

Моделирование технологических процессов газодобывающих комплексов

С. Е. Абрамкин¹, С. Е. Душин²

Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет

«ЛЭТИ» им. В.И. Ульянова (Ленина)

¹seabramkin@etu.ru, ²dushins@yandex.ru

Аннотация. Газодобывающие комплексы – сложные объекты, где происходят технологические процессы добычи и подготовки природного газа. Они относятся к классу опасных производственных объектов. В связи с этим проведение натурных экспериментов затруднено, а часто и невозможно. В докладе представлены результаты исследования управляемых технологических процессов подготовки природного газа с применением аппарата математического моделирования.

Ключевые слова: газодобывающий комплекс; технологический процесс; математическое моделирование; газоносный пласт; абсорбция; десорбция

I. ВВЕДЕНИЕ

Газодобывающие комплексы (ГДК) представляют собой структурно-сложные технологические системы. Они классифицируются как опасные производственные объекты. В связи с этим проведение натурных экспериментов на объектах ГДК не представляется возможным или ограничено. Таким образом, практически единственным методом исследования технологических процессов (ТП) ГДК является вычислительный эксперимент. Вычислительный эксперимент реализуется на основе математических и компьютерных моделей. Поскольку объекты ГДК и параметры ТП изменяются не только во времени, но и распределены в пространстве, то математическое описание их осуществляется с помощью дифференциальных уравнений в частных производных.

Газодобывающий комплекс включает в себя объекты добычи (пласт, скважины), трубопроводного транспорта (газосборные коллекторы) и участки комплексной подготовки газа (УКПГ) (установки абсорбционной осушки газа, установки низкотемпературной сепарации, дожимные компрессорные станции и станции охлаждения газа).

II. ГАЗОДОБЫВАЮЩИЙ КОМПЛЕКС КАК ОБЪЕКТ УПРАВЛЕНИЯ

В начале разработки месторождения структура ГДК состоит из газовых или газоконденсатных скважин, газосборных коллекторов и установки подготовки газа (методом абсорбции или низкотемпературной сепарации) (рис. 1). Основной целевой функцией ГДК является поддержание заданной производительности с учетом ограничений, формируемых геологической службой предприятия ежеквартально.

На рис. 1 приняты следующие обозначения:

- управляемые переменные Δp , p_y , $p_{впк}$, $p_{мг}$ – соответственно депрессия на пласт и давление устьевого, давление внутрипромыслового коллектора и давление магистрального газопровода; $Q_{гс}$, $p_{гс}$, $p_{кп}$ – расход и давление газа сепарации, давление в конденсатопроводе;
- управляющее воздействие Q_r – расход (дебит) газа;
- возмущающие воздействия f_1 , f_2 , f_3 , f_4 , где f_1 – воздействия на пласт, связанные с изменением положения газовой контактной поверхности, перетоком газа из областей высокого в области низкого давления, изменением термобарических параметров и т. д.; f_2 – воздействия на скважины вследствие их аварийных и профилактических отключений, изменения отбора газа с промысла, образования кристаллогидратов в стволе скважины; f_3 – воздействия на газосборный коллектор в связи с образованием кристаллогидратов в трубопроводах при изменениях термобарических характеристик; f_4 – воздействия на УКПГ из-за изменения термобарических параметров и расхода газа в магистральном газопроводе.

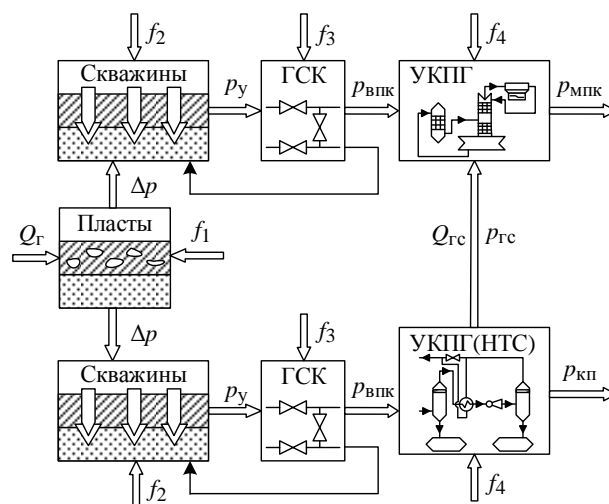


Рис. 1. Газодобывающий комплекс как объект управления в начале разработки месторождения

Однако каждый из элементов ГДК также может иметь свою целевую функцию. Например, для пласта целевой функцией является обеспечение максимального коэффициента газоотдачи, для скважины – обеспечение заданного дебита газа; для ГСК – обеспечение заданного перепада давления; для УКПГ – поддержание влагосодержания в газе на заданном СТО Газпрома [1] уровне.

Основными регулируемыми параметрами в ГДК являются давления газа на входах и выходах различных систем, что и отражено на схеме [2].

Структурно ГДК – это территориально распределенные системы с многочисленными управляемыми объектами (объекты добычи, сбора и подготовки газа и конденсата). Сложность управления ими характеризуется [3], [4]:

- наличием различных типов пластовых фильтрационных систем (ПФС) (сеноманские, валанжинские, ачимовские залежи);
- рассредоточенностью объектов добычи газа (скважин) и их совместной работой на общий ГСК;
- неоднородностью и неопределенностью пластовых пространств и внешних факторов, воздействующих на ПФС;
- разнотипностью структур сбора и технологий подготовки газа (абсорбционная осушка газа, низкотемпературная сепарация газа);
- реконфигурацией УКПГ во времени в связи с падением давления в пласте;
- наличием связи УКПГ с различной технологией подготовки газа через обвязочный трубопровод;
- неравномерностью отбора газа магистральным газопроводом.

Основной проблемой управления ГДК, является проблема оптимального управления его работой. Решение данной проблемы затруднено отсутствием адекватных математических моделей (ММ) и алгоритмов диспетчерского управления всеми ТП ГДК [3]. Применение ММ при проектировании систем управления ГДК является требованием СТО Газпрома [5].

III. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА

Рассмотрим некоторые ММ процессов ГДК, представленных дифференциальными уравнениями в частных производных. На основе этих ММ проведены вычислительные эксперименты для выявления влияния различных возмущающих воздействий на ТП.

A. Математическая модель пластовой фильтрационной системы

Основной элемент ГДК – пластовая фильтрационная система. Именно она определяет производительность комплекса. При исследовании ПФС важным аспектом

является прогнозирование отбора из нее пластового флюида с учетом возмущающих воздействий от ГСК и УКПГ через скважины.

Модель неустановившейся фильтрации пластового флюида в упругом пласте с учетом постоянства его проницаемости и вязкости имеет вид [6]:

$$\left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \kappa = \frac{\partial p}{\partial t};$$

$$\kappa = \frac{k}{\mu(\beta_{\text{п}} + m\beta_{\text{г}})};$$

$$\beta_{\text{п}} = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} = \frac{\partial m}{\partial p};$$

$$\beta_{\text{г}} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p},$$
(1)

где p – давление, r – расстояние от оси скважины до точки измерения; κ – коэффициент пьезопроводности, k – проницаемость, μ – вязкость, m – пористость, $\beta_{\text{п}}$, $\beta_{\text{г}}$ – коэффициенты сжимаемости породы и газа соответственно, V – объем породы-коллектора, ρ – плотность газа. Здесь коэффициент κ характеризует скорость перераспределения пластового давления при неустановившейся фильтрации упругой жидкости в упругой пористой среде.

Начальные и граничные условия для (1) запишутся следующим образом [6]:

$$t = 0 : p = p_0, \quad 0 \leq r \leq R_{\text{к}},$$

$$r = 0 : -\kappa \frac{\partial p}{\partial r} = q, \quad t > 0,$$

$$r = R_{\text{к}} : p = P_{\text{к}},$$

где p_0 – пластовое давление в начальный момент времени (на момент расчета), $R_{\text{к}}$ – радиус контура питания, $P_{\text{к}}$ – давление на контуре питания, q – дебит газа в работающей скважине.

B. Математические модели массо- и теплообменных процессов абсорбционной осушки природного газа [7]

Основными ТП УКПГ с абсорбционной осушкой природного газа являются массообменные процессы абсорбции и тепломассообменные процессы регенерации диэтиленгликоля (ДЭГ).

1) Модель массообменного процесса в абсорбционной колонне.

Динамическая ММ массообменного процесса в абсорбционной колонне имеет вид:

$$\begin{aligned}\frac{\partial C_{цг}}{\partial t} &= -v_{\Gamma} \frac{\partial C_{цг}}{\partial z} - R_{\Gamma} [C_{цг} - C_{цг}^p(C_{цж})]; \\ \frac{\partial C_{цж}}{\partial t} &= f(u) \frac{\partial C_{цж}}{\partial z} + R_{\text{ж}} [C_{цг} - C_{цг}^p(C_{цж})]; \\ 0 < z < l_a, \quad t > 0,\end{aligned}\quad (2)$$

где $C_{цг}$, $C_{цж}$ – концентрации целевого компонента (ЦК, влаги) в газе и жидкости; $C_{цг}^p$ – равновесная концентрация ЦК в газе; v_{Γ} – скорость газа вдоль оси z ; l_a – высота абсорбера. Коэффициенты R_{Γ} и $R_{\text{ж}}$ являются эмпирическими, характеризуются физическими свойствами взаимодействующих потоков и геометрическими особенностями аппарата. Управление процессом абсорбции осуществляется изменением подачи жидкой фазы в абсорбер, что отражено введением управляющей функции $f(u)$, где u – сигнал управления.

Скорость газовой фазы в (2) зависит от 3 переменных процесса: давления, температуры и расхода. Данная зависимость имеет следующий вид:

$$v_{\Gamma}(\bar{G}_{\Gamma}, \theta_{\Gamma}, p_{\Gamma}) = \frac{V_m \bar{G}_{\Gamma} (\theta_0 + \theta_{\Gamma}) p_0}{(\pi/4) \theta_0 p_{\Gamma} D^2},$$

где $V_m = 22,4$ – объем моля идеального газа при нормальных условиях; \bar{G}_{Γ} – расход газообразной фазы; $\theta_0 = 273$ – нормальная температура, К; θ_{Γ} – рабочая температура газообразной фазы, °С; $p_0 = 0,1$ – нормальное давление, МПа; p_{Γ} – рабочее давление газообразной фазы, МПа; D – диаметр колонны.

Для ММ (2) граничные и начальные условия приняты следующими:

$$\begin{aligned}C_{цг}(z, t)|_{z=0} &= C_{цг}^{\text{BX}}(t); \quad C_{цж}(z, t)|_{z=l_a} = C_{цж}^{\text{BX}}(t); \\ C_{цг}(z, t)|_{t=0} &= C_{цг}(z); \quad C_{цж}(z, t)|_{t=0} = C_{цж}(z).\end{aligned}$$

2) Модели тепловых процессов в аппаратах системы регенерации ДЭГа

Регенерация ДЭГа – это процесс ректификации псевдобинарной смеси «ДЭГ – вода», заключающийся в разделении исходной смеси на 2 практически чистых компонента. Разделение осуществляется в аппарате колонного типа за счет многократного двухстороннего массообменного процесса движущихся в противотоке пара и ДЭГа.

Модель взаимосвязанных тепло- и массообменных процессов регенерации ДЭГа имеет вид:

$$\begin{aligned}\frac{\partial C_{цп}}{\partial t} &= -v_{\Pi}(\theta_{\Pi}) \frac{\partial C_{цп}}{\partial z} - R_{\Pi}(\theta_{\Pi}) [C_{цж} - C_{цж}^p(C_{цп})]; \\ \frac{\partial C_{цж}}{\partial t} &= v_{\text{ж}} \frac{\partial C_{цж}}{\partial z} + R_{\text{ж}} [C_{цг} - C_{цг}^p(C_{цп})]; \\ \frac{\partial \theta_{\Pi}}{\partial t} &= -v_{\Pi}(\theta_{\Pi}) \frac{\partial \theta_{\Pi}}{\partial z} - R_{\theta\Pi}(\theta_{\Pi})(\theta_{\Pi} - \theta_{\text{ж}}), \\ \frac{\partial \theta_{\text{ж}}}{\partial t} &= v_{\text{ж}} \frac{\partial \theta_{\text{ж}}}{\partial z} + R_{\theta\text{ж}}(\theta_{\Pi} - \theta_{\text{ж}}),\end{aligned}\quad (3)$$

где $C_{цп}$, $C_{цж}$ – концентрации ЦК в паре и в жидкости (абсорбент, флегма); $C_{цж}^p(C_{цп})$ – равновесная концентрация ЦК в жидкости; v_{Π} , $v_{\text{ж}}$ – скорости пара и жидкости; θ_{Π} , $\theta_{\text{ж}}$ – температура пара и жидкости; R_{Π} , $R_{\text{ж}}$, $R_{\theta\Pi}$, $R_{\theta\text{ж}}$ – физико-технологические коэффициенты, зависящие от физических свойств фаз и геометрии аппарата. В данной модели учитывается влияние температуры пара на его физические характеристики. Скорость пара v_{Π} зависит от температуры θ_{Π} .

Граничные условия ММ (3):

$$\begin{aligned}C_{цп}(z, t)|_{z=0} &= C_{цп}^{\text{BX}}(t); \quad C_{цп}(z, t)|_{z=l_k} = C_{цп}^{\text{ВЫХ}}(t); \\ C_{цж}(z, t)|_{z=l_k} &= C_{цж}^{\text{BX}}(t); \quad C_{цж}(z, t)|_{z=0} = C_{цж}^{\text{ВЫХ}}(t); \\ \theta_{\Pi}(z, t)|_{z=0} &= \theta_{\Pi}^{\text{BX}}(z); \quad \theta_{\text{ж}}(z, t)|_{z=l} = \theta_{\text{ж}}^{\text{BX}}(z); \\ \theta_{\Pi}(z, t)|_{z=l} &= \theta_{\Pi}^{\text{ВЫХ}}(z); \quad \theta_{\text{ж}}(z, t)|_{z=0} = \theta_{\text{ж}}^{\text{ВЫХ}}(z).\end{aligned}$$

Начальные условия ММ (3):

$$\begin{aligned}C_{цп}(z, t)|_{t=0} &= C_{цп}^0(z); \quad C_{цж}(z, t)|_{t=0} = C_{цж}^0(z); \\ \theta_{\Pi}(z, t)|_{t=0} &= \theta_{\Pi}^{\text{BX}}(z); \quad \theta_{\text{ж}}(z, t)|_{t=0} = \theta_{\text{ж}}^{\text{BX}}(z).\end{aligned}$$

Управление процессами в ректификационной колонне осуществляется путем регулирования тепловых процессов в аппарате воздушного охлаждения (АВО) и испарителе с огнем подогревом.

Модель управляемых теплообменных процессов в АВО характеризуется системой уравнений:

$$\begin{aligned}\frac{\partial \theta_{\text{н.п}}}{\partial t} &= v_{\text{н.п}}(\bar{G}_{\text{н.п}}, \theta_{\text{н.п}}) \frac{\partial \theta_{\text{н.п}}}{\partial x} - R_{\text{н.п}} [\theta_{\text{н.п}} - \theta_{\text{ст}}]; \\ \frac{d\theta_{\text{ст}}}{dt} &= R_{\text{с1}} f(u) + R_{\text{с2}} \theta_{\text{н.п}} - R_{\text{с}} \theta_{\text{ст}},\end{aligned}\quad (4)$$

где $\theta_{\text{н.п}}$, $\theta_{\text{ст}}$ – рабочая температура насыщенного пара и стенки трубного пучка АВО; $v_{\text{н.п}}$ – скорость насыщенного пара; $\bar{G}_{\text{н.п}}$ – расход насыщенного пара; $R_{\text{н.п}}$, $R_{\text{с}} = R_{\text{с1}} + R_{\text{с2}}$ – физико-технологические коэффициенты; x – пространственная переменная по длине АВО; $f(u)$ – функция управления температурой среды.

Граничные условия ММ (4):

$$\theta_{н.п}(x)|_{x=0} = \theta_{н.п}^{вх}(t); \quad \theta_{н.п}(x)|_{x=l_{ABO}} = \theta_{н.п}^{вых}(t),$$

где l_{ABO} – длина трубы теплообменника.

Начальные условия ММ (4):

$$\theta_{н.п}(x)|_{t=0} = \theta_{н.п}^{вх}(x); \quad \theta_{ст}(x)|_{t=0} = \theta_{ст}^{вх}(x).$$

Модель управляемых теплообменных процессов в испарителе с огневым подогревом имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \theta_{ДГ}}{\partial t} &= -f(u) \frac{\partial \theta_{ДГ}}{\partial x} - R_{ДГ}(\theta_{ДГ} - \theta_{ст}); \\ \frac{\partial \theta_{ДЭГ}}{\partial t} &= v_{ДЭГ} \frac{\partial \theta_{ДЭГ}}{\partial x} + R_{ДЭГ}(\theta_{ст} - \theta_{ДЭГ}); \\ \frac{d\theta_{ст}}{dt} &= R_{ДГ.ст}(\theta_{ДГ} - \theta_{ст}) - R_{ДЭГ.ст}(\theta_{ст} - \theta_{ДЭГ}), \end{aligned} \quad (5)$$

где $\theta_{ДГ}$, $\theta_{ДЭГ}$, $\theta_{ст}$ – температуры дымовых газов (ДГ), ДЭГа и стенки; $f(u)$ – функция управления скоростью ДГ; $v_{ДЭГ}$ – скорость ДЭГа; $R_{ДГ}$, $R_{ДЭГ}$, $R_{ДГ.ст}$, $R_{ДЭГ.ст}$ – физико-технологические коэффициенты, зависящие от физических свойств ДГ, ДЭГа и материала стенки жаровой трубы.

Граничные условия ММ (5):

$$\theta_{ДГ}(x)|_{x=l} = \theta_{ДГ}^{вх}(t); \quad \theta_{ДЭГ}(x)|_{x=0} = \theta_{ДЭГ}^{вх}(t).$$

Начальные условия ММ (5):

$$\theta_{ДГ0}(x) = \theta_{ДГ}(x, t)|_{t=0}; \quad \theta_{ДЭГ0}(x) = \theta_{ДЭГ}(x, t)|_{t=0}.$$

IV. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

Приведем результаты вычислительного эксперимента для массообменных процессов в абсорбере. Исследование проводилось в программной среде MATLAB/Simulink.

При проведении экспериментов возмущения подавались по одной, двум и трем переменным. На рис. 2 приведены результаты при подаче возмущения по трем переменным (в разных комбинациях). По графикам видно, что только снижение всех трех переменных (расхода, давления и температуры газа) вызывает снижение концентрации ЦК в газе и абсорбенте.

Проведенное исследование подтвердило адекватность ММ массообменного процесса в абсорбере реальному ТП. Значения, полученные при моделировании для содержания ЦК в абсорбенте, находятся в области значений, выявленных при наблюдении за ТП на реальном объекте. Для насыщенного абсорбента эти значения находятся в интервале 2,45...9,9 % мас.

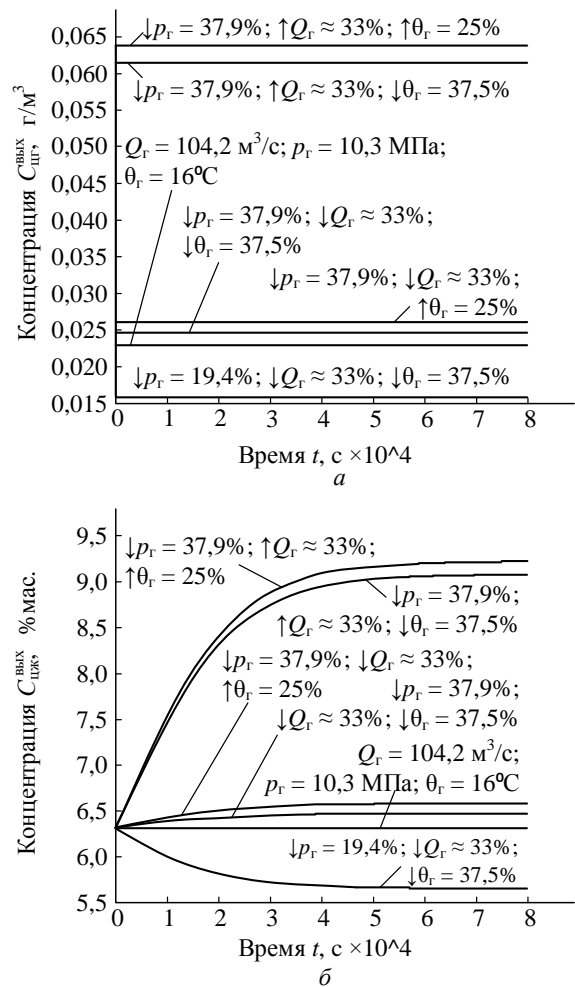


Рис. 2. Графики переходных процессов по концентрациям ЦК в газе (а) и жидкости (б) при комбинациях из трех возмущений

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] СТО ГАЗПРОМ 089–2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. М.: Газпром экспо, 2010.
- [2] Абрамкин С.Е., Душин С.Е., Первухин Д.А. Проблемы разработки систем управления газодобывающими комплексами // Изв. вузов. Приборостроение. 2019. Т. 62, № 8. С. 685–692.
- [3] Васильев Ю.Н. Автоматизированная система управления разработкой газовых месторождений. М.: Недра, 1987. 141 с.
- [4] Тараненко Б.Ф., Герман В.Т. Автоматическое управление газопромысловыми объектами. М.: Недра, 1976. 213 с.
- [5] СТО Газпром 2-2.1-1043-2016. Автоматизированный газовый промысел. Технические требования к технологическому оборудованию и объемам автоматизации при проектировании и обустройстве на принципах малолюдных технологий. М.: Газпромэкспо, 2016. 208 с.
- [6] Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. Подземная гидромеханика. Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009. 103 с.
- [7] Абрамкин С.Е., Душин С.Е. Моделирование управляемых процессов абсорбционной осушки природного газа. СПб.: Изд-во СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2015. 160 с.