

Процесс низкотемпературной сепарации газа как объект моделирования

С. Е. Абрамкин¹, М. Е. Подкина², А. Н. Филиппов³

¹Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет «ЛЭТИ» им. В.И. Ульянова (Ленина)

²Санкт-Петербургский горный университет

³ООО «Газпром добыча Уренгой»

seabramkin@etu.ru

Аннотация. Цель – определение задач моделирования управляемого процесса низкотемпературной сепарации. Задачи: анализ процесса низкотемпературной сепарации, разработка концептуальной модели, анализ известных моделей процесса. В результате анализа процесса определены цели моделирования; определена концепция управления процессом НТС; анализ моделей процесса показал необходимость разработки модели на основе дифференциальных уравнений в частных производных.

Ключевые слова: моделирование; низкотемпературная сепарация; газоконденсатный промысел; природный газ; конденсат газовый нестабильный; дифференциальное уравнение в частных производных

I. ВВЕДЕНИЕ

Синтез вновь проектируемых АСУ ТП в газовой отрасли связан с применением метода моделирования [1]. Это обусловлено тем, что объекты газовой отрасли являются сложными и опасными производственными объектами. Таким образом, их исследование возможно проводить только опосредованно без применения натурального эксперимента.

Целевые функции газодобывающего, газотранспортного и газораспределяющего производств определяются их технологическими системами. В частности, для газодобывающих предприятий целевой функцией является поддержание их заданной производительности с учетом качественных характеристик продуктов. При это могут предъявляться и другие требования, например обеспечение безгидратного режима работы внутрипромысловых трубопроводов и аппаратов.

Основными процессами газодобывающих производств являются процессы низкотемпературной сепарации (НТС), абсорбционной и адсорбционной осушки природного газа.

Здесь представлены результаты исследования процесса НТС природного газа в режиме выработки конденсата газового нестабильного (КГН) как объекта моделирования.

II. АНАЛИЗ ПРОЦЕССА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА

Процесс НТС бывает одно-, двух- и трехступенчатым. Для исследования выбран процесс двухступенчатой НТС (рис. 1). На схеме приняты следующие обозначения:

- потоков: ГС – газ сырой; ГВ – газ выветривания; ГО – газ осушенный; КГН – конденсат газовый

нестабильный; МВ – метанольная вода; ВМР – водометанольный раствор;

- аппаратов: С1 – сепаратор 1-й ступени; К1 – колонна отдувки метанола; С3 – сепаратор низкотемпературный; P1 и P2 – разделители; ВХ1 – блок аппаратов воздушного охлаждения; Т1 – теплообменник «газ-газ»; Т3 – теплообменник «газ-жидкость»; БЕ1 – емкость буферная; УИРГ – узел измерения расхода газа.

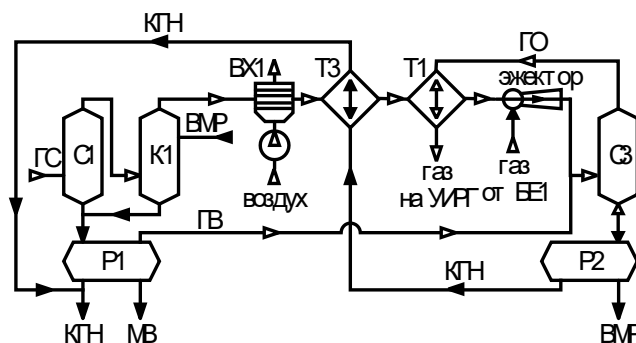


Рис. 1. Технологическая схема двухступенчатой НТС

Приведем описание технологического процесса.

Процесс НТС природного газа в режиме выработки КГН осуществляется следующим образом. Газожидкостная смесь от газоконденсатных скважин по системе промысловых трубопроводов подается на установку комплексной подготовки газа. Сначала она поступает в С1, где проходит две ступени сепарации. На первой ступени отделяются крупные капли жидкой фазы и механические примеси, которые под действием гравитационных сил отводятся в кубовую часть аппарата. На второй ступени газовая фаза проходит через последовательно установленные тарелки с элементами центробежными сепарационными, где ее очистка осуществляется в поле центробежных сил. Затем через на газораспределительной насадке происходит окончательная очистка газовой фазы от капельной жидкости. После чего она уходит в К1.

На узле входа К1 происходит сепарация водометанольной жидкости, поступающей в колонну с газовым потоком. Отсепарированная жидкость под действием гравитационных сил стекает в сборник жидкости. Затем газ снизу-вверх поступает в секцию отдувки, включающую массообменные тарелки для контакта с ВМР, подаваемым сверху-вниз. При контакте газовой фазы и ВМР часть метанола из жидкой фазы переходит в поток газа, а из него при этом в жидкую

фазу частично выделяется вода. После этого газовая фаза поступает на тарелку с фильтрующими элементами, где очищается от капельной жидкости и далее последовательно охлаждается в *ВХ1*, *ТЗ* и *Т1*.

Отметим, что остаточная массовая концентрация метанола в отводимой воде не должна превышать заданные значения.

От теплообменных аппаратов охлажденный газ поступает в эжектор с целью утилизации газа выветривания и снижения давления сырого газа. Охлажденная газовая фаза в качестве активного потока подается в камеру смешения эжектора через сопла. Здесь за счет перепада давления и сужения сечения в сопле достигаются высокие скорости с критическими параметрами, и обеспечивается локальное снижение давления по эффекту Бернулли.

Газ выветривания в качестве пассивного потока поступает от *БЕ1*. В эжекторе он вовлекается в зону пониженного давления, создаваемого активным газом. В камере смешения активный и пассивный потоки газа смешиваются. Далее в расширяющемся диффузоре эжектора поток смеси газов тормозится за счет расширения сечения потока и повышения давления. В результате чего на выходе из эжектора давление общего потока газа и его температура достигают заданных значений.

От эжектора газожидкостная фаза поступает в *СЗ* для окончательного извлечения из нее жидкой фазы с последующим разделением на КГН и ВМР в *Р2*.

В отличие от *С1* сепаратор *СЗ* имеет три ступени сепарации. На первой ступени и второй ступени газожидкостная фаза проходит через устройство ввода и сетчатый каплеуловитель, где из газа выделяются крупные капли жидкой фазы. Из устройства ввода жидкая фаза под действием гравитационных сил стекает в кубовую часть *СЗ*, а из каплеуловителя – по трубам. На третьей ступени расположена тарелка с каплеуловителем циклонного типа, где очистка газа осуществляется в поле центробежных сил. После чего газовая фаза проходит через выходную фильтр-сепарационную секцию, где окончательно очищается от мелкодисперсных капель жидкой фазы. Из *СЗ* газовая фаза поступает в УИРГ.

В *Р1* и *Р2* происходит разделение жидкой фазы за счет разности плотностей КГН, ВМР и МВ. Так же в *Р1* осуществляется разгазация жидкой фазы с выделением газа выветривания.

Анализ технологической схемы показал, что основными функциями аппаратов являются поддержание материального и теплового балансов. Материальный баланс поддерживается в сепараторах (*С1*, *СЗ*), колонне *К1* и разделителях (*Р1*, *Р2*). Тепловой баланс – в теплообменниках *ВХ1*, *Т1* и *ТЗ*, а также с помощью блока эжекторов.

Для обеспечения материального баланса необходимо поддерживать уровень жидкой фазы, а также расход газовой фазы в аппаратах на заданных значениях. Соответственно тепловой баланс зависит от регламентированных значений расходов газовой и жидкой фаз, протекающих через аппараты.

Следует отметить, что давление в аппаратах разное, но поддерживается на уровне заданном технологическим регламентом.

По способу организации ТП процесс НТС природного газа относится к классу систем непрерывного действия.

По количеству производимых продуктов данный процесс является полифункциональным, так как на выходе имеется два продукта (газ сепарации и КГН). Так же имеется побочный продукт – ВМР высококонцентрированный.

По выходам газа сепарации и КГН процесс НТС – это разомкнутая система, так как они являются входами для систем трубопроводного транспорта. Однако по ВМР система – замкнутая, так как с выхода *Р2* он поступает через промежуточную емкость в *К1*. Таким образом по типу структуры процесс НТС является комбинированной системой.

Данный объект характеризуется несколькими целями моделирования. Во-первых, это анализ функционирования действующей установки. Во-вторых – синтез вновь проектируемых систем управления ею. И в конечном итоге – оптимизация технико-экономических показателей процесса.

III. КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЯЕМОГО ПРОЦЕССА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА

Газоконденсатный промысел – это сложная система взаимосвязанных объектов управления (рис. 2). В него входят:

- газоносные пласты;
- газоконденсатные скважины, дренирующие пласт;
- аппараты и устройства для подготовки газа и конденсата к дальнему транспорту;
- система внутрипромысловых трубопроводов, соединяющая скважины с газосборными коллекторами (ГСК), аппаратами и устройствами, магистральными газо- (МГ) и конденсатопроводами (КП).

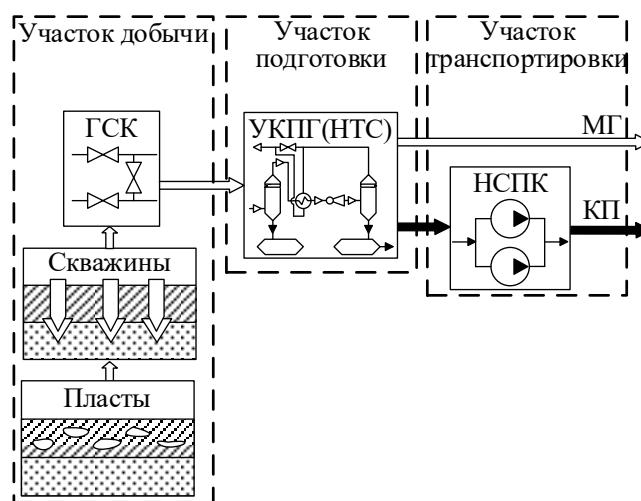


Рис. 2. Структурная схема газоконденсатного промысла

С точки зрения системного подхода газоконденсатный промысел состоит из нескольких взаимосвязанных подсистем: добычи, подготовки и

транспортировки. Каждая из подсистем в свою очередь делится на элементы. Подсистема добычи имеет в своем составе такие элементы, как пласты, скважины и ГСК. Подсистема подготовки включает в себя аппараты и устройства, а также продуктопроводы. Подсистема транспортировки – газо- и конденсатопроводы, а также насосы для транспортировки конденсата, расположенные в насосной станции перекачки конденсата (НСПК).

Подсистемы добычи и транспортировки создают возмущающие воздействия для подсистемы подготовки. Наиболее сильные возмущающие воздействия создает подсистема транспортировки. При изменении давления или расхода в магистральных газо- и конденсатопроводах соответственно меняется режим работы УКПГ.

Режим работы скважин в подсистеме добычи устанавливается ежеквартально на основе газодинамических исследований. Также в процессе эксплуатации осуществляются остановки скважин для геологических исследований и для проведения внутритрубной диагностики ГСК.

Управление в подсистеме добычи характеризуется расчетом технологических режимов работы скважин [2]. При этом определяются текущие значения термодинамических параметров газового потока по стволу и на устье скважин при различных отборах газа. Данные параметры необходимы для обеспечения процессов управления добычей газа и служат входными данными для расчета режимов работы ГСК и УКПГ.

Оптимизация управления процессом добычи газа характеризуется перераспределением потоков газожидкостной смеси между скважинами в целях снижения потерь пластовой энергии с учетом выполнения плановых показателей и накладываемых технологических ограничений [2].

Управление в подсистеме подготовки газа сводится к контролю текущих термодинамических параметров, характеризующих режимы работы УКПГ. При этом должны выбираться такие режимы, которые обеспечивают максимальные технологические и экономические показатели процесса. Входными переменными процесса на каждой ступени сепарации являются: расход газа, его состав и термобарические параметры (давление и температура). В результате моделирования определяются фактические температуры, количество и состав всех потоков цепочки. На основе моделирования получается карта наиболее рациональных технологических режимов работы УКПГ.

Критериями оптимального управления процессом НТС являются:

- максимальная прибыль за счет наибольшего извлечения КГН из газа;
- экономия воды, электроэнергии, энергии природного газа, ингибитора при обеспечении заданного количества подготовленного к транспорту газа и КГН.

Как видно критерии оптимизации чисто экономические. Для оптимизации управления газоконденсатным промыслом необходимо оптимизировать процесс НТС. Таким образом, необходима разработка математических моделей (ММ) всех процессов добычи и подготовки газа к транспортировке [2].

Следует отметить, что характерной особенностью газоконденсатного промысла является его квазистационарность обусловленная постепенным снижением давления газа. При этом изменения свойств потока газа настолько велики, что при разработке месторождения приходится изменять структуру УКПГ. В данном случае для поддержания заданного давления в состав установки вводится промысловая дожимная компрессорная станция.

Основными задачами управления процессом НТС являются регулирование производительности УКПГ, давления газа в аппаратах и трубопроводах, температурного режима и расхода ингибитора гидратообразования [2]. Соответственно моделирование этих переменных процесса осуществляется в первую очередь.

Основным управляющим воздействием является поддержание температурного режима УКПГ с НТС [2]. Данный режим определяется температурой в СЗ и в точках ввода ингибитора гидратообразования. Нарушение температурного режима может быть вызвано изменением расхода газа через УКПГ и температуры окружающей среды [2].

Однако управление процессом НТС осложняется нестационарностью нагрузки, разнотипностью технологического оборудования, инерционностью пластовых процессов и нелинейностью всех основных технологических процессов подготовки газа и конденсата к транспортировке [2].

IV. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА

A. Моделирование процессов добычи газа

Система «газоносный пласт – скважины» является основным объектом газоконденсатного промысла. Как объект управления эта система является системой с распределенными параметрами и описывается системой дифференциальных уравнений в частных производных (ДУЧП) [3]. В зависимости от цели моделирования при разработке ММ системы применяются законы сохранения массы, энергии, капиллярный скачок давления на межфазной границе, гравитационные силы, диффузия компонентов внутри фаз и др. Так же определяются граничные и начальные условия. Результатом моделирования являются прогнозы динамики добычи газа и КГН, обводненности скважин, движения контура газоносности, текущей и конечной газо- и конденсатоотдачи при изменении динамики граничных условий.

Динамические свойства скважины, как объекта управления, соответствуют свойствам участка газопровода и записываются в виде системы ДУЧП [2]:

$$-\partial p / \partial x = k_0 (\partial Q / \partial t) + k_1 (Q^2 / p) + k_3 p;$$

$$-\partial p / \partial t = k_2 (\partial Q / \partial x);$$

$$0 \leq x \leq L,$$

где p – давление газа; Q – дебит газа в скважине; k_0, k_1, k_2, k_3 – коэффициенты усиления; x – пространственная координата; t – время; L – глубина скважины.

При допущении, что шлейф горизонтальный, коэффициент k_3 принимается равным нулю [2].

В [4]–[10] представлены примеры моделирования пластовых систем, которые могут быть использованы при моделировании системы «газоносный пласт – скважины».

В. Моделирование процесса НТС

Математическое описание статического режима процесса НТС представлено в [3]. Здесь модель процесса определяет зависимости функции обобщенных затрат на подготовку газа от основных управляющих параметров, от объема подготавливаемого газа и от заданной температуры точки росы газа сепарации. Так же учтена зависимость от нагрузки. Эти зависимости раскрыты с использованием метода аналитического описания НТС с последующей экспериментальной оценкой неизвестных коэффициентов модели.

Так же в [3] приведена модель оптимального управления процессом НТС, где критерием оптимальности при заданной нагрузке по потоку газовой фазы принята разность между стоимостью потеряннного ингибитора и стоимостью извлеченного КГН на 1,0 млн. м³ газа сепарации. Для поиска минимума удельных обобщенных технологических затрат применены методы покоординатного спуска.

В [11] предложена детерминированная ММ процесса НТС природного газа. Она основана на уравнениях фазовых соотношений в системе сепарации газа, материального и теплового балансов [11]. Таким образом, динамическая ММ процесса НТС представлена в виде [11]:

$$\frac{dq_7}{dt_c} = \left[\frac{1}{V_2} \left(\frac{\sum_{i=1}^n x_{0i} NLM_i}{K_i - (K_i - 1)L} + \Delta W + \frac{Gz_2}{z_2 - z_1} \right) \right] (1 - K_3);$$

$$\frac{dq_6}{dt_c} = \frac{V_1}{V_2} \left(\frac{\sum_{i=1}^n x_{0i} NLM_i}{[K_i - (K_i - 1)L]V_1} + \frac{W_1}{V_2} + \frac{Gz_2}{z_1 - z_2} \right) - \frac{dq_7}{dt_c};$$

$$K_i = f(p_c, \theta_c, x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n);$$

$$\frac{d\theta_c}{dt_c} = \frac{C_{03}\rho_{03}V_2(\theta_5 - \theta_6) + 0,5\alpha_4 F_4(\theta_5 + \theta_6 - 2\theta_7)}{C_{03}\rho_{03}V_2},$$

где q_7 – концентрация жидкой фазы, извлекаемой из природного газа; t_c – время сепарации; V_1, V_2 – объемы исходной газовой смеси и газа, поступающего в СЗ; N – число молей жидкой фазы; L – молярная доля жидкой фазы; M_i – молекулярная масса i компонента; K_i – константа равновесия i компонента; ΔW – количество влаги, выделившейся из газа в процессе сепарации; x_{0i} – начальная молярная доля i компонента в газожидкостном потоке; G – количество извлекаемой влаги; z_1, z_2 – массовая концентрация метанола в растворе на входе и выходе; K_3 – коэффициент эффективности СЗ; q_6 –

концентрация жидкости в выходящем из СЗ газе; W_1 – содержание влаги в газе на входе СЗ; x_i – молярная доля i компонента в жидкой фазе; p_c, θ_c – давление и температура в СЗ; C_{03} – удельная теплоемкость газа в СЗ; ρ_{03} – плотность газа в СЗ; θ_5, θ_6 – температуры на входе и выходе СЗ; α_4 – коэффициент теплопередачи от внутренней поверхности СЗ к потоку газа; F_4 – внутренняя поверхность СЗ; θ_7 – средняя температура корпуса СЗ.

В [12] представлены ММ управляемого процесса НТС в виде передаточных функций. Отмечено, что погрешность передаточных функций лежит в диапазоне от 5 % до 8 %, что приемлемо для инженерных расчетов.

В. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведен анализ процесса НТС в режиме выработки конденсата. Он показал, что основными задачами управления данным процессом являются регулирование производительности УКПГ, давления газа в аппаратах и трубопроводах, температурного режима и расхода ингибитора гидратообразования.

Производительность УКПГ и температурный режим процесса НТС являются основными показателями. Это обусловлено тем, что температурный режим НТС обеспечивает качественные показатели по содержанию капельной влаги и извлечению конденсата. Регулирование этих двух показателей является основой концепции управления процессом НТС.

Вопросы математического моделирования процесса НТС широко представлены в специальной литературе. Однако представленные модели мало применяются в процессах анализа функционирующих установок, синтеза вновь проектируемых систем управления ими и оптимизации. Кроме того, данные модели разработаны в 70...80-х годах двадцатого столетия. Необходима разработка математической модели управления температурным режимом процесса НТС с привлечением аппарата систем с распределенными параметрами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Математическое моделирование химико-технологических систем. Ч.1. Методологические и теоретические основы / Л.С. Гордеев, Е.С. Кадосова, В.В. Макаров, Ю.В. Сбоева. М.: РХТУ им. Д.И. Менделеева, 1999. 48 с.
- [2] Дубровский В.В., Шифрин В.Б. АСУ технологическими процессами в газовой промышленности (моделирование и машинная имитация). Киев: Техника, 1977. 79 с.
- [3] Кортаев Ю.П., Тагиев В.Г., Самородкин В.Д. Оптимизация режимов эксплуатации объектов добычи природного газа. М.: Недра, 1982. 232 с.
- [4] Ilyushin Y.V., Asadulagi M.-A.M. Development of a Distributed Control System for the Hydrodynamic Processes of Aquifers, Taking into Account Stochastic Disturbing Factors. Water 2023, 15 (4), 770. <https://doi.org/10.3390/w15040770>.
- [5] Martirosyan A.V., Martirosyan K.V., Asadulagi M.M., Chernyshev A.B. Assessment of a Hydrogeological Object's Distributed Control System Stability. Proc. of the 2022 Conf. of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, ElConRus 2022. St. Petersburg, 2022, pp. 768–771 <https://doi.org/10.1109/ElConRus54750.2022.9755601>.
- [6] Asadulagi M.M., Vasilkov O.S. The Use of Distributed and Lumped Type Controllers for the Hydro-lithospheric Process Control System of the Kislodvorskoye Field // Proc. of 2019 3rd Int. Conf. on Control in Technical Systems, CTS 2019. St. Petersburg, 2019, pp. 7-10. <https://doi.org/10.1109/CTS48763.2019.8973272>.

- [7] Asadulagi M.M., Ioskov G.V., Tronina E.V. Synthesis of Lumped and Distributed Controllers for Control System of Hydrodynamic Process // 2019 Int. Multi-Conf. on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2019, Vladivostok, 2019, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2019.8933859>.
- [8] Asadulagi M.M., Ioskov G.V. Simulation of the control system for hydrodynamic process with random disturbances // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources – Proc. Of The Int. Forum-Contest of Young Researchers, 2018. St. Petersburg, 2019, pp. 399-405.
- [9] Asadulagi M.M., Pervukhin D.A. Stochastic control system of hydrodynamic processes in aquifers // Innovation-Based Development of the Mineral Resources Sector: Challenges and Prospects – 11th Conf. of the Russian-German Raw Materials, 2018. Potsdam, 2019, pp. 175-185.
- [10] Pershin I.M., Papush E.G., Kukharova T.V., Utkin V.A. Modeling of Distributed Control System for Network of Mineral Water Wells. *Water* 2023, 15 (12), 2289. <https://doi.org/10.3390/w15122289>
- [11] Кулиев А.М., Тагиев В.Г. Оптимизация процессов газопромысловой технологии. М.: Недра, 1984. 200 с.
- [12] Тараненко Б.Ф., Герман В.Т. Автоматическое управление газопромысловыми объектами. М.: Недра, 1976. 213 с.