СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ в газовой промышленности

Под общей редакцией
М. Ю. Праховой

«Инфра-Инженерия»

СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Под общей редакцией М. Ю. Праховой

Учебное пособие

Москва Вологда
«Инфра-Инженерия»
2019

УДК 681.5:[622.279 + 622.691]
ББК 32.965:[33.362 + 39.76]
С40

Авторы:
Прахова М. Ю., Шаловников Э. А., Краснов А. Н.,
Хорошавина Е. А., Федоров С. Н.

С40 **Системы автоматизации в газовой промышленности** : учебное пособие / [Прахова М. Ю. и др.] ; под общ. ред. М. Ю. Праховой. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. – 480 с. : ил., табл.
ISBN 978-5-9729-0307-8

Рассмотрены вопросы автоматизации всех объектов жизненного цикла природного газа: от газовой скважины до газораспределительной сети. Для каждого объекта даны краткие сведения об используемых технологиях, приведены общие подходы к автоматизации, в качестве примера предложены наиболее типичные для газовой отрасли средства. Особое внимание уделено актуальным проблемам автоматизации технологических процессов.

Для студентов, аспирантов и преподавателей нефтегазовых специальностей, а также для инженеров систем автоматизации.

УДК 681.5:[622.279 + 622.691]
ББК 32.965:[33.362 + 39.76]

ISBN 978-5-9729-0307-8

© Прахова М. Ю., Шаловников Э. А., Краснов А. Н., Хорошавина Е. А., Федоров С. Н.
© Издательство «Инфра-Инженерия», 2019
© Оформление. Издательство «Инфра-Инженерия», 2019

Предисловие

Россия занимает первое место в мире по запасам газа, второе место по объемам ежегодной добычи и по потреблению газа и обеспечивает 20 % мировой торговли данным видом топлива. 70 % добываемого газа используется на внутреннем рынке. Россия играет также важную роль в обеспечении транзита центрально-азиатского газа в Европу и страны СНГ.

Поэтому потребность в грамотных специалистах в газовой отрасли постоянно возрастает, в том числе и в специалистах по автоматизации технологических процессов и производств. Введение в программу магистерской подготовки специальной дисциплины, одноименной с данным учебником, потребовало соответствующего методического обеспечения.

В научно-технических журналах и интернет-источниках имеется очень большой объем самой разной информации по газовым объектам, касающейся технологий, оборудования, средств автоматизации, систем управления и т. п. Однако эта информация никак не систематизирована, зачастую отрывочна и подразумевает высокий профессиональный уровень специалистов, пользующихся ею.

Мы попытались в одном издании рассмотреть вопросы автоматизации всех объектов жизненного цикла природного газа, начиная с газовой скважины и кончая газораспределительной сетью. При этом мы руководствовались следующими соображениями.

Во-первых, автоматизация любого производственного процесса зависит от используемых технологий и их особенностей, поэтому специалист по автоматизации должен понимать их. В связи с этим мы сочли необходимым для каждого объекта дать краткие сведения об используемых технологиях, т. к. магистранты не всегда обладают необходимой подготовкой в этой области.

Во-вторых, поскольку средства автоматизации и управления обновляются очень часто, в учебнике рассмотрены общие подходы к автоматизации каждого объекта и в качестве примера приведены наиболее типичные и характерные для ПАО «Газпром» средства. Средства измерения рассмотрены только специфические для газовой отрасли.

В-третьих, целевая аудитория учебника — магистранты, поэтому при рассмотрении какого-либо объекта мы старались показать не только типовые решения по автоматизации, но и акцентировать внимание на существующих в этой области проблемах.

Надеемся, что учебник будет также полезен студентам смежных направлений подготовки, например «Нефтегазовое дело» и т. п.

Выражаем искреннюю признательность и благодарность рецензентам учебника: главному научному сотруднику Центра ПХГ НИИ природных газов и газовых технологий — ВНИИГАЗ ООО «Газпром ВНИИГАЗ» д. т. н., профессору Джафарову К. И. и главному метрологу, начальнику производственного отдела метрологии и контроля качества ООО «Газпром трансгаз Уфа» к. т. н. Сарварову Л. В. за ценные замечания и рекомендации при подготовке рукописи.

Введение

Удельный вес природного газа в структуре производства первичных энергоресурсов в Российской Федерации составляет примерно 50 %, а в балансе мировых первичных энергоресурсов — около 21 %.

Природный газ является одновременно наиболее совершенным топливом, высокоэффективным энергоносителем и ценным химическим сырьем, благодаря чему широко применяется в многочисленных производственных процессах.

Россия занимает первое место в мире по запасам природного газа (23 % мировых запасов) и по объемам его ежегодной добычи, обеспечивая 25 % мировой торговли этим энергоносителем, доминируя как на европейском газовом рынке, так и на рынке стран СНГ. В общем объеме потребления газа в странах зарубежной Европы (включая Турцию, но без учета стран СНГ) на российский газ приходится около 30 %. Обладая уникальной газотранспортной системой, Россия также играет важную роль в обеспечении поставок центральноазиатского газа в Европу и страны СНГ.

Весь комплекс предприятий добычи, подготовки, транспорта, хранения, переработки, поставки и экспорта газа входит в единую систему газоснабжения (ЕСГ) России. Уникальность ЕСГ России состоит в том, что эта система объединяет в своем составе многие десятки газовых и газоконденсатных месторождений с общим объемом добычи более 600 млрд м^3 газа.

Фактически единая система газоснабжения представляет собой объединение газоснабжающих систем, охватывающих значительную часть нашей страны. При этом каждая газоснабжающая система представляет собой совокупность газовых промыслов, магистральных газопроводов, подземных хранилищ газа и газораспределительных станций, объединенных единым гидродинамическим режимом добычи, транспорта, хранения и распределения природного газа. Таким образом, каждая газоснабжающая система как подсистема ЕСГ включает в себя всю технологическую цепочку от пласта до потребителя и распадается на две подсистемы: газодобывающую и газотранспортную.

С точки зрения структуры и функционального назначения систему газоснабжения (в том числе и ЕСГ страны) можно представить укрупненно в виде пяти относительно независимых по характеру и критериям функционирования подсистем (рис. В.1):

- источники природного газа;
- сооружения по подготовке газа;
- магистральные газовые сети;
- региональные распределительные сети;
- потребители газа.

Рис. В.1 — Функциональная схема структуры газоснабжения

Назначение первых двух подсистем — добыча и подготовка заданного количества природного газа. Основное назначение третьей подсистемы, которая представляет собой довольно сложную разветвленную сеть магистральных газопроводов, — транспорт газа к местам его потребления (города, регионы) или накопления (газовые хранилища). Назначение четвертой подсистемы — доставка и распределение газа конкретным потребителям (промышленные предприятия, коммунально-бытовые газоиспользующие установки и др.) данного региона. Региональная газовая распределительная сеть (РГРС) является наиболее сложной и разветвленной подсистемой системы газоснабжения. Это связано с тем, что процессы газопотребления имеют постоянно меняющийся во времени, стохастический характер, зависящий от многих факторов. Далее, транспорт газа в этой подсистеме осуществляется под воздействием

потенциальной энергии давления газа, которая ему была сообщена в магистральном газопроводе перед входом в РГРС. Давления в ней (2 кПа — 1,2 МПа) значительно ниже рабочих давлений в третьей подсистеме (до 5–7,5 МПа), что и обеспечивает необходимую энергию для работы по доставке газа потребителю.

Управление ЕСГ России регламентируется отраслевой системой оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ). Эта система является фактически иерархической многоуровневой системой — автоматизированной системой диспетчерского управления (АСДУ), включающей следующие уровни управления:

- центральный пункт диспетчерского управления (ЦПДУ) ПАО «Газпром»;
- центральные диспетчерские службы (ЦДС) газодобывающих, газотранспортных предприятий и предприятий подземного хранения газа;
- диспетчерские пункты (ДП) линейно-производственных управлений магистральных газопроводов (ЛПУ МГ), газопромысловых управлений (ГПУ), станций подземного хранения газа (СПХГ);
- посты управления и операторные помещения установок комплексной подготовки газа (УКПГ), магистральных и дожимных компрессорных станций (КС, ДКС), объектов подземного хранения газа, газораспределительных станций и пунктов (ГРС, ГРП), газоизмерительных станций (ГИС).

Таким образом, ЕСГ России в целом и ее отдельные подсистемы представляют собой очень сложный объект управления, работа которого невозможна без систем автоматизации самых разных уровней сложности и большого количества разнообразных средств автоматизации (средств измерения и контроля, исполнительных устройств, регуляторов, запорной арматуры, контроллеров, программно-технических комплексов, систем телемеханики и т. п.).

ГЛАВА 1

Основные технологические процессы добычи, транспорта и распределения природного газа

1.1. Общие сведения о месторождениях природного газа и его свойствах

Природные горючие газы представляют собой газообразные углеводороды, образующиеся в земной коре. Природные газы состоят в основном из смеси метана, этана, пропана, бутана, иногда содержат примеси CO_2, N_2, H_2S, легкокипящих жидкостей, пентана, гексана и др.

Эти газы могут быть трех типов: газы, добываемые из чисто газовых месторождений, газы из газоконденсатных месторождений и попутные нефтяные газы.

Газовое месторождение (ГМ) — газовая залежь или совокупность газовых залежей, принадлежащих к общему участку поверхности и подчиненных единой тектонической структуре. В разрезе многозалежного месторождения на одной площади имеется несколько газовых залежей, расположенных одна под другой на разной глубине. Каждая такая залежь представляет собой естественное скопление природного газа в ловушке, образованной пластом-коллектором и покрышкой из непроницаемых пород. Размеры газовой залежи лежат в пределах от нескольких десятков тысяч кубометров до нескольких триллионов кубометров газа.

Газовые месторождения разрабатываются без поддержания давления, на естественном режиме. Газ из таких месторождений на 94–99 об. % состоит из метана и содержит также незначительное количество этана, пропана; более тяжелые углеводороды присутствуют в виде следов. В газе газовых месторождений могут наблюдаться примеси углекислого газа CO_2, азота N_2, сероводорода H_2S, гелия He. Газы чисто газовых месторождений легче воздуха. Их относительная плотность по воздуху составляет 0,56–0,66. Эти газы относятся к категории сухих газов. Состав природных газов различных месторождений отличается друг от друга, причем значительно — например, молекулярный вес газа Западно-Сибирского

бассейна лежит в пределах от 16 до 22 единиц. Пример газового месторождения — Медвежье месторождение.

Если природные горючие газы, находящиеся в пласте под высоким давлением, содержат углеводороды, конденсирующиеся при снижении давления, то месторождение таких газов называется газоконденсатным.

Основной особенностью газов газоконденсатных месторождений является наличие в них высокомолекулярных углеводородов.

Газоконденсатное месторождение (ГКМ) — это газоконденсатная залежь или несколько залежей, которые все могут быть газоконденсатными или частично газоконденсатными и частично газовыми и принадлежат к общему участку поверхности и единой тектонической структуре. Некоторые залежи могут сопровождаться нефтяными оторочками непромышленного значения. В случае многозалежных газоконденсатных месторождений в верхней части разреза, как правило, находятся скопления газа, практически не содержащие газового конденсата (газовые залежи).

К газоконденсатным залежам относят залежи газа с содержанием конденсата (показатель конденсатности) не ниже 5–10 г/м^3. В зависимости от источника жидких углеводородов газоконденсатные залежи могут быть первичными, образованными без участия нефтяных скоплений, и вторичными, формирующимися за счет испарения части нефтяной смеси.

Состав пластового газа в различных ГКМ сильно варьируется. Обычно основным компонентом большинства таких месторождений является метан (70–90 об. %). Кроме того, в пластовом газе содержатся тяжелые углеводороды (от C_5H_{12} до $C_{20}H_{42}$), сероводород, азот, углекислый газ, гелий. В конденсатах многопластовых месторождений сверху вниз по разрезу обычно уменьшается доля метановых и возрастает концентрация ароматических углеводородов. В процессе разработки газоконденсатных месторождений может существенно меняться фазовое состояние пластовых смесей и, как следствие этого, состав добываемого газа. Если в газе содержится мало конденсата или запасы его невелики, месторождение может разрабатываться как обычное газовое.

Из скважин эти газы поступают в установки для улавливания конденсата, а сухой (отбензиненный) газ закачивается в газоносный

пласт для поддержания в нем давления с целью предупреждения обратной конденсации и падения дебита скважины.

Газоконденсатными месторождениями являются, например, Вуктыльское и Астраханское.

Газонефтеконденсатное месторождение (ГНКМ) — это газонефтеконденсатная залежь или комбинация газоконденсатных и нефтяных залежей, которые могут быть самостоятельными скоплениями или крупными оторочками промышленного значения. Возможны несколько вариантов разработки ГНКМ:

- отбор в начальный период эксплуатации только нефти (в этом случае надолго консервируется газовая часть месторождения);
- отбор главным образом газа (при этом могут происходить потери нефти вследствие разгазирования и заполнения нефтью пор, ранее занятых газом);
- одновременный отбор нефти и газа с применением сайклинг-процесса (этот вариант является наиболее рациональным).

Примером газоконденсатного месторождения является Уренгойское ГНКМ.

В ***газонефтяных месторождениях*** (ГНМ) газ находится либо в свободном состоянии, либо полностью или частично растворен в нефти.

В свободных газах газонефтяных месторождений, то есть в газовых шапках, могут присутствовать пары жидких углеводородов, более тяжелые, чем гексан, однако их примесь бывает незначительной. Такие газы газонефтяных месторождений называются *попутными.*

Газы, растворенные в нефти и выделяющиеся из нее при сепарации, называются *нефтяными*. Обычно они содержат от 30 до 80 % гомологов метана, а также азот, диоксид углерода, сероводород, гелий, аргон и другие компоненты. Поэтому содержание метана может составлять в нефтяных газах всего 20–30 % от состава газовой смеси. Состав углеводородной части газов тесно связан с составом нефти. Легкие метановые нефти содержат газы, состоящие на 20–30 % из тяжелых углеводородов. Тяжелые нефти, наоборот, содержат преимущественно метан.

Основными составляющими естественного нефтяного газа являются углеводороды метанового ряда. В отличие от газов газовых месторождений попутные нефтяные газы содержат меньшее количество метана и повышенное количество более тяжелых углеводородов. Кроме того, в них содержатся пары воды, азот, сероводород, т. е. они как бы «грязнее» природного газа и требуют более тщательной очистки и обработки перед применением.

Количество содержащегося в нефти газа характеризуется *газовым фактором* — отношением количества выделившегося газа в кубометрах к количеству добытой нефти в тоннах.

Значение газового фактора (ГФ) у большинства залежей составляет от 30 до 100 м^3/т. Установленные максимальные величины ГФ в нефтяных залежах в экстремальных термобарических условиях глубоких горизонтов достигают 700–750 м^3/т. Залежи нефти, не содержащие растворенных газов, встречаются редко на небольших глубинах. Газовый фактор используется в качестве показателя типа залежи. К нефтяным залежам относятся залежи с ГФ ниже 600 м^3/т, к нефтегазоконденсатным — 600–900 м^3/т и к газоконденсатным — свыше 900 м^3/т.

Необходимо отметить, что это деление достаточно условно, т. к. крупные месторождения могут быть смешанного типа. Это означает, что часть залежей, входящих в них, могут быть чисто газовыми, часть — газоконденсатными, а часть — нефтяными.

Из-за того, что при эксплуатации того или иного многозалежного месторождения углеводородного сырья извлечение полезных ископаемых производится из конкретных залежей, тип залежи может не совпадать с типом месторождения. Так, например, Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение является многозалежным, в котором верхняя залежь (сеноманская) чисто газовая и из нее добывается только природный горючий газ, а глубокая залежь (неокомская) является нефтегазоконденсатной.

Деление месторождений на газовые и газоконденсатные обусловлено различием технологических процессов подготовки их продукции к транспорту.

Количество добываемого газа (дебит) зависит от газоносности и газопроницаемости горных пород данного месторождения.

Газоносность — количество газа, содержащегося в единице массы или объема горных пород в природных условиях.

Газопроницаемость — свойство твердых пород пропускать газ при существующей разнице давлений.

Природный газ является не только энергоносителем, но и ценным химическим сырьем. Качество газа как энергоносителя зависит от содержания метана. При содержании в газовой смеси этана и других углеводородных и неуглеводородных газов от нескольких процентов и более она становится ценным химическим сырьем.

Так, например, в газах Астраханского газоконденсатного месторождения содержится большое количество сероводорода (20–24 %), который является ценным компонентом природного газа и служит сырьем для производства серы.

Примерный химический состав газов, добываемых из чисто газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, приведен в таблицах 1.1 — 1.3. Как видно, природные газы из чисто газовых месторождений содержат более 95 % метана (таблица 1.1), из газоконденсатных — 75–95 % (таблица 1.2). Газы, добываемые вместе с нефтью (попутные газы), представляют собой смесь метана, этана, пропан-бутановой фракции (сжиженного газа) и газового бензина. Содержание метана — около 35–85 %. Содержание тяжелых углеводородов в попутном газе 20–40 %, реже — до 60 % (таблица 1.3).

Таблица 1.1

Химический состав газа газовых месторождений

Месторождение	Содержание компонентов, об. %							Относит. плотность
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2	
Северо-Ставропольское	98,9	0,29	0,16	0,05	—	0,4	0,2	0,56
Уренгойское	98,84	0,1	0,03	0,02	0,01	1,7	0,3	0,56
Шатлыкское	95,58	1,99	0,35	0,1	0,05	0,78	1,15	0,58
Медвежье	98,78	0,1	0,02	—	—	1,0	0,1	0,56

Таблица 1.2

Химический состав газа газоконденсатных месторождений

Месторождение	Содержание компонентов, об. %							Относит. плотность
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2	
Вуктыльское	74,80	7,70	3,90	1,80	6,40	4,30	0,10	0,882
Оренбургское	84,00	5,00	1,60	0,70	1,80	3,5	0,5	0,680
Ямбургское	89,67	4,39	1,64	0,74	2,36	0,26	0,94	0,713
Уренгойское	88,28	5,29	2,42	1,00	2,52	0,48	0,01	0,707

Таблица 1.3

Химический состав газа нефтяных месторождений (попутного газа)

Месторождение	Содержание компонентов, об. %							Относит. плотность
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2	
Бавлинское	35,0	20,7	19,9	9,8	5,8	8,4	0,4	1,181
Ромашкинское	38,38	19,1	17,8	8,0	6,8	8,0	1,5	1,125
Самотлорское	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	9,6	0,1	1,010
Узеньское	50,2	20,2	16,8	7,7	3,0	2,3	—	1,010

Мировые запасы газа (континентальные, на шельфе и в мелководных морях) на конец 2013 года составляют, по оценке британской компании BP («Статистический обзор мировой энергетики», Statistical Review of World Energy, 2013), 187,3 триллиона кубометров газа.

Первое место в мировом рейтинге стран по запасам природного газа в 2013 году занял Иран с показателем в 33,6 триллиона кубометров. Доказанные запасы газа в Росии по итогам 2013 года составили 32,9 триллиона кубометров.

Кроме Ирана и России, огромными запасами природного газа обладают большинство стран Персидского залива, США, Канада. Из европейских стран можно отметить Норвегию, Нидерланды. Среди бывших республик Советского Союза большими запасами газа владеют Туркмения, Азербайджан, Узбекистан, а также Казахстан.

Особенностью всего жизненного цикла природного газа — от места добычи до места потребления — является применение

компрессорных технологий (сжатие и перемещение). При этом системы транспортировки природного газа должны быть герметизированы также на всем протяжении от скважины до конкретного потребителя.

1.2. Основные технологические процессы добычи, транспорта и распределения газа

На пути природного газа от пласта до конечного потребителя он проходит через множество самых разных технических объектов, подвергаясь различным технологическим операциям.

Из газового (газоконденсатного) месторождения природный газ поступает на установку комплексной подготовки газа к транспорту (УКПГ). Очищенный и осушенный газ подается в газотранспортную систему (ГТС), основным элементом которой являются магистральные газопроводы.

Магистральные газопроводы (МГ) представляют собой сложные сооружения, состоящие из установок по очистке и осушке газа, собственно газопроводов, компрессорных и газораспределительных станций.

Современные магистральные газопроводы характеризуются значительной протяженностью, большими диаметрами (700–1 400 мм), сложной геометрической структурой (наличие нескольких нитей, соединенных перемычками, лупингов, простых и сложных поструктуре ответвлений к потребителям газа и т. п.). По газопроводам газ транспортируется за счет энергии сжатия. Необходимое давление газа (до 7,5 МПа) создают головная компрессорная станция, которая находитсяв начале магистрального газопровода, и промежуточные компрессорные станции (КС).

В конце магистрального газопровода, а также в конце отводов от него осуществляется распределение газа потребителям с помощью газораспределительных станций (ГРС). ГРС обычно сооружают близ городов или других населенных пунктов. Основная их функция — снижение давления газа и автоматическое его поддержание на заданном уровне (0,3–1,2) МПа в зависимости от схемы газоснабжения. На ГРС также производится одоризация газа.

ГЛАВА 2

Системы и средства автоматизации технологических объектов газового промысла

2.1. Общие сведения о газовом промысле

Газовый промысел (ГП) — это технологический комплекс, предназначенный для добычи и сбора газа с площади месторождения, а также обработки газа и конденсата с целью подготовки их к дальнейшему транспортированию. Сооружения и коммуникации ГП условно разделяют на основные и вспомогательные. К основным относятся эксплуатационные, наблюдательные и разведочные скважины, газосборные коллекторы (ГСК), газовые сборные пункты (ГСП) с технологическим оборудованием промысловой подготовки газа и конденсата, дожимные компрессорные станции. Вспомогательные сооружения и коммуникации — объекты энергохозяйства, водоснабжения, канализации и связи, механические мастерские, транспортная сеть, автохозяйство, склады и т. д. Количество, характер и мощность промысловых сооружений зависят от геолого-эксплуатационных характеристики месторождения.

Схема обустройства ГП показана на рисунке 2.1.

Современный ГП характеризуется высоким уровнем автоматизации, позволяющим осуществлять контроль и управление режимами эксплуатации газовых скважин, установок комплексной подготовки газа и газового конденсата (УКПГ), внутрипромысловой газосборной сети, дожимных компрессорных станций и т. д. посредством единой АСУТП.

АСУТП ГП, как правило, представляет собой трехуровневую систему управления.

Первый, нижний уровень АСУТП, осуществляет сбор информации о технологических процессах добычи, подготовки и стабилизации газа и газового конденсата и непосредственное воздействие на ход этих процессов.

На втором уровне находятся локальные системы автоматического управления (САУ) технологическими объектами. Основными компонентами САУ являются устройства управления и регулирования (контроллеры), взаимодействующие с первым (полевым) уровнем посредством расположенных на объектах датчиков технологических параметров и исполнительных устройств — регулирующих клапанов, запорных кранов и т. п. Уровень САУ является источником технологической информации для всех вышестоящих уровней управления.

Третий, верхний уровень АСУТП, или уровень оперативно-производственной службы (ОПС), представлен оперативным персоналом (операторы, диспетчеры, сменные инженеры) и программно-техническими средствами (промышленный компьютер, SCADA-системы), которые должны обеспечивать реализацию функций оперативного контроля и управления.

К таким функциям относятся:

- сбор информации от технических средств уровня САУ;
- анализ полученных данных и их сопоставление с заданными планами;
- учет и регистрация причин нарушений хода технологического процесса;
- регистрация основных технологических и хозрасчетных параметров;
- формирование и выдача команд дистанционного управления;
- выдача уставок регуляторам;
- ведение журналов, составление оперативных рапортов, отчетов и других документов;
- предоставление данных о ходе технологического процесса и состоянии оборудования в вышестоящие службы и т. д.

АСУТП ГП входит в общую систему диспетчеризации единой системы газоснабжения.

Таким образом, к основным технологическим объектам газового промысла, автоматизация которых рассматривается в этой главе, относятся:

- газосборная сеть (газовые скважины, объединенные посредством шлейфов в кусты из 3–10 скважин, подключенные к общему газосборному промысловому коллектору);

- установки предварительной подготовки газа (УПГ) для газовых месторождений или низкотемпературной сепарации (НТС) для газоконденсатных месторождений;
- дожимные компрессорные станции (ДКС) I и II очереди;
- установки комплексной подготовки газа (УКПГ), включающие здание переключающей аппаратуры (ЗПА), цех осушки газа, цех регенерации абсорбента, узел хозрасчетного учета газа и технологические объекты вспомогательного назначения;
- узел подключения к магистральному газопроводу (газопровод подключения).

Структурная схема газового промысла показана на рисунке 2.2.

По структуре газовые и газоконденсатные промыслы представляют распределенную систему с многочисленными контролируемыми объектами добычи, которые разделены значительными расстояниями и рассредоточены на больших площадях.

Все существующие системы сбора продукции газовых скважин можно классифицировать по следующим признакам (рисунок 2.3).

По степени централизации технологических объектов подготовки газа различают индивидуальные и групповые (централизованные и децентрализованные) схемы сбора. При *индивидуальной* системе сбора каждая скважина имеет свой комплекс оборудования для подготовки газа (сепараторы, конденсатосборники, установки для ввода метанола в газовый поток и т. д.). После очистки от механических примесей и жидкостей по сборному коллектору газ поступает на центральный сборный пункт (ЦСП). При *групповой* системе сбора весь комплекс сооружений на групповом сборном пункте (ГСП) обслуживает несколько близлежащих скважин (до 16 и более); далее газ подается на ЦСП и потребителю.

В настоящее время используется преимущественно групповая система сбора газа и газового конденсата (рисунок 2.4).

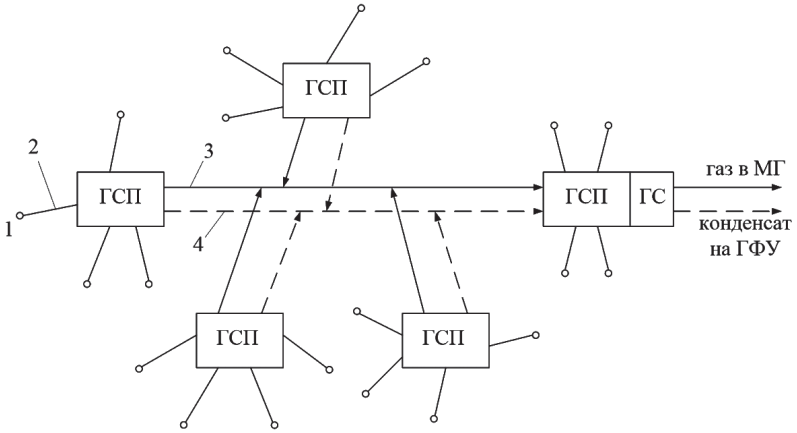

Рисунок 2.4 — Схема промыслового сбора газа и конденсата

Газ от скважины *1* по шлейфным трубопроводам 2 (шлейфный трубопровод, или шлейф, длиной 0,5–2,0 км рассчитывается на давление закрытой скважины, что дает возможность регулировать ее производительность на замерном участке и значительно упрощает эксплуатацию промысла) направляется на газосборный пункт ГСП, где при помощи сепараторов от газа отделяются влага и твердые частицы. С выхода всех ГСП очищенный газ после замера и дросселирования поступает в промысловый газосборный коллектор *3* и направляется далее в магистральный газопровод МГ, а конденсат по конденсатопроводу *4* — на газофракционирующую установку ГФУ для его последующей переработки.

При промысловом обустройстве возможны два варианта групповой системы сбора газа и конденсата:

- децентрализованная, при которой окончательная подготовка газа к дальнему транспорту осуществляется на ГСП, т. е. он представляет собой комплекс сооружений законченного цикла промысловой обработки газа и углеводородного конденсата, включая вспомогательные объекты (рисунок 2.5, а);
- централизованная, при которой на ГСП осуществляется лишь сбор и первичная сепарация газа, а окончательная

подготовка газа и углеводородного конденсата производится на головных сооружениях ГС, которые могут быть совмещены с одним из ГСП (рисунок 2.5, б).

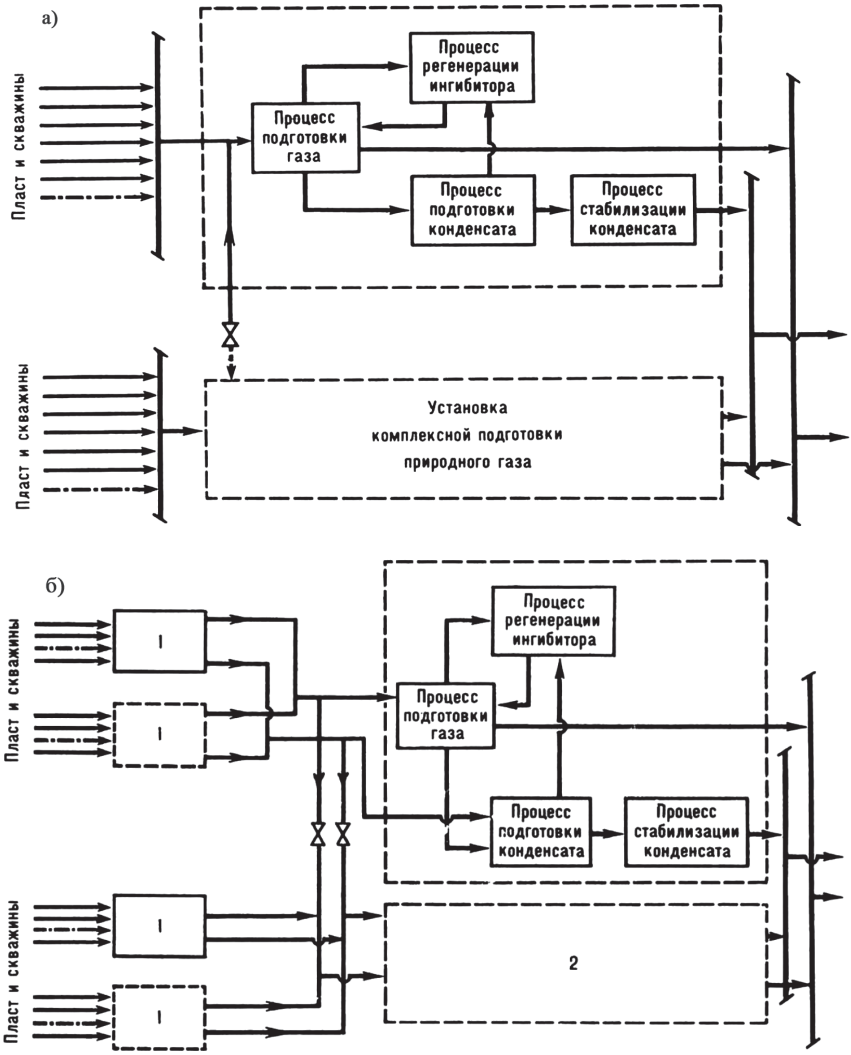

Рисунок 2.5 — Схемы децентрализованного (а) и централизованного (б) сбора и подготовки природного газа и газового конденсата

1 — установка первичной подготовки природного газа; 2 — головные сооружения

На чисто газовых месторождениях обычно применяется централизованная система сбора газа, кроме случаев, когда скважины высокопродуктивные (1,5–2 млн м^3/сут) или когда транспорт неподготовленного газа затруднен из-за образования гидратов, выпадения конденсата и т. п.

На газоконденсатных месторождениях в тех случаях, когда скважины высокодебитные, производительность ГСП составляет 10–15 млн м^3/сут и для обработки газа используют НТС, тогда применяют децентрализованную систему. Эта система также целесообразна для месторождений с большими запасами газа, пластовые давления которых обеспечивают длительный срок работы установок НТС.

Конфигурация газосборного коллектора зависит от формы площади газоносности, числа и размещения добывающих скважин, числа газоносных пластов, состава газа в них, методов промысловой обработки газа и способов замера его объема. В зависимости от формы коллектора системы сбора бывают (рисунок 2.6):

- *линейные*, которые применяются при вытянутой форме площади газоносности;
- *лучевые*, состоящие из нескольких коллекторов, примыкающих к ЦСП (применяются при разработке месторождений на больших площадях или многопластовых месторождений с различными свойствами);
- *кольцевые*, в которых за счет перемычек можно отключать часть коллектора.

Вне зависимости от используемой системы сбора в режиме активного отбора газа осуществляются следующие технологические операции (рисунок 2.7):

- контроль технологических параметров газовой скважины;
- сепарация газа, измерение уровня и расхода пластовой жидкости и газового конденсата;
- абсорбционная осушка газа;
- оперативный учет добытого газа;
- компримирование и охлаждение газа для подачи в магистральный газопровод.

Целью управления системой «пласт-коллектор — скважины — газосборный коллектор ГСП» является поддержание требуемого давления газа на выходе ГСП в режиме отбора или заданной депрессии на пласт в режиме добычи газа.

Оглавление

Предисловие 3

Введение 5

ГЛАВА 1
Основные технологические процессы добычи, транспорта и распределения природного газа 8

1.1. Общие сведения о месторождениях природного газа и его свойствах 8

1.2. Основные технологические процессы добычи, транспорта и распределения газа 14

ГЛАВА 2
Системы и средства автоматизации технологических объектов газового промысла 17

2.1. Общие сведения о газовом промысле 17

2.2. Автоматизация газовых и газоконденсатных скважин 27

2.2.1. Компоновка газовой скважины 28

2.2.1.1. Наземное оборудование газовых скважин 28

2.2.1.2. Подземное оборудование газовых скважин 30

2.2.2. Выбор технологического режима эксплуатации газовых скважин 32

2.2.3. Средства измерения и контроля на скважине 35

2.2.3.1. Измерение дебита 35

2.2.3.2 Периодический замер дебита 36

2.2.3.3. Стационарное измерение дебита 39

2.2.3.4. Измерение давления и температуры 45

2.2.3.5. Контроль состояния призабойной зоны пласта 50

2.2.4. Средства измерения и контроля газоконденсатных скважин 59

2.2.4.1. Общие сведения о многофазной расходометрии 60

2.2.4.2. Микроволновый расходомер РГЖ-001 63

2.2.4.3. Многофазные расходомеры серии «Поток» 67

2.2.4.4. Многофазный расходомер ESMER 70

2.2.4.5. Передвижная установка для исследования газоконденсатных скважин 73

2.2.5. Системы автоматизации на кустах газовых скважин 79

2.3. Общая характеристика процессов подготовки газа 85

2.3.1. Технологические схемы процессов низкотемпературной сепарации 89

2.3.2. Технологические аппараты установок НТС 94

2.3.2.1. Сепараторы и теплообменники 94

2.3.2.2. Разделительные емкости 96

2.3.2.3. Огневые подогреватели газа 96

2.3.2.4. Установка регенерации диэтиленгликоля 98
2.3.3. Общие принципы автоматизации процессов НТС 99
2.3.4. Автоматизация установки НТС 101
2.3.4.1. Автоматическое регулирование дебита скважины 103
2.3.4.2. Автоматическое регулирование уровня жидкости 105
2.3.4.3. Автоматическое регулирование расхода ингибитора гидратообразования 106
2.3.4.4. Автоматическое регулирование температурного режима 108
2.3.5. Принципы и системы регулирования производительности промысла 109
2.4. Комплексная подготовка газа на промысле 111
2.4.1. Структурная схема установки комплексной подготовки газа (УКПГ) 112
2.4.2. Технологическая схема УКПГ 113
2.4.3. Автоматизация площадки переключающей арматуры 116
2.4.4. Автоматизация ДКС 119
2.4.5. Автоматизация аппаратов воздушного охлаждения 120
2.4.5.1. САУ АВО на основе дискретного регулирования 125
2.4.5.2. САУ АВО на основе непрерывного регулирования 127
2.5. Измерение влагосодержания газа на УКПГ 129
2.5.1. Температура точки росы как основной показатель качества подготовки природного газа 129
2.5.2. Проблемы измерения температуры точки росы по воде и по углеводородам 134

ГЛАВА 3
Автоматизация объектов магистрального транспорта газа 142
3.1. Общие сведения о транспорте газа 142
3.2. Устройство магистрального газопровода 143
3.3. Автоматизация компрессорной станции 146
3.3.1. Краткая характеристика объекта автоматизации 146
3.3.2. Автоматизация газоперекачивающего агрегата 148
3.3.2.1. Принцип работы газоперекачивающего агрегата 148
3.3.2.2. Параметры, контролируемые на ГПА 152
3.3.2.3. Защиты ГПА 156
3.3.3. Системы автоматического управления ГПА 161
3.3.3.1 Микропроцессорная система контроля и управления ГПА типа МСКУ 4510 и МСКУ 5000 165
3.3.3.2 САУ ГПА типа MARK VIe 173
3.3.4. Антипомпажное регулирование 181
3.3.4.1. Общие сведения о помпаже 181
3.3.4.2. Система антипомпажного регулирования 184
3.3.4.3. Алгоритмы вычисления расстояния до границы помпажа 186
3.3.4.4. Операционные режимы антипомпажного регулятора 189

3.3.4.5. Антипомпажный клапан фирмы Mokveld 190
3.3.5. Запорная арматура 194
3.3.5.1. Общие сведения о запорной арматуре 194
3.3.5.2. Шаровые краны 195
3.3.5.3. Пневмогидропривод 198
3.3.6. Автоматическое управление компрессорной станцией 199
3.3.6.1. Функции, выполняемые САУ КС 199
3.3.6.2. Структурная схема САУ КС 200
3.3.6.3. Система цехового регулирования 202
3.4. Системы автоматизации подземного хранилища газа 203
3.4.1. Назначение и виды подземных хранилищ газа (ПХГ) 203
3.4.2 Технологические процессы ПХГ 207
3.4.3. Системы автоматизации ПХГ 211
3.4.3.1. Виды систем автоматизации станций ПХГ, особенности объектов автоматизации 211
3.4.3.2. Локальная система автоматизированного управления технологическими процессами газосборного пункта СПГХ 213
3.4.3.3. Интегрированные АСУ ТП станций ПХГ 220
3.4.3.4. Использование на СПХГ технологий интеллектуальных скважин и месторождений 224
3.5. Электрохимическая защита МГ от коррозии 233
3.5.1 Общие сведения об электрохимической коррозии 233
3.5.1.1. Катодная защита газопроводов 235
3.5.1.2. Протекторная защита газопроводов 238
3.5.1.3. Электродренажная защита газопроводов 240
3.5.2. Средства автоматизации катодной защиты газопровода 242
3.5.2.1. Основные элементы установки катодной защиты 242
3.5.2.2. Электроды сравнения 245
3.5.2.3. Выпрямители 248
3.5.2.4. Средства контроля защитного потенциала 249
3.5.3. Системы автоматического мониторинга состояния катодной защиты 250
3.5.3.1. Необходимость использования систем автоматического мониторинга катодной защиты 250
3.5.3.2. Основные объекты, подлежащие мониторингу, и контролируемые параметры 252
3.5.3.3. Структура системы автоматического мониторинга катодной защиты 253
3.5.3.4. Система мониторинга станций катодной защиты ООО «Оскол-Энергомаш» 254
3.5.3.5. Автономный комплекс телемеханики серии АКТЕЛ-3-СКЗ ... 255
3.6. Коммерческий учет газа 257
3.6.1. Общие сведения об учете газа 257
3.6.2. Назначение и виды узлов учета газа, требования к ним 259
3.6.3. Измерение расхода на коммерческих УУГ 262

3.6.3.1. Методы и средства измерения расхода газа 262
3.6.3.2. Анализ применимости различных методов измерения расхода на коммерческих УУГ 266
3.6.4. Состав узла учета газа, контролируемые параметры..... 269
3.6.5. Автоматизированная система коммерческого учета газа... 270
ГЛАВА 4
Автоматизация объектов распределения газа 275
4.1. Основные понятия и определения 275
4.2. Автоматизация ГРС 278
4.2.1. Назначение ГРС 278
4.2.2. Устройство и работа ГРС..... 279
4.2.3. Установки для ввода одоранта 287
4.2.3.1. Принцип одоризации..... 287
4.2.3.2. Ручная одоризационная установка капельного типа..... 289
4.2.3.3. Автоматический одоризатор типа БОЭ 291
4.2.3.4. Комплекс одоризации ОГ-1 292
4.2.3.5. Автоматический комплекс одоризации «Флоутэк-ТМ-Д»..... 295
4.2.4. Регуляторы давления 298
4.2.4.1. Регулятор давления типа РДУ-32..... 300
4.2.4.2. Регулятор давления РДУ 80 302
4.2.4.3. Регулятор давления газа типа ЛОРД 304
4.3. Учет газа на ГРС..... 306
4.3.1 Измерительный комплекс «Суперфлоу-II Е»..... 307
4.3.2. Корректор газа СПГ-761..... 311
4.4. Автоматизация ГРС 317
4.5. Информационно-измерительный комплекс «Магистраль-2» 322
4.6. Автоматизация ГРП 325
ГЛАВА 5
Системы автоматизации технологических процессов сжижения природного газа..... 330
5.1. Общие сведения о сжиженном природном газе 330
5.2. Производство СПГ 332
5.2.1. Установка сжижения с классическим каскадным циклом..... 335
5.2.2. Установка сжижения с однопоточным циклом на смешанном многокомпонентном хладагенте 337
5.2.3. Система хранения и отгрузки СПГ..... 340
5.3. Система автоматизации резервуара для хранения СПГ 344
5.4. Средства измерения и контроля для технологических процессов сжижения газа..... 347
5.4.1. Измерение уровня СПГ в резервуарах хранения 347
5.4.1.1. Емкостные измерители уровня СПГ с постоянным изменением (вариацией) емкости 347
5.4.1.2. Ультразвуковые измерители..... 348

5.4.1.3. Гидростатические измерители уровня 349
5.4.1.4. Поплавковые измерители уровня (уровнемеры) 349
5.4.1.5. Резонансный уровнемер 350
5.4.1.6. Сигнализаторы предельного уровня СПГ 351
5.4.2. Измерение давления, температуры и объема СПГ 351
5.4.3. Измерение плотности СПГ 353
5.4.4. Система контроля уровня, температуры и плотности модели 6290 LTD 354
5.4.5. Определение состава СПГ 356
5.4.5.1. Непрерывный отбор пробы СПГ 356
5.4.5.2. Точечный (разовый) отбор проб СПГ 358
5.4.5.3. Система анализа 358
5.4.6. Измерение расходов СПГ и холодного газа 358
5.4.7. Приборы для контроля подготовки оборудования к подаче СПГ 360
5.5. Метрологическое обеспечение СПГ 361

ГЛАВА 6
Автоматизация процессов получения и подготовки попутного нефтяного и сланцевого газа 368
6.1. Общие сведения о попутном нефтяном газе 368
6.2. Учет количества ПНГ 372
6.3. Переработка ПНГ на газоперерабатывающих заводах 374
6.3.1. Общие сведения о переработке ПНГ 374
6.3.2. Мембранные установки подготовки природного и попутного нефтяного газа 376
6.3.3. Газоперерабатывающие заводы 377
6.3.4. Установки переработки попутного нефтяного газа 380
6.4. Сланцевый газ 384
6.4.1. Бурение скважин в сланцевых породах 385
6.4.2. Автоматизация добычи из газовых сланцевых скважин 387
6.4.3. Особенности разработки сланцевых месторождений 391
6.4.4. Экологические риски, возникающие при добыче сланцевого газа 392

ГЛАВА 7
АСУ ТП в газовой промышленности 394
7.1. Классификация, функции и структуры АСУ ТП 395
7.1.1. Классификация АСУ ТП 395
7.1.2. Функции АСУ ТП 397
7.1.3. Структуры АСУ ТП 399
7.2. Программируемые контроллеры 408
7.2.1. Определение, история появления и развития контроллеров 408
7.2.2. Общие проблемы выбора базовых средств автоматизации 409

7.2.3. Классификация ПЛК 412
7.2.3.1. Контроллеры на базе персональных компьютеров (ПК) 412
7.2.3.2. Локальные программируемые контроллеры 414
7.2.3.3. Сетевые комплексы контроллеров 415
7.2.3.4. ПЛК для маломасштабных распределенных систем управления 416
7.2.3.5. ПЛК для полномасштабных распределенных АСУ ТП 417
7.2.4. Структурные компоненты ПЛК 418
7.2.5. Системное и прикладное программное обеспечение. Понятие цикла работы ПЛК 424
7.3. Системы программирования ПЛК на языках стандарта МЭК 61131-3 425
7.3.1. Язык релейно-контактных схем LD 428
7.3.2. Список инструкций IL 429
7.3.3. Структурированный текст ST 430
7.3.4. Диаграммы функциональных блоков FBD 430
7.3.5. Функциональные блоки стандартов МЭК 61499 и МЭК 61804 431
7.3.6. Последовательные функциональные схемы SFC 433
7.3.7. Программное обеспечение 434
7.3.7.1. Среда разработки CoDeSys 434
7.3.7.2. Среда разработки ISaGRAF 436
7.4. Промышленные сети 436
7.4.1. Общие сведения 436
7.4.2. Уровень датчиков и актуаторов 441
7.4.2.1. AS-интерфейс 442
7.4.2.2. HART-протокол 442
7.4.3. Уровень технологического оборудования (контроллерный уровень) 445
7.4.3.1. Протокол Modbus 445
7.4.3.2. Profibus 447
7.4.4. Диспетчерский уровень и уровень управления цехом 449
7.4.5. Уровень высшего руководства (сети верхнего уровня) 451
7.5. SCADA-системы, используемые в газовой отрасли 452
7.5.1. Основные свойства и характеристики SCADA-систем 456
7.5.2. Показатели некоторых SCADA-систем 461
7.5.2.1. SCADA-система iFix 461
7.5.2.2. SCADA-система TraceMode 461
7.5.2.3. SCADA-система WinCC 462
7.5.2.4. SCADA-система Gamos 462
7.5.2.5. SCADA-система Genesis 463
Список использованных источников 466

Учебное издание

Прахова Марина Юрьевна
Шаловников Эрнст Александрович
Краснов Андрей Николаевич и др.

СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Под общей редакцией М. Ю. Праховой

Учебное пособие

ISBN 978-5-9729-0307-8

Подписано в печать 26.11.2018
Формат 60×84/16. Бумага офсетная.
Гарнитура «Таймс».

Издательство «Инфра-Инженерия»
160011, г. Вологда, ул. Козленская, д. 63
Тел.: 8 (800) 250-66-01
E-mail: booking@infra-e.ru
https://infra-e.ru

Издательство приглашает
к сотрудничеству авторов
научно-технической литературы