

Особенности эксплуатации установок с винтовыми маслозаполненными компрессорами на газе повышенной плотности

© И.В. Автономова¹, А.Ю. Шур²

¹МГТУ им. Н.Э. Баумана, Москва, 105005, Россия

²ООО «БелгородЭНЕРГАЗ», Белгород, 308007, Россия

Для сбора и транспортировки попутного нефтяного газа наряду с другими установками широко используются установки с винтовыми маслозаполненными компрессорами. Рассматриваются особенности эксплуатации этих установок на тяжелом газе в холодных климатических условиях: влияние образования конденсата в рабочих ячейках компрессора на потребляемую мощность и нарушение циркуляции масла в системе во время запуска компрессорной установки при отрицательных температурах (ниже минус 10 °С). Решить эти проблемы позволило увеличение температуры масла от 55 °С и температуры газа от 85 до 75 и 105 °С соответственно, а также использование масла с более высоким индексом вязкости и отвод тепла из маслоотделителя для обогрева аппаратов воздушного охлаждения.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, тяжелые фракции газа, растворимость газа в масле, конденсация газа, индикаторная диаграмма, мощность, вязкость, жидкостный теплообменник, аппарат воздушного охлаждения, эксплуатация компрессорной установки при крайне низком входном давлении.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) — это природный углеводородный газ, растворенный в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных месторождений. По оценкам специалистов, объемы добываемого сегодня ПНГ в России превышают 60 млрд м³. Этот газ необходимо собрать и подать в транспортный газопровод. Одна из таких задач была решена специалистами компании «Энергаз» на Алехинском месторождении (Тюменская область).

Станция концевая низких ступеней сепарации (СКНС) Алехинского нефтяного месторождения была оснащена пятью дожимными компрессорными установками (ДКУ) Enerproject типа EGS-S-650/1500WA единичной производительностью до 7000 нм³/ч, которые осуществляют очистку и сжатие ПНГ, поступающего из концевой ступени СКНС при давлении 0,01 МПа, до давления нагнетания 1,7 МПа. Для того чтобы использовать ДКУ при заданном входном давлении, инженеры компании Enerproject SA модернизировали входные клапаны ДКУ так, чтобы при аварийном останове компрессорной установки не происходил выброс масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер.

При эксплуатации данных установок компания «Энергаз» столкнулась с двумя проблемами:

- образованием конденсата при сжатии ПНГ,
- нарушением циркуляции масла в компрессорных установках при отрицательных температурах (ниже $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Газ, который поступает из цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), имеет плотность более $1,3\text{ кг/м}^3$, т.е. в компрессорных установках сжимается так называемый тяжелый газ. Характерной особенностью этого газа является повышенная растворимость в масле.

В маслоотделителе, который работает при выходном давлении $p_k = 1,7\text{ МПа}$ (рис. 1, а), большое количество газа, особенно тяжелых фракций, растворяется в масле. Масло из маслоотделителя подается в рабочие ячейки сжатия маслосодержащих винтовых компрессоров. В рабочих ячейках давление ниже давления внутреннего сжатия p_2 , и газ начинает 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 на сжатие 1 кг газа в компрессоре (на рис. 1, а заштрихованная площадь пропорциональна экономии энергии на сжатие одного килограмма газа).

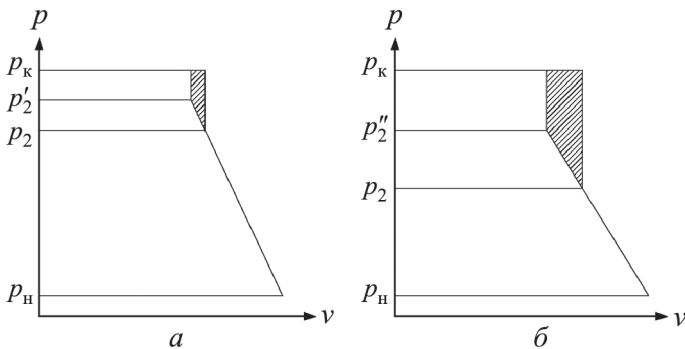


Рис. 1. Теоретические индикаторные диаграммы винтового маслосодержащего компрессора:

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

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, и конденсация газа приводит к уменьшению давления в рабочих ячейках, уменьшению давления внутреннего сжатия от величины p_2 до p''_2 (рис. 1, б). Это ведет к увеличению затрат

мощности на внешнее сжатие и мощности на сжатие 1 кг газа в винтовых маслозаполненных компрессорах (на рис. 1, б 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.

Чтобы избежать этого, на Алехинском месторождении установки работают на смешанном газе и при более высоком уровне температур. Низконапорный ПНГ, поступающий с СКНС, смешивается с более легким попутным газом других месторождений, поступающим после первой ступени сепарации. Тем самым достигается плотность смешанного газа не более 1,2...1,3 кг/м³. Протокол состава газа, сжимаемого компрессорами на Алехинском нефтяном месторождении, приведен в табл. 1.

Таблица 1

Протокол состава газа Алехинского нефтяного месторождения

Наименование определяемых показателей	Нормативный документ 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

Окончание таблицы 1

Наименование определяемых показателей	Нормативный документ на метод	Единица измерения	Результат испытания
Теплота сгорания высшая, при 20 °С 101,325 кПа	ГОСТ 22667—82	ккал/м ³	15829
Содержание С ³⁺		г/м ³	796,38
Содержание С ⁵⁺		г/м ³	105,65
Температура газа		°С	104
Давление газа		МПа	1,13

Для того чтобы предотвратить конденсацию газа в рабочих ячейках компрессора и маслоотделителя было предложено расширить диапазон рабочих температур масла и газа. Начальные настройки рабочих параметров компрессорной установки были следующими: температура масла 55 °С, температура газа 85 °С. Данные рабочие температуры не позволяли избежать образования конденсата даже при сжатии смешенного газа. После проведения расчетов и экспериментов было принято решение о повышении рабочих температур компрессорной установки: температура масла 75 °С, температура газа 105 °С. Для сохранения работоспособности компрессорных установок потребовалась замена масла Mobil Glycoil MG11 на MG22 с повышенным индексом вязкости.

Дальнейшая эксплуатация компрессорных установок подтвердила правильность принятого решения, поскольку оно привело к модернизации системы охлаждения компрессорных установок.

Замена масла MG11 на MG22 привела к нарушению циркуляции масла в системе во время запуска компрессорной установки при отрицательных температурах (ниже –10 °С) после длительной стоянки. Это происходит из-за того, что масло, оставшееся в выносном аппарате воздушного охлаждения (АВО), сильно охлаждается и его вязкость резко возрастает. Чтобы этого избежать, во время пуска компрессорной установки масло в АВО предложено подогревать теплом, забираемым из маслоотделителя. В период пуска масло перемещается маслососом по малому кольцу и нагревается электрическим подогревателем 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 необходимо большое усилие, чтобы выдавить густое масло из АВО. Тогда было предложено тепло из маслоотделителя отводить жидкостью и эту жидкость использовать для обогрева АВО.

Чтобы достичь этого, было решено установить дополнительные элементы системы теплообмена (рис. 2): жидкостный теплообменник 1 в маслобаке; насос 2 циркуляции жидкости; жидкостный радиатор 3 для обогрева АВО; вентилятор 4 принудительной циркуляции воздуха; воздуховод 5; мембранный расширительный бак для жидкости; соединительные трубопроводы 7 и приборы КИПиА.

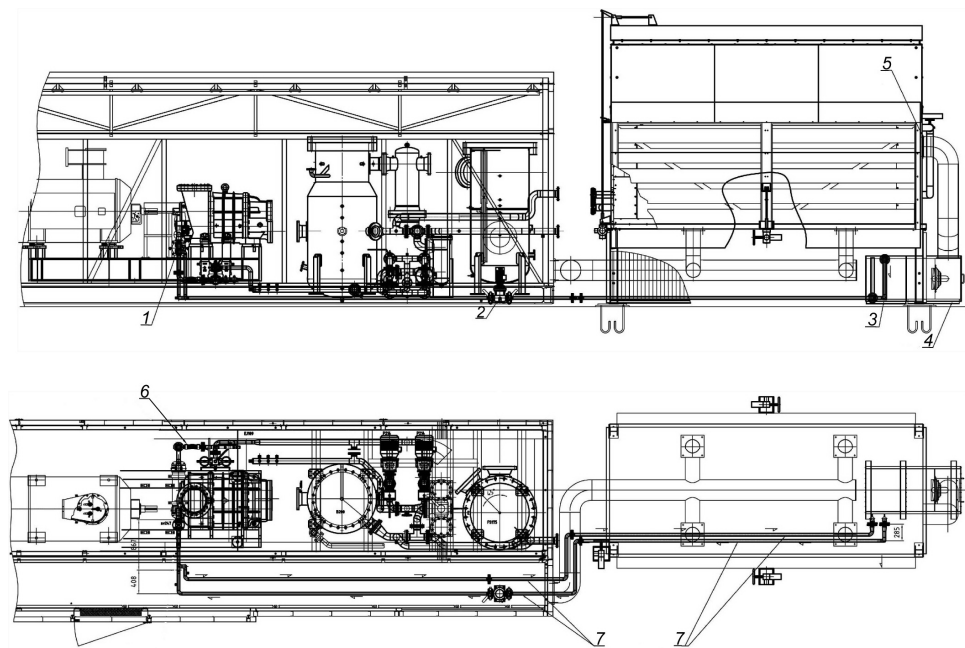


Рис. 2. Компоновка компрессорной установки:

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

В качестве жидкости применялся раствор гликоля с концентрацией, обеспечивающей незамерзание жидкости до температуры -45°C . Также можно применять в качестве жидкости тосол.

Таким образом, в период пуска компрессорной установки (это 20...25 мин) тепло, которое передается маслу, забирается гликолем в жидкостном теплообменнике 1. Насосом 2 разогретый гликоль подается в жидкостный радиатор 3. Радиатор принудительно обдувается воздухом, который подает вентилятор 4. Разогретый воздух по воздуховоду 5 подается в АВО и нагревает масло в нем, обеспечивая необходимую для начала нормальной работы компрессорной установки температуру масла в АВО.

Опыт создания данной компрессорной станции показал, что компания «Энергаз» предлагает в каждом конкретном случае индивиду-

альные технические решения, разработанные по требованиям заказчика 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, подогревать масло в АВО в период пуска компрессора после длительной стоянки при низких температурах.*

Статья поступила в редакцию 31.05.2013

Ссылку на эту статью просим оформлять следующим образом:

Автономова И.В., Шур А.Ю. Особенности эксплуатации установок с винтовыми маслозаполненными компрессорами на газе повышенной плотности. *Инженерный журнал: наука и инновации*, 2013, вып. 5. URL: <http://engjournal.ru/catalog/machin/vacuum/749.html>

Автономова Инна Владиславовна родилась в 1938 г., окончила МВТУ им. Н.Э. Баумана в 1961 г. Канд. техн. наук, доцент кафедры «Вакуумная и компрессорная техника» МГТУ им. Н.Э. Баумана. Автор 4 книг, 13 авторских свидетельств и изобретений, более 60 научных работ в области вакуумной и компрессорной техники. e-mail: e5-kafedra@yandex.ru

Шур Алексей Юрьевич родился в 1978 г., окончил Новочеркасский государственный технический университет в 2000 г. В 2008 г. возглавил ООО «Сургут-ЭНЕРГАЗ» — дочернее предприятие компании «ЭНЕРГАЗ», которая является лидером на российском рынке поставок газодожимного компрессорного оборудования. С 2011 г. — генеральный директор ООО «БелгородЭНЕРГАЗ».

* Шершнева О.В. Применение ДКУ Enerproject при утилизации попутного нефтяного газа в качестве топлива для ГТЭС. *Специализированный информационно-технический журнал «Турбины и дизели»*, 2011, № 5, с. 16–19.