

А.Ю. Шур — генеральный директор  
ООО «СургутЭНЕРГАЗ»



# ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОДОЖИМНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ ENERPROJECT НА АЛЕХИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



В рамках выигранного ранее тендера, который проводился ОАО «Сургутнефтегаз», к маю 2008 г. компания ЭНЕРГАЗ поставила 5 компрессорных установок для Алехинского месторождения. Шефмонтажные и пусконаладочные работы были проведены нашими специалистами в период с августа по декабрь 2008 г.

Прежде чем предложить заинтересованному читателю обобщенный технологический опыт эксплуатации газодожимной компрессорной установки (ДКУ), считаю возможным определиться в важных для нас выводах. На Алехинском месторождении еще раз подтвержден непреложный принцип деятельности компании ЭНЕРГАЗ, входящей в швейцарский холдинг Enerproject group: каждый проект, осуществляемый нами, индивидуален, и мы всегда готовы следовать обоснованным пожеланиям партнеров и требованиям заказчиков.

Инженерные решения, которые реализованы на газодожимной компрессорной станции Алехинского месторождения, дополнили технологический опыт эксплуатации аналогичных ДКУ не только на других месторождениях, но и в иных отраслях топливно-энергетического комплекса. Накоплен конструктивный опыт сотрудничества и оперативного взаимодействия между специалистами компании заказчика — ОАО «Сургутнефтегаз», компании ЭНЕРГАЗ как подрядчика и компании Enerproject SA как основного производителя поставляемого оборудования.

По существу заявленной темы хотелось бы поделиться с коллегами особенностями работы ДКУ на тяжелом газе, инженерной находкой при модернизации входных клапанов,

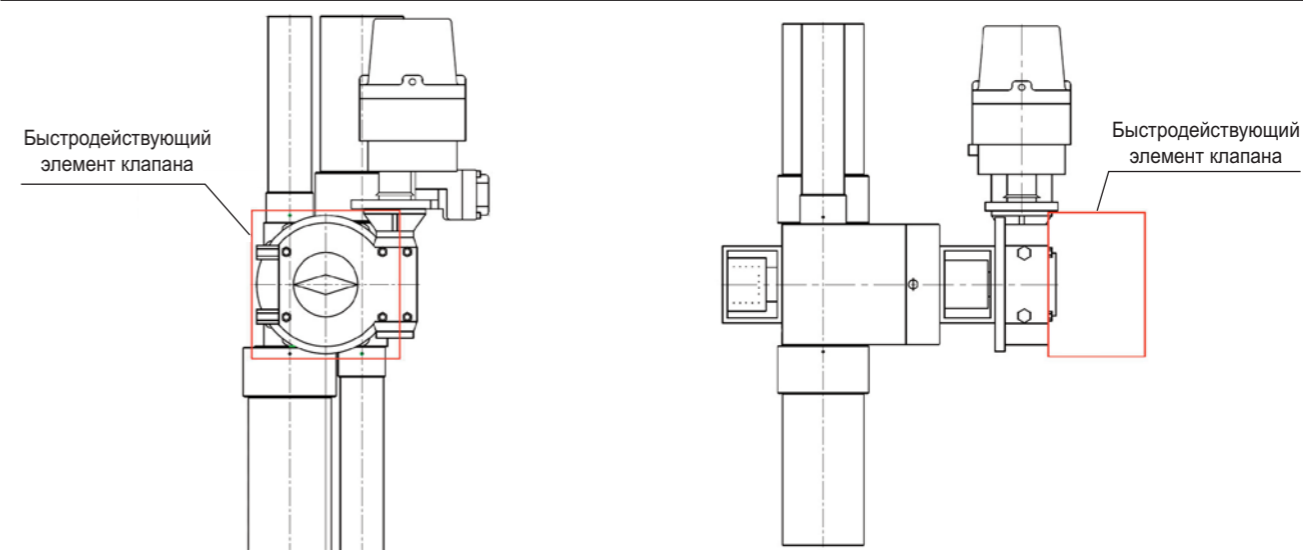


Рис. 1. Модернизированный входной клапан КУ

опытом адаптации и модернизации системы охлаждения ДКУ для российских климатических условий.

Необходимость модернизации входных клапанов выявилась при проведении пусконаладки — при втором пуске компрессора. Именно тогда, из-за отсутствия давления газа на входе, после срабатывания аварийного сигнала компрессор стал вращаться в обратную сторону. Систему охлаждения решили модернизировать позже, уже при эксплуатации — в период, когда установились морозы.

## Особенности работы ДКУ на тяжелом газе

Работа компрессорных установок на тяжелом (жирном) газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования внутри системы. На Алехинском месторождении при утилизации попутного нефтяного газа мы встали перед фактом: плотность газа, который поступает после цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), превышала 1,3 кг/м<sup>3</sup>. Однако по техническим требованиям заказчика к работе компрессорной установки, компонентный состав газа должен быть таковым, чтобы его плотность составляла 0,8 кг/м<sup>3</sup> при 20 °С. В связи с этим в процессе эксплуатации возникли проблемы, связанные с растворением в масле большого количества углеводородов. Это вело к повышенному насыщению масла газоконденсатом, снижению кинетической вязкости масла и увеличению уровня масла в маслобаке.

Решением проблемы могло стать расширение рабочего диапазона температур масла и газа. Начальные настройки рабочих параметров КУ были следующими: температура масла 55 °С, газа — 85 °С. Такие рабочие температуры не позволяли пре-

для перекачиваемого газа. В этом и была причина повышенного насыщения масла конденсатом.

После проведения ряда экспериментов, детального анализа компонентного состава газа (см. протокол), а также проведения расчетов в специальной программе, позволяющей теоретически создать модель поведения газа при опреде-

Протокол состава газа с КС Алехинского м/р

| 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               |
| Пропан   |               | % об.               | 21,56               |
| 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 <sup>3</sup>   | 1,3206              |
| Теплота сгорания низшая, при 20 °С 101,325 кПа | ГОСТ 22667-82 | ккал/м <sup>3</sup> | 14492               |
| Теплота сгорания высшая, при 20 °С 101,325 кПа | ГОСТ 22667-82 | ккал/м <sup>3</sup> | 15829               |
| Сод-е С3+в                                     |               | г/м <sup>3</sup>    | 796,38              |
| Сод-е С5+в                                     |               | г/м <sup>3</sup>    | 105,65              |
| Температура газа                               |               | °С                  | 104                 |
| Давление газа                                  |               | МПа                 | 1,13                |

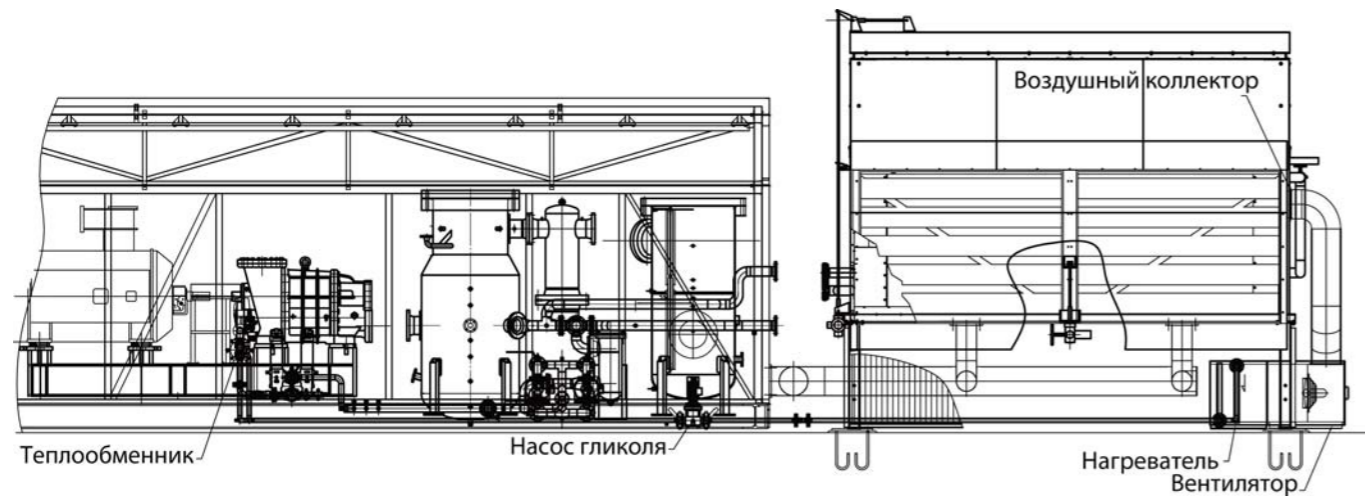


Рис. 2. Компоновка компрессорной установки (фронтальный вид)

ленных условиях (температура и давление), было принято решение о повышении рабочих температур компрессорной установки. Это решение сопровождалось заменой масла MG11 на MG22 (Mobil Glycoyle), которое позволяет КУ работать на более высоких температурах: масла — 75 °С, газа — 105 °С.

В летний период состоялись физические испытания работы КУ на тяжелом (жирном) газе с использованием масла повышенной вязкости MG22. При постепенном переходе со смешанного газа (от ЦППН и от других месторождений Северной группы) на газ, который подавался исключительно от ЦППН, компетентная комиссия зафиксировала возможность полноценной работы КУ на данном газе.

### Модернизация на компрессорной установке входных клапанов

Целью модернизации входных клапанов являлось решение задачи по недопущению выброса масла при аварийном останове КУ. При работе КУ, а точнее при аварийном останове компрессорной установки, происходил выброс масла под действием вакуума из маслосистемы во входной скруббер. Это, в первую очередь, связано с тем, что на входе и на выходе КУ возникает очень большая разница в давлении, и если не отсечь входной трубопровод от основной магистрали, то давление газа в установке будет сбрасываться не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод. При этом происходит «унос» масла из маслосистемы во входной

скруббер. Плюс ко всему параметры технического задания (по давлению) несколько отличались от фактических условий эксплуатации КУ.

Инженеры Enerproject SA успешно решили данную задачу. По специальному заказу был изготовлен электромеханический привод входного клапана, снабженный пружинным отсекателем. Сложность заключалась еще и в том, что необходимо было вмонтировать, «вписать» этот электропривод в существующий модуль, где и без того пространство ограничено. Чтобы создать момент силы для мгновенного закрытия при аварийной ситуации входного клапана (задвиги) диаметром 400 мм, требуется усилие порядка 3000 Нм. Такое под силу специальной пружине, однако она получилась бы неприемлемо больших размеров. И тогда было решено разделить это усилие между двумя пружинами, что позволило сделать электропривод более компактным, способным разместиться в существующем блоке-модуле.

Важно, что система управления четко отслеживает статус и функциональную суть поступающих сигналов и, проводя анализ, оперативно выдает соответствующие команды на нормальный останов либо на аварийный «стоп».

В итоге использование быстродействующих входных клапанов

полностью разрешило проблему «уноса» масла во входной скруббер.

### Модернизация системы охлаждения компрессорной установки

В этом случае поводом для проведения модернизации стало нарушение циркуляции масла через радиатор охлаждения (АВО) при запусках КУ на фоне отрицательных температур (ниже 10 °С).

После перехода на масло с повышенным коэффициентом вязкости (замены MG11 на MG22) возникла проблема выхода на рабочий режим КУ из горячего резерва. В процессе пуска компрессорной установки масло, которое должно охлаждать перекачиваемый газ, поступало в выносной радиатор охлаждения (АВО), где и происходило нарушение потока масла.

В связи с этим предстояло решить одновременно две задачи: отвести излишки тепла от маслосистемы и обеспечить разогрев радиатора охлаждения масла (АВО) на период пуска КУ. Для достижения успешного результата решено было установить следующие дополнительные элементы системы охлаждения:

- ◆ теплообменник, теплоносителем в котором является тосол, отбирающий тепло от масла;
- ◆ насос циркуляции охлаждающей жидкости (тосола);
- ◆ радиатор (для отбора тепла от охлаждающей жидкости);
- ◆ вентилятор принудительной циркуляции воздуха;
- ◆ мембранный расширительный бак;

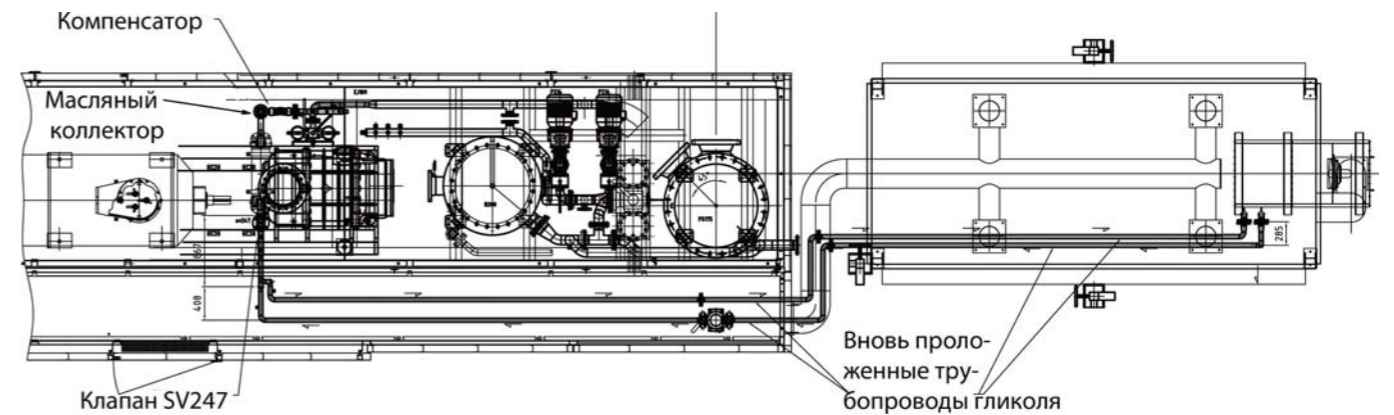


Рис. 3. Компоновка компрессорной установки (вид сверху)

- ◆ систему соединительных трубопроводов;
- ◆ воздуховод;
- ◆ датчики системы температуры, давления, термометры, манометры (КИПиА).

Суть модернизации заключалась в том, чтобы при пуске компрессорной установки (это 20-25 мин.) тепло, которое выделяется при компримировании газа и передается в маслосистему, можно было направить на кожухотрубный теплообменник. Затем тепло, переданное охлаждающей жидкости, направить на дополнительный, вновь установленный радиатор, который, в свою очередь, рассеивает воздушный тепловой поток основным радиатором охлаждения масла (АВО), тем самым обеспечивая внутри радиатора температуру, необходимую для начала нормальной работы КУ.

Инженерная разработка данной модернизации проведена компанией Enerproject SA. Оборудование поставлялось отдельными изделиями, при этом следует отметить максимальную степень заводской готовности элементов системы. Например, трубопроводы для

охлаждающей жидкости поставлялись вместе с концевыми фланцами, необходимыми угловыми отводами и штуцерами для подключения датчиков.

Программисты компании Enerproject SA изменили программу обеспечения управления в части алгоритмов пуска КУ при отрицательных температурах, позволяющих вывести компрессорную установку на нормальный режим работы без ущерба для производственных задач эксплуатирующей организации.

Данная система подогрева основного радиатора в процессе пуска КУ прошла испытания в реальных условиях эксплуатации и подтвердила свою надежность. Одновременно с модернизацией системы охлаждения масла были выполнены технические мероприятия по предотвращению обледенения автоматических жалюзи.

В нынешнем году компания ЭНЕРГАЗ планирует представить предприятиям топливно-энерге-

тического комплекса все имеющиеся возможности для сотрудничества. Мы приглашаем посетить наш стенд на выставках в Москве RUSSIA POWER (24–26 марта) и НЕФТЕГАЗ–2010 (21–25 июня). На интересующие вопросы вы всегда получите исчерпывающие ответы через сайт компании — [www.energas.ru](http://www.energas.ru) — или при личном общении.

В заключение хочется пожелать нашим партнерам и коллегам, всем читателям журнала «МегаПаскаль» новых технологических достижений и инженерных удач в работе по развитию ТЭК России.

**ЭНЕРГАЗ**  
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва,  
ул. Б. Почтовая, 34, стр. 8  
Тел.: +7 (495) 589-36-61  
Факс: +7 (495) 589-36-60  
E-mail: [info@energas.ru](mailto:info@energas.ru)  
[www.energas.ru](http://www.energas.ru)

