

И.В. Автономова, к.т.н., доцент, заместитель заведующего кафедрой «Вакуумная и компрессорная техника», МГТУ им. Н.Э. Баумана; А.Ю. Шур, генеральный директор, ООО «БелгородЭНЕРГАЗ»

Утилизация ПНГ. Особенности эксплуатации компрессорных установок с винтовыми маслозаполненными компрессорами на низконапорном газе повышенной плотности

Для сбора и транспортировки попутного нефтяного газа наряду с другими установками широко используются установки с винтовыми маслозаполненными компрессорами. Используемые сегодня инженерные решения позволяют предотвращать выброс масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер; исключать образование конденсата в рабочих ячейках компрессора и его влияние на потребляемую мощность; не допускать нарушения циркуляции масла в масляной системе во время запуска компрессорной установки при отрицательных температурах (ниже $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$). За счет чего это достигается и каковы особенности эксплуатации установок на тяжелом газе, при крайне низких значениях входного давления, в холодных климатических условиях?

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – это природный углеводородный газ, растворенный в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных месторождений. По оценкам специалистов, объемы добываемого в России ПНГ превышают сегодня 70 млрд м³. Попутный газ необходимо собирать, подготавливать и подавать в транспортный газопровод. Такая технологическая задача решена специалистами компании «ЭНЕРГАЗ» на

Алехинском нефтяном месторождении (Тюменская область).

Станция конечная низких ступеней сепарации (СКНС) Алехинского месторождения была оснащена пятью дожимными компрессорными установками (ДКУ) Enerproject типа EGSI-S-650/1500WA (фото 1 и 2). Установки производительностью по 7000 м³/час компримируют низконапорный (0,01 МПа) ПНГ, поступающий с конечной

ступени сепарации, и закачивают его в трубопровод под давлением 1,7 МПа.

При вводе в эксплуатацию данных ДКУ инженеры «ЭНЕРГАЗа» столкнулись с тремя проблемами:

- выброс масла под действием вакуума из маслосистемы во входной фильтр-скруббер;
- образование конденсата в рабочих ячейках компрессора при сжатии ПНГ;



Фото 1. Компрессорные установки Enerproject типа EGSI-S-650/1500WA для компримирования ПНГ



Фото 2. Дожимная компрессорная станция Алехинского нефтяного месторождения в эксплуатации

Таблица. Протокол состава попутного газа, поступающего из цеха подготовки и перекачки нефти Алехинского месторождения

Наименование определяемых показателей	НД на метод	Единица измерения	Результат испытания	
Место отбора			на нагнетании КУ-3	
Компонентный состав				
Метан	ГОСТ 23781-87	% об.	48,92	
Этан		% об.	12,36	
Изобутан		% об.	3,98	
Н-бутан		% об.	7,73	
Изопентан		% об.	1,33	
Н-пентан		% об.	1,34	
Сумма гексанов		% об.	0,66	
Углекислый газ		% об.	1,39	
Азот		% об.	0,73	
Кислород		% об.	0,00	
Всего			% об.	100,00
Молярная масса			г/моль	31,19
Плотность газа при 20 °С, 101,325 кПа		кг/м ³	1,3206	
Теплота сгорания низшая, при 20 °С, 101,325 кПа	ГОСТ 22667-82	ккал/м ³	14492	
Теплота сгорания высшая, при 20 °С, 101,325 кПа	ГОСТ 22667-82	ккал/м ³	15829	
Содержание C ₃₊		г/м ³	796,38	
Содержание C ₅₊		г/м ³	105,65	
Температура газа		°С	104	

- нарушение циркуляции масла в компрессорных установках при отрицательных температурах (ниже -10 °С).

**МОДЕРНИЗАЦИЯ
ВХОДНЫХ КЛАПАНОВ**

При аварийном останове ДКУ происходил выброс масла под действием вакуума из маслосистемы во входной фильтр-скруббер. Во-первых, это связано с очень большой разницей в давлении на входе и на выходе ДКУ, и если не отсекал входной трубопровод от основной магистрали, то давление газа в установке сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод. При этом происходит «унос» масла из маслосистемы во входной скруббер. Во-вторых, параметры технического задания (по давлению), которые учитывались при проектировании и производстве ДКУ, отличались от реальных условий эксплуатации.

Чтобы обеспечить нормальную работу компрессорных установок при крайне низком давлении попутного газа, было принято решение провести модернизацию системы входных клапанов, уста-

новив на входе газа быстродействующие клапаны. Инженеры компании «ЭНЕРГАЗ» и специалисты швейцарской фирмы ENEPROJECT SA (изготовитель установок) успешно решили данную задачу.

По специальному заказу изготовили электромеханический привод входного клапана, снабженный пружинным отсекателем. Сложность заключалась в том, что необходимо было вмонти-

ровать, «вписать» данный электропривод в существующий модуль ДКУ, в котором пространство ограничено. Для того чтобы создать момент силы для мгновенного закрытия при аварийной ситуации входного клапана (задвиги) диаметром 400 мм, требуется усилие порядка 3000 Н·м. Такое под силу только специальной пружине, однако она получилась бы неприемлемо больших размеров. И тогда было решено разделить



Фото 3. Винтовой маслозаполненный компрессор

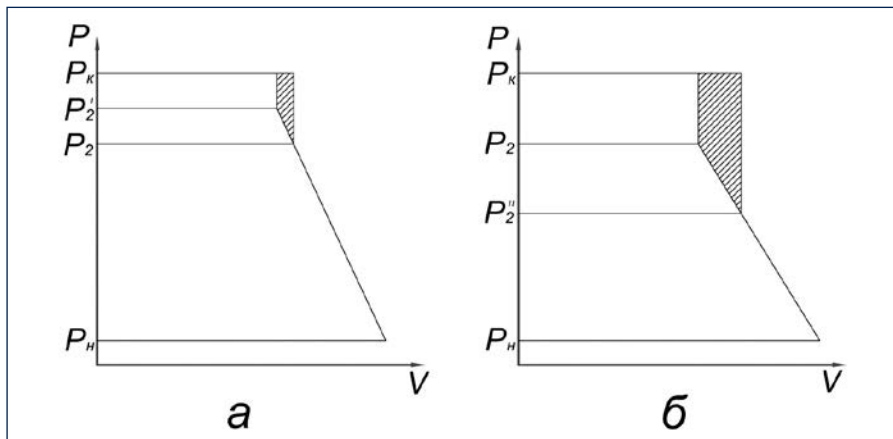


Рис. 1. Теоретические индикаторные диаграммы винтового маслозаполненного компрессора а) без конденсации газа в рабочих ячейках; б) при конденсации газа в рабочих ячейках

это усилие между двумя пружинами, что позволило сделать электропривод более компактным и разместить его в существующем блоке-модуле. Важно отметить, что параллельно был расширен функционал системы автоматического управления ДКУ. САУ четко отслеживает статус и суть поступающих сигналов, проводит анализ и оперативно выдает соответствующие команды: на нормальный останов либо на аварийный «стоп».

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ КОНДЕНСАТА

Газ, поступающий из цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), имеет плотность более $1,3 \text{ кг/м}^3$, то есть в компрессорных установках сжимается так называемый тяжелый газ (см. таблицу на стр. 23). Характерной особенностью этого газа является повышенная растворимость в масле.

В маслоотделителе, который работает при выходном давлении $p_k = 1,7 \text{ МПа}$ (рис. 1а), большое количество газа, особенно тяжелых фракций, растворяется в масле. Масло из маслоотделителя подается в рабочие ячейки сжатия маслозаполненных винтовых компрессоров (фото 3). Давление в рабочих ячейках ниже давления внутреннего сжатия p_2 – и газ начинает интенсивно выходить из масла в объем рабочих ячеек, что ведет к увеличению давления в них и к увеличению давления внутреннего сжатия до величины p_2' . При этом уменьшаются затраты мощности на внешнее сжатие и затраты мощности на сжатие одно-

го килограмма газа в компрессоре (на рисунке 1а заштрихованная площадь пропорциональна экономии энергии на сжатие одного килограмма газа). Однако если температура газа в рабочих ячейках будет ниже температуры конденсации каких-либо фракций газа, то они начнут конденсироваться в рабочих ячейках. Конденсат занимает меньший объем, нежели газ, поэтому конденсация газа приводит к уменьшению давления в рабочих ячейках и уменьшению давления внутреннего сжатия от величины p_2 до p_2'' (рис. 1б). Это ведет к увеличению затрат мощности на внешнее сжатие и мощности на сжатие 1 кг газа в винтовых маслозаполненных компрессорах (на рисунке 1б заштрихованная площадь пропорциональна увеличению мощности на сжатие газа).

Кроме того, растворение газа в маслоотделителе приводит к снижению кинематической вязкости масла и увеличению уровня масла в маслоотделителе.

Для предотвращения конденсации масла в рабочих ячейках компрессора решено было расширить диапазон рабочих температур масла и газа. При этом начальные настройки рабочих параметров компрессорной установки фиксировались следующие: t масла – $55 \text{ }^\circ\text{C}$, t газа – $85 \text{ }^\circ\text{C}$. Данные рабочие температуры не позволяли избежать образования конденсата. Проведение ряда расчетов и экспериментов позволило обосновать повышение рабочих температур компрессорной установки: t масла – до $75 \text{ }^\circ\text{C}$, t газа – до $105 \text{ }^\circ\text{C}$. Для сохранения работоспособности

компрессорных установок потребовалась замена масла Mobil Glycoil MG11 на MG22 с повышенным индексом вязкости. Дальнейшая эксплуатация компрессорных установок подтвердила правильность инженерного решения.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛООБМЕНА

Для нормальной циркуляции масла при отрицательных температурах потребовалась модернизация системы охлаждения компрессорных установок. Замена масла MG11 на MG22 нарушила циркуляцию масла в масляной системе во время запуска компрессорных установок после длительной стоянки при отрицательных температурах (ниже $-10 \text{ }^\circ\text{C}$). Это происходило из-за большой вязкости масла в выносном аппарате воздушного охлаждения (АВО, фото 4). Во избежание такой ситуации было разработано инженерное решение по подогреву масла в АВО во время пуска компрессорной установки.

В период пуска масло маслососом перемещается по малому кольцу и подогревается электрическим подогревателем масла в маслоотделителе (так называемый горячий пуск) и за счет трения и сопротивления в трубах. Для нормальной работы это тепло необходимо отводить в АВО, но масло туда не поступает, так как требуется большое усилие, чтобы выдавить густое масло из АВО. В итоге последовало предложение:



Фото 4. Аппарат воздушного охлаждения после модернизации системы теплообмена ДКУ

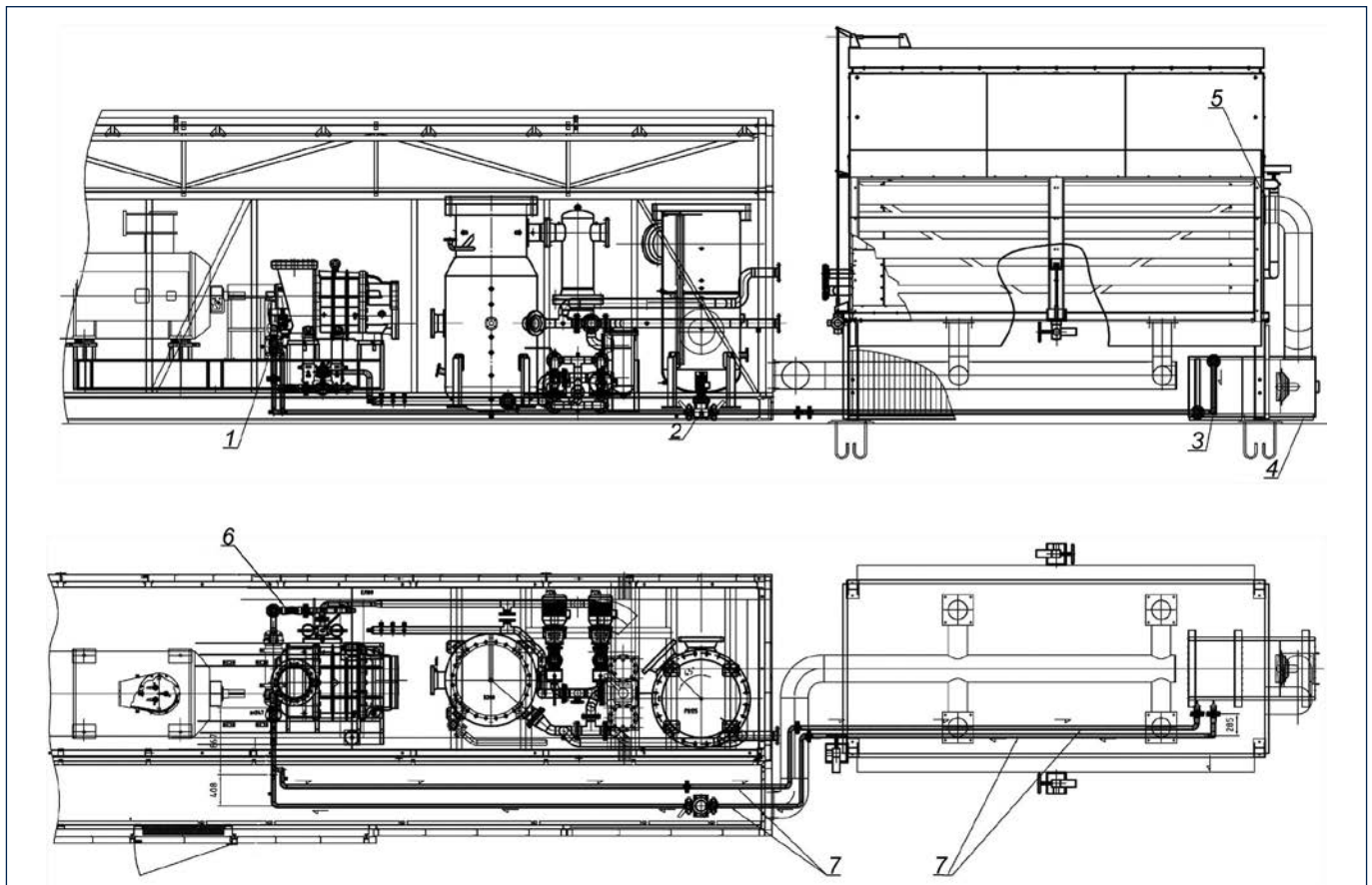


Рис. 2. Дополнительно установленные элементы системы теплообмена:

1 – жидкостной теплообменник; 2 – насос жидкости; 3 – жидкостной радиатор; 4 – вентилятор; 5 – воздуховод; 6 – мембранный расширительный бак для жидкости; 7 – соединительные трубопроводы

тепло из маслобака и маслоотделителя отводить жидкостью и эту жидкость использовать для обогрева АВО.

С этой целью установили дополнительные элементы системы теплообмена (рис. 2): жидкостной теплообменник в маслобаке; насос циркуляции жидкости; жидкостной радиатор для обогрева АВО; вентилятор принудительной циркуляции воздуха; воздуховод; мембранный расширительный бак для жидкости; соединительные трубопроводы; приборы КИПиА.

В качестве жидкости применили раствор гликоля с концентрацией, обеспечивающей незамерзание жидкости до температуры -45°C . Помимо гликоля может применяться также тосол.

Таким образом, в период пуска компрессорной установки (это 20–25 мин.) тепло, которое выделяется при сжатии газа в компрессоре и передается маслу, отбирается гликолем в жидкостном теплообменнике (1). Насосом (2) разо-

гретый гликоль подается в жидкостной радиатор (3). Радиатор принудительно обдувается воздухом, который подает вентилятор (4). Разогретый воздух по воздуховоду (5) подается в АВО и нагревает в нем масло до температуры, необходимой для начала нормальной работы компрессорной установки.

Вывод

Опыт создания данной компрессорной станции показал, что компания «ЭНЕРГАЗ» предлагает в каждом конкретном случае индивидуальные технические решения, разработанные с учетом особенностей эксплуатации установок. Индивидуальный подход позволяет добиться максимальной эффективности и надежности при эксплуатации газодожимного оборудования.

При сжатии тяжелого газа (газа высокой плотности) предлагается повышать температуру масла на впрыске в рабочие ячейки, температуру газомасляной

смеси на нагнетании для того, чтобы избежать конденсации газа в рабочих ячейках. Одновременно следует использовать для смазки компрессора масло более высокой вязкости и подогревать масло в АВО в период пуска компрессора после длительной стоянки при низких температурах. Для работы с ПНГ, давление которого приближено к вакууму, необходимо устанавливать на входе газа в ДКУ быстродействующие клапаны.

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, г. Москва,
ул. Большая Почтовая, д. 34
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
e-mail: info@energaz.ru
www.energaz.ru