,089	1,556
C ₂₀₊	0,390	5,830	402,5	504,044	1,509

Таблица 2

Исходные данные для расчета

Параметр	Обозначение	Значение параметра
Пластовое давление, МПа	P _k	60
Пластовая температура, °C	T	105
Забойное давление, МПа	P _c	40
Радиус контура, м	R _k	500
Радиус скважины, м	r _c	0,1
Абсолютная проницаемость, м ²	k	10·10 ⁻¹⁵
Пористость, дол. ед.	m	0,15
Толщина пласта, м	h	10

На первом этапе были рассчитаны показатели пластовой системы на начальный (нулевой) момент времени. На рис. 4 представлено распределение давления по радиусу, рассчитанное с учетом фильтрации жидкой и газовой фаз при снижении давления ниже давления начала конденсации.

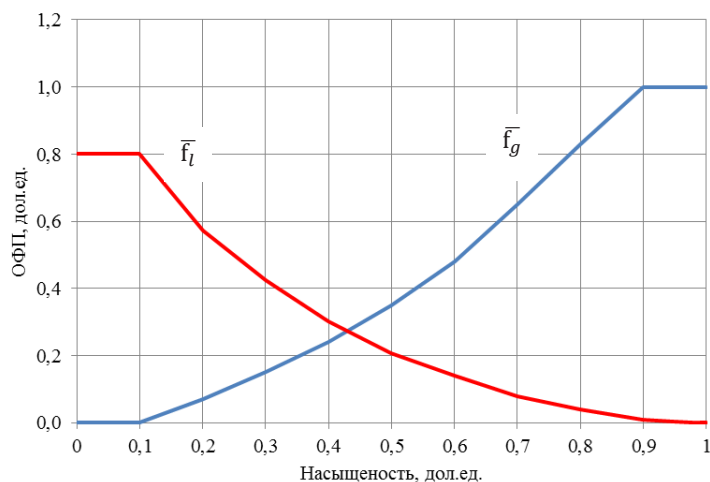


Рис. 3. Функции относительных фазовых проницаемостей

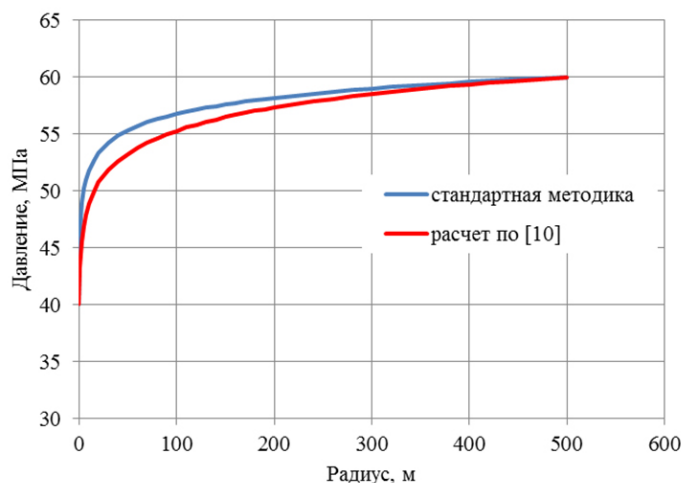


Рис. 4. Распределение давления в пласте по радиусу

На следующем этапе проведены модельные расчеты изменения параметров газоконденсатной системы для трех времен: 1, 10 и 30 суток. Эти времена характеризуют поведение пластовой системы в прискважинной зоне при проведении исследований после пуска скважины в работу. По результатам расчетов установлено, что через одни сутки работы скважины происходит образование фронта повышенной насыщенности призабойной зоны скважины жидкой фазой. При этом газонасыщенность в призабойной зоне со временем закономерно снижается (см. рис. 5). Изменение во времени приведенной плотности жидкой фазы (см. рис. 6) показывает рост «конденсатной банки» при работе скважины с забойным давлением ниже давления начала конденсации.

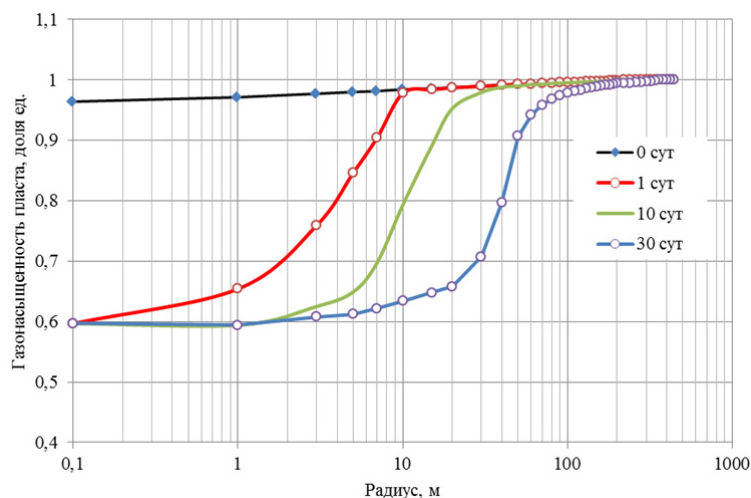


Рис. 5. Изменение газонасыщенности пласта по радиусу и по времени

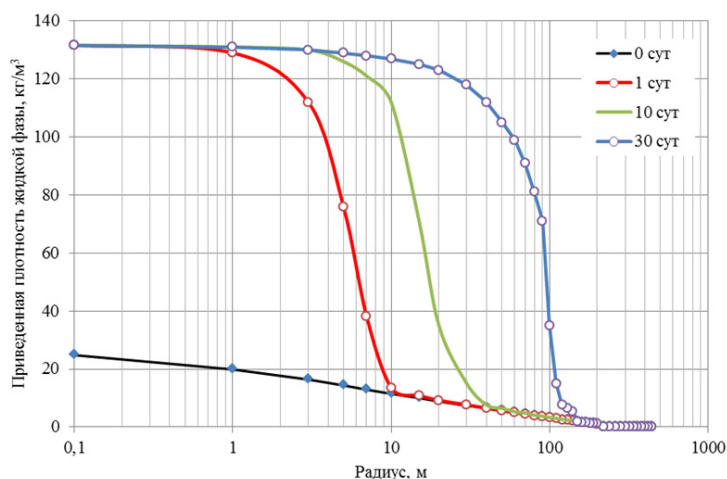


Рис. 6. Изменение приведенной плотности жидкой фазы по радиусу и времени

Выводы

1. Разработан и доведен до практического применения метод расчета изменения по времени и радиусу компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта.
2. Предложена расчетная модель интенсивности фазовых переходов в газоконденсатных смесях в зависимости от свойств флюидов и фильтрационно-емкостных свойств пласта.
3. В качестве примера приведены расчетные данные об изменении газонасыщенности и приведенной плотности жидкой фазы через 1, 10 и 30 суток вблизи газоконденсатной скважины.

4. Выполненные расчеты показывают возможность прогнозировать изменения состава и параметров газоконденсатных характеристик смеси в пласте, в частности потери конденсата в призабойной зоне пласта при изменении давлений на контуре питания и на забое скважины.

5. По результатам расчетов установлено, что при работе скважины происходит изменение состава добываемой продукции за счет накопления жидкой фазы в призабойной зоне пласта, т. е. образуется «конденсатная банка». Для выбранных исходных данных по начальному составу пластовой УВ системы и ОФП вынос жидкой фазы с призабойной зоны пласта происходит с первых суток работы скважины.

ОБОЗНАЧЕНИЯ

$P(r)$ — давление на расстоянии r от забоя скважины, Па

$P_k(t)$ — давление на контуре питания, Па

$P_c(t)$ — давление на забое скважины, Па

R_k — радиус контура, м

r_c — радиус скважины, м

r — радиус, м

$\rho_l^{(0)}$ — истинная плотность жидкой фазы, кг/м³

$\rho_g^{(0)}$ — истинная плотность газовой фазы, кг/м³

$\rho_{l(k)}^{(0)}$ — истинная плотность компонента в жидкой фазе, кг/м³

$\rho_{g(k)}^{(0)}$ — истинная плотность компонента в газовой фазе, кг/м³

\bar{f}_l — относительные фазовые проницаемости по жидкости

\bar{f}_g — относительные фазовые проницаемости по газу

S_g — газонасыщенность

V_{Π} — объем пор, м³

V — контрольный объем, м³

m — пористость, дол. ед.

$w_{l(k)}$ — скорость фильтрации компонента в жидкой фазе, м/с

w_l — скорость фильтрации жидкой фазы, м/с

$w_{g(k)}$ — скорость фильтрации компонента в газовой фазе, м/с

w_g — скорость фильтрации газовой фазы, м/с

k — компонент

t — время, с

h — толщина пласта, м

$J_{g,l(k)}$ — интенсивность фазового перехода, кг/м³·с

k — абсолютная проницаемость, м²

R — универсальная газовая постоянная

a, b, c, d — константы в уравнении состояния

v — объем, м³

$l_{k,l}$ — летучесть компонента в жидкой фазе

$l_{k,g}$ — летучесть компонента в газовой фазе

- \bar{c}_k — массовая доля компонентов
 $m_l^{(n)}$ — масса жидкой фазы, кг
 $m_g^{(n)}$ — масса газовой фазы, кг
 $m_{g(k)}^{(n)}$ — масса компонента в газовой фазе, кг
 $m_{l(k)}^{(n)}$ — масса компонента в жидкой фазе, кг
 G_l — массовый расход жидкой фазы, кг/с
 G_g — массовый расход газовой фазы, кг/с
 μ_l — вязкость жидкой фазы, Па·с
 μ_g — вязкость газовой фазы, Па·с
 Δt_V — время заполнения контрольного объема, с

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Wang, P., Pope, G.A. Proper Use of Equations of State for Compositional Reservoir Simulation SPE 69071 // Journal of Petroleum Technology. July 2001. Vol. 53. № 7. Pp. 74-81.
2. Peng, D.-V., Robinson, D.B. A new two constant equation of state // Ynd. Eng. Chem. Fundament. 1976. Vol. 15. Pp. 59-64.
3. Soave, G. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state // Chemical Engineering Science. 1976. № 6. Pp. 1197-1207.
4. Брусиловский А.И., Нугаева А.Н. Теория и практика обоснования свойств природных углеводородных систем: обз. инф. // Серия «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». М.: ИРЦ Газпром, 2008. 112 с.
5. Afidick, D., Kaczorowski, N.J., Bette Srinivas Production Performance of a Retrograde Gas Reservoir: A Case Study of the Arun Field SPE 28749, 1994.
6. Shandrygin, A., Rudenko, D. (2005, January 1). Condensate Skin Evaluation by the Means of Transient Pressure Analysis // Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/97027-MS
7. Kalla, S., Leonardi, S.A., Berry, D.W., Poore, L.D., Sahoo, H., Kudva, R.A., & Braun, E. (2014, December 1). Factors That Affect Gas-Condensate Relative Permeability // Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/173177-PA
8. Заночуев С.А. Прогнозирование пластовых потерь и содержания УВ С₅ в пластовом газе при снижении давления на основе оптимизационной задачи // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. статей: в 2 ч. / под ред. Б.А. Григорьева. Ч. 1. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. С. 34-42.
9. Rudenko, D., Rymarenko, K. (2013, October 15). Method for C₅+ Content Estimation in Produced Gas Condensate (Russian) // Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/166912-RU
10. Шабаров А.Б. Физико-химическая модель и метод расчета течения газоконденсатной смеси в пласте // Вестник Тюменского государственного университета. Серия «Физико-математические науки. Информатика». 2014. № 7. С. 7-18.
11. Шабаров А.Б. Гидрогазодинамика. Тюмень: Изд-во ТюмГУ, 2011. 404 с.
12. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч. II. М.: Наука, 1980. 360 с.

13. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. 416 с.
14. Deng, H., Chen, Z., Dong, C. & Nikpoor, M.H. Compositional Simulation of Condensate Banking Coupled with Reservoir Geomechanics, SPE, University of Calgary 168671-MS SPE Conference Paper — 2013
15. Алтунин А.Е., Соколов С.В., Степанов С.В., Черемисин А.Н., Шабаров А.Б. Расчетный метод получения относительных фазовых проницаемостей на основе решения обобщенных уравнений Бернулли для системы поровых каналов // Нефтепромысловое дело. 2013. № 8. С. 40-46.
16. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
17. Григорьев Б.А., Герасимов А.А., Ланчаков Г.А. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций. М.: Изд. дом МЭИ, 2007. 344 с.

REFERENCES

1. Wang, P., Pope, G.A., Proper use of equations of state for compositional reservoir simulation SPE 69071 // Journal of Petroleum Technology, Vol. 53. № 7. 2001. Pp.74-81.
2. Peng, D.-V., Robinson, D.B. A new two constant equation of state // Ynd. Eng, Chem. Fundament. Vol. 15. 1976. Pp. 59-64.
3. Soave, G. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state // Chemical Engineering Science. № 6. 1976. Pp. 1197-1207.
4. Brusilovsky, A.I., Nugaeva, A.N. Teoriia i praktika obosnovaniia svoistv prirodnykh uglevodorodnykh sistem: Obz. inf. // Ser. «Geologiya, burenie, razrabotka i ekspluatatsiia gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii». Theory and practice of the properties of natural hydrocarbon systems. Moscow, 2008. 112 p. (in Russian).
5. Afidick Deddy, Kaczorowski, N.J., Bette Srinivas Production performance of a retrograde gas reservoir: a case study of the Arun field SPE 28749, 1994.
6. Shandrygin, A., Rudenko, D. Condensate skin evaluation by the means of transient pressure analysis // Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/97027-MS. 2005.
7. Kalla, S., Leonardi, S.A., Berry, D.W., Poore, L.D., Sahoo, H., Kudva, R. A., & Braun, E. Factors that affect gas-condensate relative permeability // Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/173177-PA. 2014.
8. Zanochev, S.A. Prognozirovaniye plastovykh poter' i sodержaniia UV S5+ v plastovom gaze pri snizhenii davleniia na osnove optimizatsionnoi zadachi // Aktual'nye voprosy issledovaniia plastovykh sistem mestorozhdenii uglevodorodov: sb. nauchnykh statei: v 2 ch. Prediction of reservoir losses and C5+ content of hydrocarbons in the reservoir gas pressure reduction on the basis of the optimization problem // Topical research issues of hydrocarbon systems formation: collection of scientific articles. Moscow: Gazprom Vniigaz. Part 1. 2011. Pp. 34-42. (in Russian).
9. Rudenko, D., Rymarenko, K. Method for C5+ content estimation in produced gas condensate // Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/166912-RU. 2013.
10. Shabarov, A.B. Fiziko-khimicheskaia model' i metod rascheta techeniia gazokondensatnoi smesi v plaste // Vestnik Tiimenskogo gosudarstvennogo universiteta. 2014. №7. Fiziko-matematicheskie nauki. Informatika s. 7 - 18. Physical-mathematical model and flow method of gas-condensate mixture in reservoir // Bulletin of Tyumen State Oil and Gas University. № 7. Physical-mathematical Science. Computer Science. 2014. Pp. 7-18. (in Russian).
11. Shabarov, A.B. Gidrogazodinamika. Fluid and gas dynamics. Tyumen, 2013. 404 p. (in Russian).

12. Nigmatulin, R.I., *Dinamika mnogofaznykh sred. Ch II. Dynamic of multiphase systems. Part 2.* Moscow: Nauka, 1980. 360 p. (in Russian).
13. Basniev, K.S., Kochina, I.N., Maksimov, V.M. *Podzemnaia gidromekhanika Reservoir hydromechanics.* Moscow: Nedra, 1993. 416 p. (in Russian).
14. Deng, H., Chen, Z., Dong, C., Nikpoor, M.H. *Compositional simulation of condensate banking coupled with reservoir geomechanics,* SPE, University of Calgary 168671-MS SPE Conference Paper. 2013.
15. Altunin, A.E., Sokolov, S.V., Stepanov, S.V., Cheremisin, A.N., Shabarov, A.B. *Raschetnyi metod polucheniia odnositel'nykh fazovykh pronitsaemostei na osnove resheniia obobshchennykh uravnenii Bernulli dlia sistemy porovykh kanalov // Neftepromyslovoe delo.* 2013, №8 s. *Calculation method of receiving relative phase permeability based on solution of Bernulli generalized equations for a system of porous channels // Oilfield Engineering.* № 8. 2013. Pp. 40-46. (in Russian).
16. Brusilovsky, A.I. *Fazovye prevrashcheniia pri razrabotke mestorozhdenii nefi i gaza. Phase transitions at oil and gas development.* Moscow, 2002. 575 p. (in Russian).
17. Grigoryev, B.A. Gerasimov, A.A., Lanchakov, G.A. *Fazovye prevrashcheniia pri razrabotke mestorozhdenii nefi i gaza. Thermophysical properties and phase equilibrium of gas condensates.* Moscow, 2007. 344 p. (in Russian).

Авторы публикации

Шабаров Александр Борисович — заведующий кафедрой механики многофазных систем Физико-технического института Тюменского государственного университета, доктор технических наук, профессор

Заночуев Сергей Анатольевич — главный специалист ООО «Тюменский нефтяной научный центр», НК «Роснефть»

Authors of the publication

Alexander B. Shabarov — Dr. Tech. Sci., Professor, Head of the Department of Multiphase Systems Mechanics, Physics and Technical Institute, Tyumen State University

Sergey A. Zanochev — Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center Ltd., Rosneft Oil Company