

Об уравнениях движения газоконденсатных систем в пористых средах и трубах вблизи давления конденсатообразования

Р.М. Саттаров
доктор технических наук, профессор,
научный консультант¹
r.sattarov@yahoo.com

Б.З. Тухфатов
кандидат технических наук,
генеральный директор²
tuxfatov@mail.ru

¹НИИ «Геотехнологических Проблем Нефти, Газа и Химии», Баку, Азербайджан
²КГП «ОблТрансГаз», Атырау, Казахстан

Эффективность технологических процессов разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений неразрывно связана с выбором и установлением в системе пласт–скважина–трубопроводные коммуникации термогидрогазодинамически оптимальных режимов течения газожидкостной смеси, сопровождаемые, как правило, неравновесными явлениями и фазовыми переходами. Неравновесные процессы и фазовые переходы в газожидкостных системах проявляются в достаточно широком диапазоне давлений, включая и области выше и ниже критических давлений, при этом, как правило, релаксационные свойства отмеченных смесей зависят как от уровня давления, так и от темпа изменения давления в системе. Поскольку при движении газожидкостных систем происходит снижение давления, то естественно предположить, что по мере движения может происходить образование и рост новой фазы (на нано и микро уровнях) конденсации, часть из которых, как правило, выносится газовым потоком, а часть скапливается на стенках пор или труб, изменяя гидравлические характеристики среды.

Известно, при разработке и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений возникает необходимость исследования термогидрогазодинамического состояния флюидов, как в свободном объеме, так и в пористых средах, поскольку контроль и управление технико-технологическим процессом газоконденсатодобычи требует детального теоретического анализа процессов переноса углеводородного сырья на всех этапах добычи.

При этом моделирование технико-технологических процессов и выбор оптимальных режимов добычи газа и конденсата представляет важный практический интерес не только на этапе проектирования технологических схем, но и на любой стадии разработки месторождения.

Причем особый интерес представляют исследования фазового состояния и кинетики фазовых превращений флюидов в различных скважино-трубопроводных и пластовых условиях, поскольку кинетика восстановления термодинамического равновесия, как правило, может нести уникальную информацию, как о самих флюидах, так и о свойствах свободного объема и порового пространства.

Построение рациональной системы эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений на основе установления термогидрогазодинамически оптимальных режимов течения газожидкостной смеси в системе разработки месторождения, системах транспортировки, отличается тем, что добываемые природные углеводороды представляет собой состав компонентов, при движении которых, как правило, происходят неравновесные процессы, сопровождаемые фазовыми переходами.

В принципе, можно считать установленным, что неравновесные процессы в газоконденсатных системах могут проявляться как при давлениях несколько выше давления начала конденсации, когда происходят процессы образования зародышей (на нано и микро уровнях) новой фазы, так и в дальнейшем, по мере снижения давления, когда происходит кластеризация новых фаз на более высоком масштабном уровне.

Кроме того, как показывают экспериментальные исследования, в областях критических термодинамических параметров, при фазовых переходах, наряду с процессами конденсации, происходят процессы испарения (обратный фазовый переход из газоконденсатного в однофазное газовое состояние) конденсата, что также предопределяет особый характер неравновесного поведения системы.

В такой ситуации, принятия адекватных инженерных решений для повышения

эффективности разработки и эксплуатации систем добычи природного газа и конденсата требует, прежде всего, надежного моделирования процессов течения газожидкостных углеводородных смесей в пластовых и трубопроводных системах, разработки достаточно упрощенных методов расчета, с учетом термогидрогазодинамически неравновесных особенностей многофазных систем.

Особенностям неравновесных процессов газожидкостных систем в достаточно широком диапазоне давлений, включая и области выше и ниже критических давлений, посвящены ряд исследований, в которых показано, что релаксационные свойства отмеченных смесей зависят как от уровня давления, так и от темпа изменения давления в системе [1, 2, 3, 4, 5].

Следует отметить, что результаты отмеченных исследований находятся в соответствии с кинетической теории фазовых превращений по Я.И. Френкелю [6], согласно которой возникновение новой фазы (на нано и микро уровнях) начинается задолго до критической точки под действием локальных флуктуаций.

В то же время, для оценки релаксационных свойств неравновесных газожидкостных систем, как правило, используются методы идентификационного моделирования [1, 3, 4].

Такой подход, на основе полученных идентификационных моделей не всегда позволяет выявлять физическую сущность исследуемых процессов.

Поэтому, в этом случае, сочетание идентификационных и термогидрогазодинамических методов моделирования для получения некоторых уравнений состояния и течений в пористых средах и трубах газожидкостных систем, в предпереходных областях с учетом неравновесных фазовых переходов, является наиболее целесообразным.

Поскольку при движении газожидкостных систем происходит снижение давления, то естественно предположить, что по мере движения может происходить образование и рост новой фазы (на нано и микро уровнях) конденсации, часть из которых, как правило, выносится газовым потоком, а часть скапливается на стенках пор или труб, изменяя гидравлические характеристики среды.

В соответствии с изложенным, можно записать зависимость плотности газожидкостной системы от концентрации вновь образованной новой фазы (на нано и микро уровнях) конденсации

$$\rho_{gf} = \rho_g(1 - C) + \rho_f C \quad (1)$$

где:

ρ_{gf} — плотность газожидкостной системы;

ρ_g — плотность газа;

ρ_l — плотность жидкости;

C — концентрация вновь образованной новой фазы (на нано и микро уровнях) конденсации.

Предполагается, что при образовании новой фазы конденсации на наноуровне, возникающие центры жидкостных нановключений, с уменьшением давления могут кооперироваться первоначально в нанокластеры, а затем на микроуровне в жидкостные микровключения, равномерно перераспределенные в газожидкостном потоке.

Предполагается также, что термодинамическая зависимость плотности газа от давления P и температуры T может быть записана как $\rho_g = \rho_g(P, T)$.

Однако если допустить, что в среде отсутствуют источники выделения или поглощения энергии, а изменение температуры в процессе движения газожидкостной системы крайне малы и остается приблизительно постоянной и равной T_0 , то уравнение термодинамического состояния для газа примет вид [7]

$$\rho_g = \rho_g(P, T_0) = \rho_g(P) \quad (2)$$

а плотность жидкости, при этом в силу также своей слабой сжимаемости по сравнению с плотностью газа, практически принимается постоянной $\rho_l = \rho_{l0} = const$.

Поскольку рассматриваемые процессы, из-за времени образования, кооперирования, роста и перераспределения на нано и микро уровне, носят неравновесный характер, то зависимость концентрации жидкостных включений C от уровня давлений P может быть записана как

$$\theta \frac{dC}{dt} + C = \beta_c (P_c - P) \quad (3)$$

где:

θ — характерное время образования жидкостных включений в газожидкостной системе;

β_c — коэффициент вновь образованной новой фазы

(на нано и микро уровнях) конденсации;

P_c — давление вновь образованной новой фазы (на нано и микро уровнях) конденсации;

t — время.

Предложенное уравнение (3) может описывать процессы конденсации в газожидкостной системе в интервале от давления вновь образованной новой фазы (на нано и микро уровнях) конденсации P_c (выше отмеченного давления в газе полностью отсутствуют жидкие включения), до уровня давления, когда система не может рассматриваться как гомогенная газожидкостная среда.

Уравнение (1) относительно C можно записать в следующем виде

$$C = \frac{\rho_{gf} - \rho_g}{\rho_l - \rho_g} \quad (4)$$

С учетом соотношений (2) и (4), а также предполагая, что плотность жидкой фазы постоянна и равна ρ_{l0} , дифференциальная зависимость (3) запишется

$$\theta \frac{d\rho_{gf}}{dt} + \rho_{gf} = \theta \frac{d\rho_g}{dP} \left\{ 1 - \frac{\rho_{gf}}{[\rho_{l0} - \rho_g(P)]} + \frac{\rho_g(P)}{[\rho_{l0} - \rho_g(P)]} \right\} \frac{dP}{dt} + \rho_g(P) - [\rho_{l0} - \rho_g(P)] \beta_c P + [\rho_{l0} - \rho_g(P)] \beta_c P_c$$

или после некоторых преобразований как

$$\theta \frac{d\rho_{gf}}{dt} + \rho_{gf} = \theta_c \frac{dP}{dt} + \beta_{cc} P \quad (5)$$

$$\theta_c = \theta \frac{d\rho_g}{dP} \left[\frac{\rho_{l0} - \rho_{gf}}{\rho_{l0} - \rho_g(P)} \right];$$

$$\beta_{cc} = \frac{\rho_g(P)}{P} - [\rho_{l0} - \rho_g(P)] \beta_c + [\rho_{l0} - \rho_g(P)] \beta_c \frac{P_c}{P}$$

Полученная зависимость (5), описывающая процессы конденсации в газожидкостной системе в интервале от давления вновь образованной новой фазы (на нано и микро уровнях) конденсации, является нелинейным неравновесным термодинамическим уравнением состояния газожидкостной смеси.

Нелинейное неравновесное термодинамическое уравнение состояния (5), при определенных принятых предположениях, может быть существенно упрощено.

Если предположить, что газ подчиняется закону термодинамически идеальному газу

$$\rho_g(P) = \frac{P_{g0}}{P_0} P \quad (6)$$

(P_{g0} и P_0 — постоянные), а также полагая для параметра θ_c правомерность замены, в первом приближении, плотности газожидкостной смеси плотностью газа $\rho_{gf} = \rho_g(P)$, а для параметра β_{cc} правомерность замены величины давления P ее осредненным значением P_m , то уравнение (5), в упрощенном линеаризованном виде, запишется

$$\theta \frac{d\rho_{gf}}{dt} + \rho_{gf} = \theta_{c0} \frac{dP}{dt} + \beta_{c0} P \quad (7)$$

$$\theta_{c0} = \theta \frac{P_{g0}}{P_0};$$

$$\beta_{c0} = \frac{P_{g0}}{P_0} - \rho_{l0} \beta_c \left(1 - \frac{P_c}{P_m} \right) + \frac{P_{g0}}{P_0} \beta_c (P_m - P_c)$$

Для описания фильтрационных процессов газоконденсатных систем в пластах, с учетом эффектов неравновесности в области образований новых фаз (на нано и микроуровнях) конденсации, можно воспользоваться условием, что

Материалы и методы

1. Зависимость плотности газожидкостной системы от концентрации вновь образованной новой фазы (на нано и микроуровнях) конденсации принята на основе термодинамических методов. Использовано также, уравнение термодинамического состояния для газа, а в силу своей слабой сжимаемости по сравнению с плотностью газа, принято допущение о постоянстве плотности жидкости.
2. Предложена неравновесная зависимость концентрации жидкостных включений от уровня давлений, описывающая процессы конденсации в газожидкостной системе в интервале от давления вновь образованной новой фазы (на нано и микроуровнях) конденсации P_c (выше отмеченного давления в газе полностью отсутствуют жидкие включения), до уровня давления, когда система не может рассматриваться как гомогенная газожидкостная среда.
3. Построено нелинейное неравновесное термодинамическое уравнение состояния газожидкостной смеси, описывающее процессы конденсации в газожидкостной системе в интервале от давления вновь образованной новой фазы (на нано и микроуровнях) конденсации, до уровня давления, когда система не может рассматриваться как гомогенная газожидкостная среда.
4. Получено дифференциальное уравнение изотермической фильтрации газоконденсатных систем, с учетом эффектов неравновесности в области образований новых фаз (на нано и микроуровнях) конденсации.
5. Получена система нелинейных уравнений, описывающая изотермические процессы течения газоконденсатных систем в скважинах и трубах, с учетом образований новых фаз (на нано и микроуровнях) конденсации.

Ключевые слова

термогидрогазодинамика, флюид, газодобыча, газоконденсатная система, нано, микро, дифференциальное уравнение

сжимаемость газожидкостной смеси на несколько порядков превышает сжимаемость пористой среды. Тогда уравнение неразрывности запишется в виде

$$m \frac{\partial \rho_{gf}}{\partial t} + \text{div} \rho_{gf} \vec{v}_{gf} = 0 \quad (8)$$

где:
 m — пористость пласта;
 \vec{v}_{gf} — скорость фильтрации газожидкостной смеси.

Предполагается, что уравнение фильтрации газожидкостной смеси описывается законом Дарси

$$\vec{v}_{gf} = -\frac{k}{\mu_{fg}} \text{grad} P \quad (9)$$

где:
 k — коэффициент проницаемости;
 μ_{gf} — вязкость газожидкостной смеси.

Поскольку, как отмечалось выше, часть образовавшегося конденсата (на нано и микроуровнях), как правило, выносятся газовым потоком, а часть скапливается на стенках пор, то коэффициент проницаемости и вязкость газожидкостной смеси в общем случае, с учетом изотермической фильтрации, могут быть записаны в следующем виде:

$$k = k[C(P)] = k(P) \quad (10)$$

$$\mu_{gf} = \mu_{gf}[P, C(P), T_0] = \mu_{gf}(P)$$

Теперь вводятся функции

$$p(P) = \int_0^P \frac{\rho_{gf}(P) k(P)}{\mu_{gf}(P)} dP \quad (11)$$

$$v(P) = m \left(\frac{dp}{dP} \right)^{-1}$$

Уравнение (8), с учетом (7), (9) и (11), после некоторых преобразований (в уравнении (7) субстанциональные производные, в силу пренебрежения конвективными составляющими, заменяются локальными производными), может быть записано как

$$\left(\theta_{c0} \frac{\partial}{\partial t} + \beta_{c0} \right) \left[v(P) \frac{\partial p}{\partial t} \right] = \left(\theta \frac{\partial}{\partial t} + 1 \right) \Delta p \quad (12)$$

где: $\Delta = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}$ — оператор Лапласа,
 x, y, z — пространственные координаты.

В простейшем случае, можно газоконденсатную смесь (с конденсатными включениями на нано и микроуровнях) считать термодинамически идеальной, с постоянной, не зависящей от давления, вязкостью $\mu_{gf}(P) = \mu^0_{gf} \text{const}$, а коэффициент проницаемости пласта, также считается постоянным $k(P) = k_0 = \text{const}$.

При этом плотность рассматриваемой смеси в первом приближении принимается в соответствии зависимостью $\rho_{gf}(P) = \frac{\rho^0_{gf} P^0}{R}$ также является постоянной.

Тогда, с учетом зависимостей функций

$$p(P) = \int_0^P \frac{\rho_{gf}^0 P k_0}{P_0 \mu_{gf}^0} dP = \frac{k_0 \rho_{gf}^0 P^2}{2 \mu_{gf}^0 P_0} \quad (11)$$

$$v(P) = \left(\frac{dp}{dP} \right)^{-1} = \frac{m \mu_{gf}^0 P_0}{k_0 \rho_{gf}^0 P} \quad (13)$$

уравнение (12) преобразуется к виду

$$\left(\theta_{c0} \frac{\partial}{\partial t} + \beta_{c0} \right) \left[\frac{m}{P} \frac{\partial P^2}{\partial t} \right] = \frac{k_0 \rho_{gf}^0}{\mu_{gf}^0 P_0} \left(\theta \frac{\partial}{\partial t} + 1 \right) \Delta P^2 \quad (14)$$

или

$$\left(\theta_{c0} \frac{\partial}{\partial t} + \beta_{c0} \right) \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{k_0 \rho_{gf}^0}{2 m \mu_{gf}^0 P_0} \left(\theta \frac{\partial}{\partial t} + 1 \right) \Delta P^2 \quad (15)$$

Поскольку, уравнения (14) и (15) получены в предположении постоянства температуры газожидкостных смесей T_0 , то они являются дифференциальными уравнениями изотермической фильтрации газоконденсатных систем, с учетом эффектов неравновесности в области образований новых фаз (на нано и микроуровнях) конденсации.

Предложенные дифференциальные уравнения (14) и (15), в частном случае, когда не имеют место фазовые образования конденсаций ($\theta = 0, \beta_c = 0, \beta_{c0} = \rho^0_{gf} / P_0$ и $\mu^0_{gf} = \mu^0_g$), полностью совпадают с дифференциальными уравнениями изотермической фильтрации газа [7].

Для описания процессов течения газоконденсатных систем в скважинах и трубах, с учетом эффектов неравновесности в области образований новых фаз (на нано и микроуровнях) конденсации, можно воспользоваться одномерным уравнением неразрывности

$$\frac{\partial \rho_{gf}}{\partial t} = -\frac{\partial \rho_{gf} w_{gf}}{\partial x} \quad (16)$$

где:
 w_{gf} — осредненная скорость газожидкостной смеси в трубе.

Уравнение движения газожидкостной смеси в трубах, при этом, может быть записан в следующем виде

$$\frac{\partial \rho_{gf} w_{gf}}{\partial t} + \frac{\partial \rho_{gf} w_{gf}^2}{\partial x} = -\frac{\partial P}{\partial x} - \rho_{gf} g \frac{\partial z}{\partial x} - \lambda \frac{\rho_{gf} w_{gf}^2}{2D} \quad (17)$$

где:
 g — ускорение свободного падения;
 D — диаметр трубы;
 λ — коэффициент гидравлического сопротивления;
 x — координата, совпадающая с осью трубы и направленная по течению газожидкостной смеси;
 z — превышение центра тяжести сечения трубы над горизонтальной плоскостью.

Система уравнений (7), (16) и (17), описывающая изотермические процессы течения газоконденсатных систем в скважинах и трубах, с учетом образований новых фаз (на нано и микроуровнях) конденсации, является системой нелинейных уравнение, решение которой относительно P, ρ_{gf} и w_{gf} сопряжено с определенными трудностями. Поэтому для их решения, можно прибегнуть к некоторым упрощениям и различного типа линеаризациям, в зависимости от конкретных технологических задач.

Итоги

Предложенная система дифференциальных уравнений (7), (16) и (17), в частном случае, когда не имеют место фазовые образования конденсаций ($\theta = 0, \beta_c = 0, \beta_c = \rho^0_{gf} / P_0, \mu^0_{gf} = \mu^0_g, \rho_{go} = \rho_g$ и $w_{go} = w_g$), полностью совпадают с системой дифференциальных уравнений течения газа в скважинах и трубах.

Выводы

Полученные уравнения движения газоконденсатных систем в пористых средах и трубах вблизи давления конденсатообразования, могут быть использованы при решении конкретных инженерных задач контроля и регулирования образований новых фаз (на нано и микроуровнях) конденсации для повышения эффективности различных технологических процессов газодобычи и газоконденсатоотдачи пласта.

Список используемой литературы:

1. Саттаров Р.М., Фарзанае П.Я. Исследование движения газожидкостных систем с учетом образования микроразодышей // ИФЖ. 1987. т. 52. № 5. С. 765–771.
2. Болотов А.А., Мирзаджанзаде А.Х., Нестеров И.И. Реологические свойства растворов газов в жидкости в области давления насыщения // МЖГ. 1988. № 1. С. 172–175.
3. Саттаров Р.М. Неустановившееся движение реологически сложных жидкостей в трубах. Баку: Элм, 1999. 412 с.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтдобычи. Уфа: Гилем, 1999. 464 с.
5. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с.
6. Френкель Я.И. Кинетическая теория жидкостей. М.: Наука, 1975. 592 с.
7. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М.: Недра, 1972. 288 с.

About the movement equations of gas-condensate system in porous mediums and pipes nearby a pressure of condensate formation

UDC 622.691

Authors:

Rakiz M. Sattarov — doctor of science, scientific adviser¹; r.sattarov@yahoo.com

Bauyrzhan Z. Tukhfatov — candidate of science, general director²; tuxfatov@mail.ru

¹Research Institute “Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry”, Baku, Azerbaijan

²MSE “OblTransGas”, Atyrau, Kazakhstan

Abstract

Efficiency of technological processes of development and exploitation of gas and gas–condensate fields inseparably linked with a choice and an establishment thermohydrodynamic optimal a flow regime of liquid–gas mixtures accompanied, as a rule, by the nonequilibrium phenomena and phase transitions in system of stratum–well–pipeline communications.

Nonequilibrium processes and phase transitions in liquid–gas mixtures are revealed in sufficient wide range of pressure, including and areas above and below critical pressure, thus, as a rule, relaxational properties of noted mixes depend both as on pressure level so and from change rate of pressure in system.

Since under a movement of gas–condensate systems is a pressure decreasing, then in process of movement there can be a formation and growth of a new phase (on nano and micro levels) condensation, the part from which, as a rule, is taken out by a gas stream, and the part accumulates on pore walls or pipes, changing hydraulic characteristics of medium.

Materials and methods

1. Dependence of density of gas–liquid system on concentration of repeatedly formed new phase (on nano and micro levels) condensation is accepted on the basis of thermodynamic methods. The equation of a thermodynamic condition for gas, and owing to the weak compressibility in comparison with gas density is also used, the assumption about constant density of liquid is accepted.
2. No equilibrium is dependent of concentration of liquid inclusions on level of pressure, describing condensation processes in gas–liquid system in the range from pressure of again formed new phase (on nano and micro levels) is offered P_c (at constant pressure) condensation (above noted pressure in gas completely there are no liquid inclusions), to pressure level when the system can't be considered as the homogeneous gas–liquid environment.
3. The nonlinearity of no equilibrium thermodynamic equation of a condition of the gas–liquid mix, describing condensation processes in gas–liquid system in the range from pressure of again formed new phase (on nano and micro levels) condensation, to a pressure

level when the system can't be considered as the homogeneous gas–liquid environment is formed.

4. The differential equation of an isothermal filtration of gas–condensate systems, taking into account effects in the field of formations of new phases (on nano and micro levels) condensation is received.
5. The system of the nonlinear equations describing isothermal processes of a current of gas–condensate systems in wells and pipes, taking into account formations of new phases (on nano and micro levels) condensation is received.

Conclusions

The equations of movement of gas–condensate systems in porous environments and pipes near the condensate formation pressure which can be used at the solution of specific engineering objectives of control and regulation of formations of new phases (on nano and micro levels) condensation; for increase of efficiency of various technological processes of gas production and gas condensate output layer are achieved.

Keywords

thermohydrodynamics, a liquid, gas–extraction, gas–condensate system, nano, micro, the differential equation

References

1. Sattarov R.M., Farzane P.Ya. *Issledovanie dvizheniya gazojidkostnykh system s uchetom obrazovaniya mikrozarodishey* [Motion of gas–liquid systems, taking account of micronucleus formation]. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 1987, Vol. 52, issue 5, pp. 555–561.
2. Bolotov A.A., Mirzadzandeh A.Kh., Nesterov I.I. *Reologicheskie svoystva rastvorov gazov v jidkosti v oblasti davleniya nasisheniya* [Rheological properties of solutions of gases in a liquid in the saturation pressure region]. *MJG*, 1988, issue 1, pp. 172–175.
3. Sattarov R.M. *Neustanovivsheesya dvizhenie reologicheskii slojnykh jidkostey v trubakh* [Nonsteady movement of rheological complex fluids in pipes]. Baku: *Elm*, 1999, 412 p.
4. Mirzadzandeh A.Kh., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. *Etudi o modelirovanii slojnykh system nefteobichi* [Etudes about modelling of complex systems of oil production]. Ufa: *Gilem*, 1999, 464 p.
5. Mirzadzandeh A.Kh., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliev Z.S. *Osnovi tekhnologii dobichi gaza* [Basic foundation of technology of a gas production]. Moscow: *Nedra*, 2003, 880 p.
6. Frenkel Ya.I. *Kineticheskaya teoriya jidkostey* [The kinetic theory of fluids]. Moscow: *Nauka*, 1975, 592 p.
7. Barenblatt G.I., Entov V.M., Rijk V.M. *Teoriya nestatsionarnoy filtratsii jidkosti i gaza* [The theory of a nonstationary filtration of a fluid and gas]. Moscow: *Nedra*, 1972, 288 p.