

Реализация комплексных алгоритмов управления на газодобывающем предприятии

С. Е. Абрамкин¹, С. Е. Душин²

Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет

«ЛЭТИ» им. В.И. Ульянова (Ленина)

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

Аннотация. Внедрение комплексных алгоритмов управления производительностью газового промысла с учетом качества подготовки газа является одной из основных задач газовой отрасли. Приведен анализ автоматизированного газодобывающего комплекса в стадии падающей добычи газа как объекта управления. Описаны основные алгоритмы управления, реализованные в автоматизированном газодобывающем комплексе.

Ключевые слова: комплексный алгоритм, производительность, участок добычи, участок подготовки, участок транспортировки

I. ВВЕДЕНИЕ

Идея «цифрового производства» появилась в начале 1970-х годов [1]. Внедрение информационно-коммуникационных технологий, обеспечивающих цифровизацию производства, на объектах газовой отрасли осуществляется в виде комплексных алгоритмов управления технологическими процессами (ТП). Это является основным направлением развития концепции автоматизированных газодобывающих комплексов (АГДК).

Реализация комплексных алгоритмов управления ТП осложняется следующими факторами:

- интеграцией компонентов различных производителей, когда оборудование использует разные протоколы передачи данных;
- обеспечением целостности информации, используемой для управления ТП;
- обеспечением безопасного управления процессом.

Различные аспекты разработки алгоритмов управления ТП представлены в [2–6].

Вообще реализация комплексных алгоритмов управления ТП, предусмотрена стандартами ПАО «Газпром» [7]. В связи с этим газодобывающие предприятия проводят мероприятия по модернизации оборудования автоматизации и разработке комплексных алгоритмов управления ТП с целью обеспечения выполнения этих требований. Пример внедрения комплексных алгоритмов управления газодобычей представлен в [8].

Следует отметить, что для разработки комплексных алгоритмов управления ТП необходимо широко использовать математическое моделирование с целью получения цифровых моделей ТП. Это возможно в рамках концепции разработки киберфизических систем.

С точки зрения этой концепции АГДК является совокупностью взаимосвязанных технологического объекта и распределенной системы управления, функционирование которых обеспечивается комплексными алгоритмами.

Таким образом, разработка и реализация комплексных алгоритмов управления ТП на объектах АГДК являются актуальными задачами.

Рассмотрим реализацию комплексных алгоритмов для газодобывающего комплекса в стадии падающей добычи.

II. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ГАЗОДОБЫВАЮЩИЙ КОМПЛЕКС КАК ОБЪЕКТ УПРАВЛЕНИЯ

Автоматизированный газодобывающий комплекс в стадии падающей добычи состоит из участков: добычи, подготовки и транспортировки [5] (рис. 1).

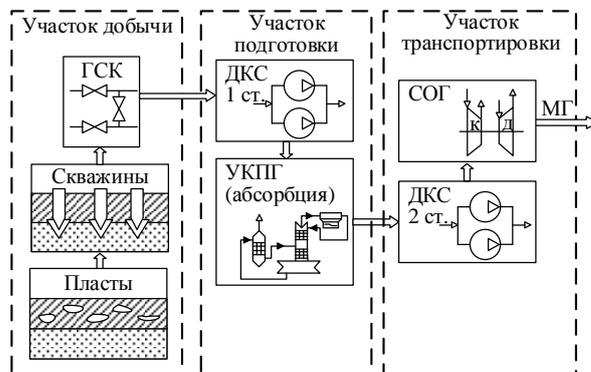


Рис. 1. Структурная схема газодобывающего комплекса в стадии падающей добычи

На схеме (рис. 1) приняты следующие сокращения: ГСК – газосборный коллектор; ДКС – дожимная компрессорная станция; ст. – ступень; УКПГ – установка комплексной подготовки газа; СОГ – станция охлаждения газа; МГ – магистральный газопровод.

Участок добычи как объект управления представляет собой систему «газоносный пласт – скважина – газосборный коллектор» (рис. 2). На рис. 2 приняты следующие обозначения: p_g , p_v , $p_{пл}$, p_z , p_y , $p_{п.с.}$, $p_{гск}$ – соответственно давления горное, пластовых вод, пластовое, забойное, устьевое, переменное по стволу и в газосборном коллекторе; ФА – фонтанная арматура; Зд – задвижка; КР – кран регулирующий.

Управляемыми переменными данной системы являются устьевые давления p_y , давление на выходе газосборного коллектора $p_{гск}$ и дебиты скважин $Q_{скв}$.

Управляющие воздействия осуществляются изменением проходных сечений кранов регулирующих.

Возмущающие воздействия характеризуются изменением расхода газа в ГСК $Q_{ГСК}$ формируемое режимом работы газоперекачивающих агрегатов первой ступени компримирования, остановками скважин, изменением газовойодяного контакта.

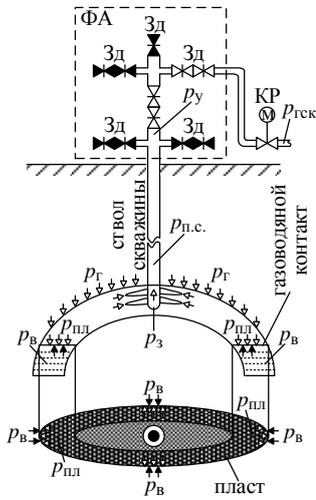


Рис. 2. Система «газоносный пласт – скважина – газосборный коллектор» как объект управления

От участка добычи природный газ поступает на участок подготовки на вход газоперекачивающего агрегата (ГПА) ДКС 1-й ступени, предназначенного для поддержания заданного давления газа в системе абсорбционной осушки газа (рис. 3). Следует отметить, что на участке транспортировки схема ГПА ДКС 2-й ступени идентична ГПА ДКС 1-й ступени.

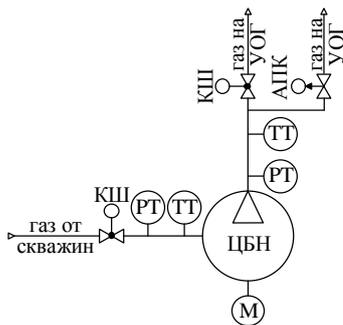


Рис. 3. Газоперекачивающий агрегат как объект управления

На рис. 3 приняты следующие обозначения: КШ – кран шаровый; ЦБН – центробежный нагнетатель; АПК – антипомпажный клапан; УОГ – установка охлаждения газа.

Управляемой переменной для ДКС 1-й ступени является давление во входном коллекторе цеха абсорбционной осушки газа, а для ДКС 2-й ступени – давление в МГ.

Управляющей переменной для ГПА является изменение числа оборотов ЦБН.

От ДКС 1-й ступени газ подается в цех подготовки газа к транспортировке (рис. 4). Здесь газ проходит через два аппарата: сепаратор и абсорбер. При этом из газа извлекаются механические примеси и капельная влага.

На рис. 4 приняты следующие обозначения: КлР – клапан регулирующий; РА – регенерированный абсорбент; НА – насыщенный абсорбент.

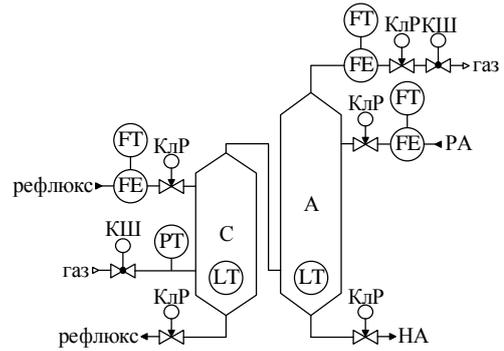


Рис. 4. Цех подготовки газа к транспортировке как объект управления

Управляемыми переменными для цеха являются расходы газа, рефлюкса и РА, уровни рефлюкса и НА.

Управляющие воздействия осуществляются изменением проходных сечений клапанов регулирующих.

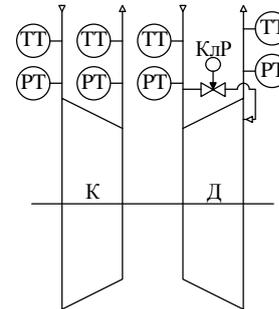


Рис. 5. Турбодетандерный агрегат как объект управления

После ДКС 2-й ступени газ поступает на СОГ для охлаждения в турбодетандерном агрегате.

Управляемой переменной для турбодетандерного агрегата является давление газа.

Управляющей переменной для турбодетандерного агрегата является изменение числа оборотов ротора.

Возмущающим воздействием для участков подготовки и транспортировки является изменение расхода газа или давления газа в МГ.

Таким образом, из выше изложенного можно сделать вывод, что основной управляемой переменной процесса является давление газа. Его необходимо поддерживать на заданном уровне в узловых точках АГДК.

Автоматизированный ГДК является типичным объектом с неполной информацией и случайным изменением параметров. Ограничения на дебиты газа и жидкости по каждой скважине формируются из условия соблюдения нормального технологического режима с учетом состояния подземного оборудования, которые изменяются в процессе эксплуатации. Большое число переменных объекта и отсутствие полной информации о состоянии газоносного пласта порождают случайные ситуации для АГДК.

Вообще управляемая система АГДК отличается иерархической структурой связей процессов добычи,

подготовки и транспортировки газа. Эта система характеризуется взаимосвязью уровней иерархии как по каналам прямой связи, так и по каналам обратной связи. Задача организации комплексного управления АГДК учитывает ограничения на управляющие элементы в иерархической системе всех уровней.

III. КОМПЛЕКСНЫЕ АЛГОРИТМЫ УПРАВЛЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫМ ГАЗОДОБЫВАЮЩИМ КОМПЛЕКСОМ

Из вышеизложенного, очевидно, что АГДК является структурно сложным и информационно насыщенным объектом управления, который состоит из взаимосвязанных технологических участков. В связи со сложностью описания режимов эксплуатации АГДК единым алгоритмом применен метод декомпозиции.

Для АГДК в стадии падающей добычи реализованы следующие алгоритмы:

- расчета граничных значений по дебиту скважин для участка добычи и расхода для участков подготовки и транспортировки;
- определения количества технологических линий (ТЛ), находящихся в работе на участках подготовки и транспортировки;
- автоматического пуска и остановки ТЛ на участках подготовки и транспортировки;
- перераспределения расходов по ТЛ цеха осушки газа;
- поддержания качества газа, подаваемого в МГ;
- формирования ограничений для СОГ и расчета количества работающих турбодетандерных агрегатов.

Ключевыми алгоритмами являются:

- алгоритм перераспределения расхода газа по ТЛ цеха осушки газа;
- алгоритм поддержания качества продукции.

A. Алгоритм перераспределения расхода газа

Этот алгоритм предназначен для поддержания общей производительности АГДК.

Алгоритм функционально состоит из двух частей:

- определения запасов до верхних и нижних ограничений каждой из ТЛ;
- непосредственно перераспределения заданий расходов для рабочих ТЛ.

Входной величиной алгоритма является суммарное измеренное значение расхода газа по ТЛ цеха осушки газа.

$$Q_{\text{АГДК}} = \sum_{i=1}^n Q_i.$$

$$Q_{\text{max}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{max } i}.$$

Выходными величинами являются задания на расходы по локальным контурам регулирования.

Ограничениями для цеха осушки газа являются максимальный и минимальный расход газа по одной ТЛ.

Запасом до ограничения принимается:

$$kQ_n = \frac{(Q_n^{\text{max}} - Q_n^{\text{min}}) - (Q_n - Q_n^{\text{min}})}{Q_n^{\text{max}} - Q_n^{\text{min}}},$$

где n – номер ТЛ; Q_n^{max} , Q_n^{min} – максимально и минимально допустимые расходы по ТЛ; Q_n – измеренный расход газа по ТЛ.

Алгоритм распределяет суммарный расход $Q_{\text{АГДК}}$ только по участвующим в работе алгоритма ТЛ.

При равномерном перераспределении определяется задание по расходу для каждой работающей ТЛ:

$$UQ_n = \frac{UQ}{n}. \quad (1)$$

Если расчетное задание на расход по ТЛ больше максимально допустимого расхода на минус 1%, то значение, передаваемое на вход локального контура регулирования, принимается равным граничному условию $(Q_n^{\text{max}} - 0,01Q_n^{\text{max}})$. Если расчетное задание на расход по ТЛ меньше минимального расхода на плюс 1%, то значение, передаваемое на вход локального контура, принимается равным граничному условию $(Q_n^{\text{min}} + 0,01Q_n^{\text{min}})$.

При эксплуатации АГДК возникают ситуации, когда по не участвующей в работе алгоритма ТЛ идет расход газа. Учет этого фактора осуществляется путем определения граничного условия для алгоритма перераспределения:

$$UQ = Q_{\text{АГДК}} - Q_n.$$

где $Q_{\text{АГДК}}$ – задание на суммарный расход по АГДК; Q_n – расход по не участвующей в работе алгоритма.

При увеличении или уменьшении задания по расходу $Q_{\text{АГДК}}$ производится пуск или остановка одной резервной ТЛ. При этом осуществляется перераспределение задания на расход по работающим ТЛ. Резервная ТЛ выводится на заданное значение расхода или останавливается и происходит перераспределение потока газа по остальным работающим ТЛ. После вывода на режим или остановки резервной ТЛ алгоритм осуществляет регулирование по остальным рабочим ТЛ в соответствии с рассчитанным по (1) заданием для клапанов регулирующих.

B. Алгоритм поддержания качества продукции

Данный алгоритм предназначен для поддержания качества газа, подаваемого в МГ. Показателем качества газа

для АГДК является соответствие его требованиям СТО Газпром 089-2010 в части температуры точки росы по воде.

В состав системы регулирования подачи РА в качестве исполнительных устройств входят насосы плунжерного типа и клапаны регулирующие. Насосы осуществляют вывод на заданный режим общей подачи РА, клапаны регулирующие предназначены для точного распределения подачи РА по рабочим абсорберам.

Общая подача РА формируется из суммарного задания $\sum_{n=1}^{10} UG_{РАn}$ по подаче РА в абсорберы находящиеся в работе.

Если усредненный часовой текущий суммарный расход РА $\sum_{n=1}^{10} \bar{G}_{РАn}$ меньше суммарного задания по подаче $\sum_{n=1}^{10} UG_{РАn}$, то с учетом работы насосов при $0,3G_H$, необходимо попеременно повышать производительность насосов с шагом $h = 5\%$, до уравнивания усредненного РА с заданием по подаче РА.

Если общий расход РА при достижении границы $0,75G_H$ по всем находящимся в работе насосам не достигается, то выдается сообщение на АРМ оператора о включении дополнительного насоса. В обратном случае выдается сообщение на АРМ оператора об отключении одного насоса. После включения или отключения насоса автоматически производится выравнивание производительности оставшихся в работе насосов в диапазоне от $0,3G_H$ до $0,75G_H$ с шагом $h = 5\%$.

Расход РА в абсорбер одной ТЛ рассчитывается по формуле:

$$G_{РАn} = UQ_n \cdot q_n.$$

где q_n – удельный расход РА на один абсорбер.

Оптимальная подача РА на одну ТЛ определяется экспериментально. Однако в процессе эксплуатации эта цифра может корректироваться. Коррекция подачи РА на одну ТЛ формируется исходя из условия:

$$UG_{РАn} = G_{РАn} - dG_{РА},$$

где $dG_{РА} = G_{РАn} - G_{РАопт}$.

Контроль температуры точки росы по воде осуществляется на газоизмерительной станции. В случае необходимости, по результатам измерения температуры точки росы, осуществляется ручная корректировка q_n и $G_{РАопт}$.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведен анализ автоматизированного газодобывающего комплекса, эксплуатируемого на стадии падающей добычи, как объекта управления. Приведен перечень реализованных алгоритмов. Подробно описаны алгоритмы поддержания производительности АГДК и поддержания качества продукции подаваемой в магистральный газопровод.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Harrington J. Computer Integrated Manufacturing. R. E. Krieger Publishing Company, 1974. 321 p.
- [2] Ицкович Э.Л. Современные алгоритмы автоматического регулирования и их использование на предприятиях // Автоматизация в промышленности. 2007. №6. С. 39-44.
- [3] Вережкин А.П., Муртазин Т.М., Денисов С.В., Кирюшин О.В. Оперативное управление нефтехимическими процессами по показателям технико-экономической эффективности // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 9-10. С. 22-29.
- [4] Барашкин Р.Л., Горелов В.В., Калашников П.К., Попадько В.Е., Южанин В.В. Алгоритм взаимодействия программ имитационного моделирования и систем управления технологическими процессами // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2015. №10. С. 35-40.
- [5] Абрамкин С.Е., Шистеров Г.А., Душин С.Е., Мурзагалин А.Т., Яшкин А.Д. Проблемы разработки комплексных алгоритмов для объектов газовой промышленности // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2019. №5 (550). С. 27-32.
- [6] Абрамкин С.Е., Душин С.Е. Разработка комплексных алгоритмов для автоматизированных технологических комплексов // Проектирование и обеспечение качества информационных процессов и систем: сб. докладов. СПб.: СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2022. С. 58-61.
- [7] 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.: Газпром экспо, 2016. 31 с.
- [8] Еремин Н.А., Мельников И.В., Бобриков Н.М., Столяров В.Е., Когай А.А., Щеголев Д.П. Применение комплексных алгоритмов управления газодобычей как элементов цифрового двойника технологического комплекса Бованенковского НГКМ // Газовая промышленность. 2019. №6 (785). С. 42-49.