

УТИЛИЗАЦИЯ ПНГ:

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК С ВИНТОВЫМИ МАСЛОЗАПОЛНЕННЫМИ КОМПРЕССОРАМИ НА ГАЗЕ ПОВЫШЕННОЙ ПЛОТНОСТИ



Для сбора и транспортировки попутного нефтяного газа наряду с другими установками широко используются установки с винтовыми маслозаполненными компрессорами. В статье рассматриваются особенности эксплуатации этих установок на тяжелом газе, при крайне низких значениях входного давления, в холодных климатических условиях. Излагаются инженерные решения, позволяющие предотвращать влияние образования конденсата в рабочих ячейках компрессора на потребляемую мощность и не допускать нарушений циркуляции масла в масляной системе во время запуска компрессорной установки при отрицательных температурах (ниже -10°C).

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 Алёхинском месторождении (Тюменская область).

Станция конечная низких ступеней сепарации (СКНС, см. фото вверху) Алёхинского нефтяного месторождения была оснащена пятью дожимными компрессорными установками (ДКУ) Enerproject типа EGSI-S-650/1500WA с единичной производительностью до 7000 м³/час (см. фото 1 и 2). Установки осуществляют очистку и сжатие ПНГ, поступающего с конечной ступени сепарации СКНС при давлении 0,01 МПа, до выходного давления 1,7 МПа.

Для того чтобы использовать ДКУ при крайне низких показате-

И.В. АВТОМОВА

Доцент, к.т.н,
заместитель заведующего
кафедрой
«Вакуумная и компрессорная
техника» МГТУ им. Н.Э.Баумана

А.Ю. ШУР

Генеральный директор
ООО «БелгородЭНЕРГАЗ»

лях входного давления, была проведена модернизация входных клапанов установок, которая предотвращает выброс масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер при возможном аварийном останове компрессорной установки.

При вводе в эксплуатацию данных установок на Алёхинском месторождении инженеры ЭНЕРГАЗа столкнулись с двумя проблемами: (1) образование конденсата при сжатии ПНГ, (2) нарушение циркуляции масла в компрессорных установках при отрицательных температурах (ниже -10°C).

Предотвращение образования конденсата

Газ, который поступает из цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), имеет плотность более 1,3 кг/м³, то есть в компрессорных установках сжимается так называемый тяжелый газ (см. табл.1). Характерной особенностью этого газа является повышенная растворимость в масле.

В маслоотделителе, который работает при выходном давлении $p_{\text{к}}=1,7$ МПа (см. рис.1а), большое количество газа, особенно тяжелых фракций, растворяется в масле. Масло из маслоотделителя подается в рабочие ячейки сжатия маслозаполненных винтовых ком-

Табл.1. Протокол состава газа Алёхинского нефтяного 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°C, 101,325 кПа		кг/м³	1,3206
Теплота сгорания низшая, при 20°C, 101,325 кПа	ГОСТ 22667-82	ккал/м³	14492
Теплота сгорания высшая, при 20°C 101,325 кПа	ГОСТ 22667-82	ккал/м³	15829
Содержание C ₃₊		г/м³	796,38
Содержание C ₅₊		г/м³	105,65
Температура газа		°C	104
Давление газа		МПа	1,13

прессоров. 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 1 кг газа в компрессоре (на рис. 1а заштрихованная площадь пропорциональна экономии энергии на сжатие 1 кг газа).

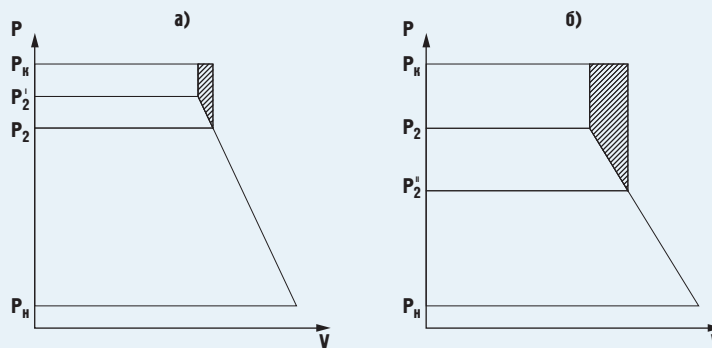
Однако если температура газа в рабочих ячейках будет ниже температуры конденсации каких-либо фракций газа, то они начнут конденсироваться в рабочих ячейках. Конденсат занимает меньший объем, нежели газ, поэтому конденсация газа приводит к уменьшению давления в рабочих ячейках и уменьшению давления внутреннего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

Кроме того, растворение газа в маслоотделителе приводит к

Фото1. Компрессорные установки Enerproject типа EGSI-S-650/1500WA для подготовки ПНГ

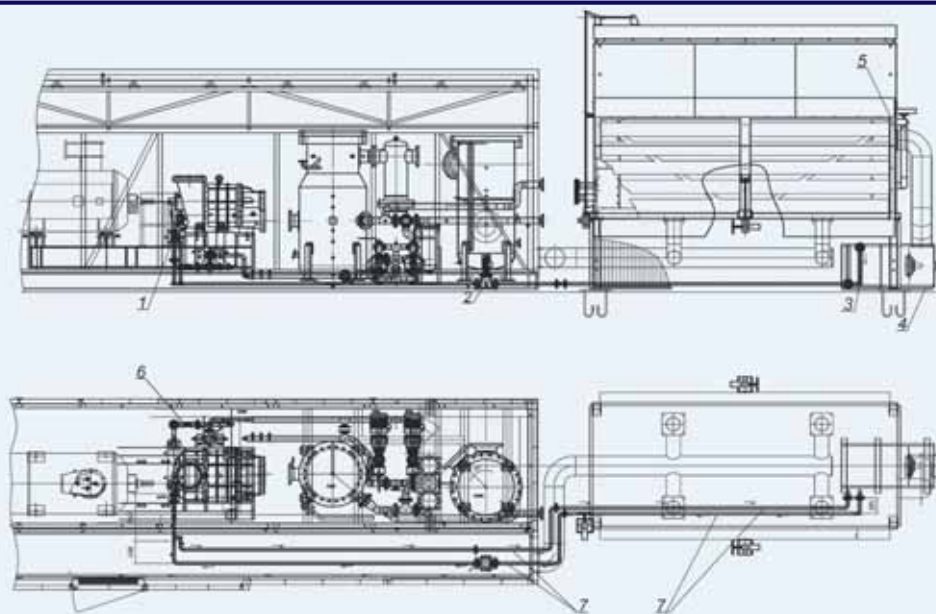


Рис.1. Теоретические индикаторные диаграммы винтового маслозаполненного компрессора



а — без конденсации газа в рабочих ячейках;
б — при конденсации газа в рабочих ячейках.

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

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: температура масла 55°C, температура газа 85°C. Данные рабочие температуры не позволяли избежать образования конденсата. Проведение ряда расчетов и экспериментов дало возможность обосновать повышение рабочих

температур компрессорной установки: температуры масла — до 75°C, температуры газа — до 105°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 темпе-

ратурах 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°C). Это произошло из-за большой вязкости масла в выносном аппарате воздушного охлаждения (АВО). Во избежание такой ситуации было разработано инженерное решение по подогреву масла в АВО во время пуска компрессорной установки.

В период пуска масло насосом 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: тепло из маслобака и маслоотделителя отводить жидкостью и эту жидкость использовать для обогрева АВО.

С этой целью установили дополнительные элементы системы теплообмена (см. 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 concentra-


Фото2. Дожимная компрессорная станция Алёхинского нефтяного месторождения в эксплуатации



цией, 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) разогретый 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. 

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Москва, ул. Б. Почтовая, 34
 тел.: +7 (495) 589-36-61
 факс: +7 (495) 589-36-60
 info@energias.ru
 www.energias.ru

ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК ОСНАЩАЕТ ВАХСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ОБОРУДОВАНИЕМ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ ОТ КОМПАНИИ ЭНЕРГАЗ

В компании «Томскнефть» ВНК в ряду технологического оборудования для рационального использования ПНГ особое место отводится вакуумным компрессорным станциям, которыми оснащаются установки предварительного сброса воды (УПСВ).

Так, в этом году компания ЭНЕРГАЗ поставит на Вахское месторождение по одной вакуумной компрессорной станции (ВКС) для обеспечения утилизации ПНГ на УПСВ-4 и УПСВ-5.

Технологические возможности этих ВКС позволяют компримировать попутный газ второй ступени сепарации УПСВ-4 и УПСВ-5 с близкого к вакууму давления (0,001–0,01 МПа) до давления газа первой ступени сепарации (0,6 МПа) с последующей закачкой ПНГ в газопровод до газораспределительной станции. Согласно специальным требованиям проектов, обе компрессорные станции типа EGSI-S-40/55A будут подготавливать попутный газ с производительностью 360 м³/ч.

После поставки оборудования все работы по монтажу, пусконаладке и вводу в эксплуатацию вакуумных КС проведут специалисты компании ЭНЕРГАЗ.

Газодожимное оборудование подготовки ПНГ от компании ЭНЕРГАЗ соответствует повышенным требованиям по надежности, работоспособности и ремонтпригодности, установленным заказчиком с учетом экстремальных условий эксплуатации. При непрерывной эксплуатации ресурс до капитального ремонта составляет 50 тыс. часов (около 6 лет). Предельное время восстановления работоспособности — 48 часов. Расчетный срок службы компрессорной станции — 20 лет.

Проектирование объектов на УПСВ-4 и УПСВ-5 выполнило ОАО «ТомскНИПнефть».

Вахское месторождение — нефтяной промысел, открытый в 1965 году. В промышленную эксплуатацию введено в 1976 году. На сегодня пробурено порядка 80 поисково-разведочных и свыше 1160 эксплуатационных скважин. Площадь месторождения — 480 км², амплитуда поднятия — 160 метров.

Вахское месторождение проходит этап активного освоения высокоэффективных технологий бурения и добычи, развивает инфраструктуру, что в комплексе инвестиционных мер обеспечивает достаточную рентабельность и качество.

