

Особенности технологического процесса подготовки и компримирования низконапорного ПНГ



К.В. Авиленко
заместитель руководителя Департамента
реализации проектов

ООО «ЭНЕРГАЗ»

Значение качества подготовки и компримирования попутного нефтяного газа для его последующей утилизации предполагает определенные требования к надежности и эффективности технологического оборудования, применяемого в этом сегменте нефтегазовой отрасли. Специалисты группы компаний ЭНЕРГАЗ выработали достаточно полное понимание проблем, вызванных спецификой работы с ПНГ, и предлагают ряд решений на основе профессионально обоснованного и многократно подтвержденного опыта.

Попутным нефтяным газом (далее — ПНГ) называют природный углеводородный газ, растворенный в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений. С развитием инфраструктуры, необходимой для его рационального использования, снижается вынужденная надобность в его сжигании.

Последовательное повышение доли эффективного использования ПНГ открывает перспективы роста экономической и экологической результативности нефтегазового сектора, а это, в свою очередь, выдвигает новые задачи для разработчиков и изготовителей оборудования газоподготовки.

Дальнейшее совершенствование технологического оборудования, обеспечивающего сбор, подготовку и переработку, расширяет возможности применения ПНГ как в различных отраслях промышленности, так и для собственных нужд в непосредственной близости от места добычи, включая автономную генерацию электроэнергии (фото 1).

КРИТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ С ПНГ

Назовем некоторые особенности работы с ПНГ, оказывающие критическое влияние на конструкцию оборудования и принимаемые решения в части технологии.

Изменение состава ПНГ в зависимости от периода и/или особенностей добычи газа

Попутный нефтяной газ, поступающий для дальнейшей подготовки, обладает свойством изменения состава с течением времени. Происходит это ввиду следующих факторов:

- на этапе разработки скважины и получения первичных проб газа, закладываемых в основу технологического оборудования,

состав ПНГ может отличаться от реального состава газа в момент начала эксплуатации оборудования;

- состав газа может меняться с течением времени из-за истощения месторождений;
- газ может поступать на установки газоподготовки из нескольких источников (фото 2), и действительный состав газа будет зависеть от пропорций смешения ПНГ различного происхождения.

Высокая температура точки росы ПНГ

Начиная со второй и последующих ступеней сепарации нефти, содержание тяжелых углеводородов С3+ выше в получаемом газе значительно выше по сравнению с ПНГ первой ступени сепарации. Данная особенность газа приводит к существенному повышению температуры точки росы. Учитывая возможность изменения состава газа с течением времени, этот фактор является существенным при проектировании установок газоподготовки, так как выпадение конденсата в количестве, превышающем расчетные показатели, увеличивает риск аварийных остановов оборудования и выхода его из строя.

Помимо тяжелых углеводородов в ПНГ может содержаться значительное количество воды, выпадение которой также возможно в процессе обработки газа.

Низкое давление среды на входе в оборудование газоподготовки

Низкое давление рабочей среды на входе в компрессорную установку (фото 3) относится к факторам, усложняющим проектирование, так как влечет следующие трудности:

- ввиду того, что на входе в установку зачастую может возникать вакуум, при каждом останове оборудования происходит

обратный ток газа во входной трубопровод, что нередко сопровождается уносом масла;

- при давлении газа на входе в КУ ниже атмосферного существует вероятность проникновения через неплотности трубопроводов атмосферного воздуха, а это существенно повышает опасность процесса газоподготовки.

Содержание в газе химических соединений

Практика показывает, что в попутном нефтяном газе зачастую содержатся химические соединения различного происхождения, не зафиксированные в характеристиках газа, на основании которых осуществляется проектирование оборудования.

Данная особенность может никак не проявляться в процессе работы оборудования, однако, при определенном стечении обстоятельств могут возникать предпосылки для попадания таких соединений в маслосистему компрессорной установки. Это приводит к образованию отложений в маслосистеме (характерный пример — забивание масляных фильтров при отсутствии механических загрязнителей).

Жесткие климатические условия в местах размещения оборудования

Большинство объектов, на которых используется ПНГ, расположено в северной части Российской Федерации, в том числе за полярным кругом (фото 4). В условиях крайне низких температур окружающей среды в зимний период, и короткого, но жаркого лета, могут возникать ситуации, потенциально влияющие на надежность оборудования:

- замерзание тонких трубопроводов системы отвода конденсата;
- замерзание тонких трубопроводов маслосистемы;
- повышенная температура в технологическом отсеке компрессорной установки в летние месяцы.

СПОСОБЫ РЕШЕНИЯ

Многолетний опыт поставок технологического оборудования для подготовки попутного нефтяного газа хорошо послужил нам при выработке комплекса мер по устранению негативного влияния ряда особенностей работы с ПНГ. Выделим основные направления.

Индивидуальное проектирование оборудования

Ввиду того, что оборудование для компримирования газа обладает рядом требований к качеству сжимаемой среды, таких как отсутствие механических примесей и капельной жидкости, необходимо особое внимание уделять предварительной подготовке ПНГ. Такие факторы, как широкий диапазон состава газа и его вариативность, высокая точка росы и наличие влаги в газе, требуют реализации следующих мер:

- установка входного фильтра-скруббера с достаточным резервом по фильтрующим и сепарирующим характеристикам (рис. 1);
- установка системы удаления конденсата из входного скруббера с применением вакуумных насосов или газа высокого давления с нагнетания компрессорной установки для эффективного отведения конденсата при низком давлении газа на



Фото 1. Самая северная материковая ГТЭС – Восточно-Мессояхская – работает на низконапорном попутном газе



Фото 2. Алехинское месторождение (Сургутнефтегаз). На компрессорную станцию низких ступеней сепарации поступает ПНГ из нескольких источников



Фото 3. ДНС-3 Северо-Лабатьюганского месторождения. Компрессорные установки перекачивают попутный газ с отрицательными значениями по давлению на входе (от -0,02 МПа изб.)



Фото 4. Установка подготовки нефти Варандейского м/р (ЛУКОЙЛ-Коми). Компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ» надежно работает в условиях Заполярья

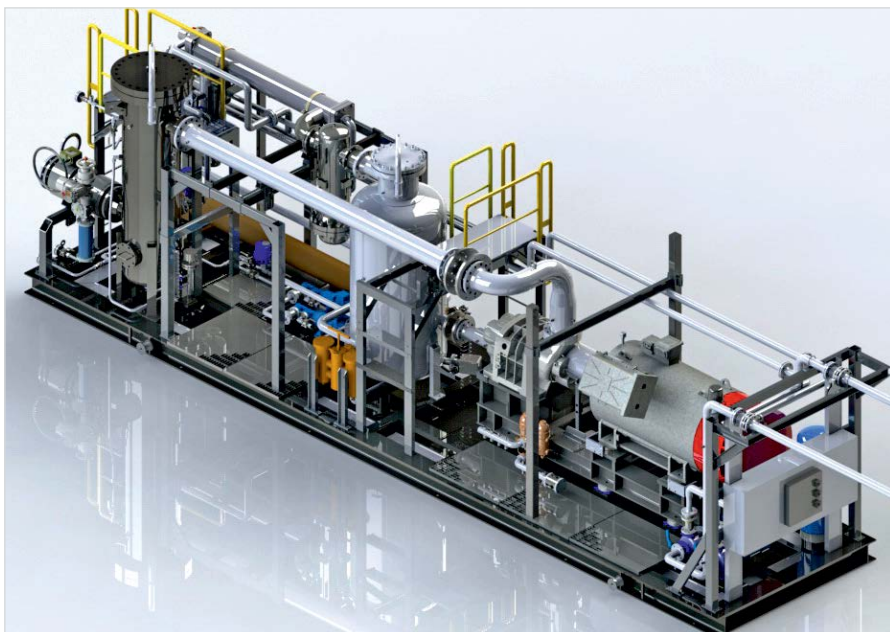


Рисунок 1. Макет компоновки КУ с входным фильтром-скруббером (установки функционируют в составе ГТЭС Южно-Нурьмского месторождения)



Фото 5. Вакуумные компрессорные станции «ЭНЕРГАЗ» для ЦПС ДНС-3 Вынгапуровского м/р (Газпромнефть-ННГ) проектировались специально для НН ПНГ с давлением 0,001 МПа

входе в установку;

- использование пробкоуловителя, если возможны залповые вбросы жидкости из системы трубопроводов и другого технологического оборудования.

Расчет технологического процесса внутри компрессорной установки

Преобладающее содержание тяжелых углеводородов существенно повышает температуру точки росы попутного нефтяного газа. Поэтому для обеспечения надежной бесперебойной работы оборудования необходимо проектировать все технологические процессы таким образом, чтобы в каждой точке температура среды была выше точки росы по воде и углеводородам, а условия для выпадения конденсата исключались. Практика показывает, что состав сжимаемого газа может меняться с течением времени ввиду различных факторов, и при расчете оборудования мы обязательно учитываем этот факт. Таким образом, прогнозируется и достигается первичная защита внутренних компонентов оборудования от выхода из строя.

В то же время, после завершения процесса сжатия для дальнейшей подготовки газа к транспортировке или подаче потребителю, предусматривается охлаждение газа в кожухотрубных теплообменных аппаратах со встроенным сборником конденсата, тем самым понижается точка росы ПНГ. В ряде случаев может применяться схема с рекуперативным теплообменным аппаратом, в котором газ после отделения конденсата подогревается за счет тепла, полученного в ходе компримирования. В итоге, на выходе из установки получаем газ с температурой, существенно превышающей температуру точки росы, и соответственно при охлаждении газа в ходе транспортировки выпадения конденсата не происходит.

Применение специализированного масла в маслосистеме установок

В качестве дополнительного способа защиты наши специалисты выбрали применение в маслосистеме компрессорных установок специализированного масла марки ESTSYN, созданного на основе сложных эфиров. Это масло разработано совместно с командой технических и сервисных специалистов заводов-изготовителей компрессорных установок. Анализ данных о работе масла, полученных при опытной эксплуатации на компрессорных установках, сжимающих ПНГ, подтверждает следующее:

- масло не вспенивается даже в условиях высокой цикличности циркуляции в маслосистеме (до 4 циклов в мин.);
- устойчиво к насыщению тяжелыми углеводородами;
- нивелирует коррозионную активность углеводородных газов;
- имеет повышенную устойчивость к любым агрессивным примесям;
- исключает лако- и шламообразование в маслосистеме и в компрессорном агрегате;
- сохраняет свои эксплуатационные свойства в течение длительного периода использования;
- адаптировано к применению в любых климатических условиях, включая экстремальные;
- эффективно при компримировании газа

Регион	Месторождение	Объект	Кол-во КУ	Назначение установок	Давление ПНГ на входе, МПа (изб.)
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ДНС-3	2	транспортировка газа	-0,02
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ЦПС	1	транспортировка газа	-0,02
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ДНС-2	1	транспортировка газа	-0,02
Ханты-Мансийский АО	Алехинское	ЦПС	4	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Федоровское	ЦППН	2	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Западно-Сургутское	ЦКПН	2	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Лянторское	ЦППН	2	транспортировка газа	0
Ненецкий АО	Варандейское	УПН	3	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	г. Сургут	ПСП	1	транспортировка газа	0
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ЦПС (ДНС-3)	2	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ДНС-1	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Советское	УПСВ-3	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Советское	УПСВ-9	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Еты-Пуровское	ДНС-2	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгайхинское	ЦППН	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Вахское	УПСВ-4	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Вахское	УПСВ-5	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	УПСВ (ДНС-2)	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	УКПГ (ЦПС)	1	транспортировка газа	0,02
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ДНС-1	2	транспортировка газа	0,1
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ДНС-2	3	транспортировка газа	0,1
Ханты-Мансийский АО	Федоровское	ЦППН	2	транспортировка газа	0,1
Республика Беларусь	Речицкое	КС	2	транспортировка газа	0,1
Ямало-Ненецкий АО	м/р Большехетской впадины	ТСЖУ	1	транспортировка газа	0,1
Ханты-Мансийский АО	Быстринское	УПСВ-2	2	транспортировка газа	0,15
Ханты-Мансийский АО	Ватьёганское	ЭСН (ГТЭС-72)	4	газоснабжение турбин	0,15
Томская область	Игольско-Таловое	ЭСН (ГТЭС-12)	2	газоснабжение турбин	0,17
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ЭСН (ГТЭС-36)	6	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №1)	1	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Ай-Пимское	ДНС	4	транспортировка газа	0,2
Ямало-Ненецкий АО	Восточно-Мессояхское	ЭСН (ГТЭС-84)	4	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Южно-Ватлорское	ДНС	2	транспортировка газа	0,2
Тюменская область	Южно-Нюрымское	ЭСН (ГТЭС-8)	2	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Ульяновское	КС	2	транспортировка газа	0,25
Ханты-Мансийский АО	Западно-Могутлорское	ЦПС	1	транспортировка газа	0,25
Ханты-Мансийский АО	Западно-Чигоринское	ЭСН (ГТЭС-12)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ямало-Ненецкий АО	Верхне-Надымское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №2)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Биттемское	КС	3	транспортировка газа	0,3
Ханты-Мансийский АО	Мурьяунское	КС	3	транспортировка газа	0,3
Ханты-Мансийский АО	Восточно-Перевальное	ЭСН (ГТЭС-28)	1	газоснабжение турбин	0,3
Ненецкий АО	Южно-Хильчуйское	ЭСН (ГТЭС-125)	4	газоснабжение турбин	0,35
Ханты-Мансийский АО	Тевлинско-Русскинское	ЭСН (ГТЭС-48)	3	газоснабжение турбин	0,35
Ямало-Ненецкий АО	Пякяхинское	УПН и КСУ	1	транспортировка газа	0,39
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Западно-Камынское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Мурьяунское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Юкьяунское	ЭСН (ГТЭС-36)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Тромъеганское	ЭСН (ГТЭС-12)	3	газоснабжение турбин	0,4
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ЭСН (ГТЭС-144)	6	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №1)	3	газоснабжение турбин	0,4
Новосибирская область	Верх-Тарское	ЭСН (ГТЭС-10,4)	2	газоснабжение турбин	0,4

Таблица. Действующие компрессорные установки от компании ЭНЕРГАЗ, перекачивающие НН ПНГ с давлением до 0,4 МПа (изб.)

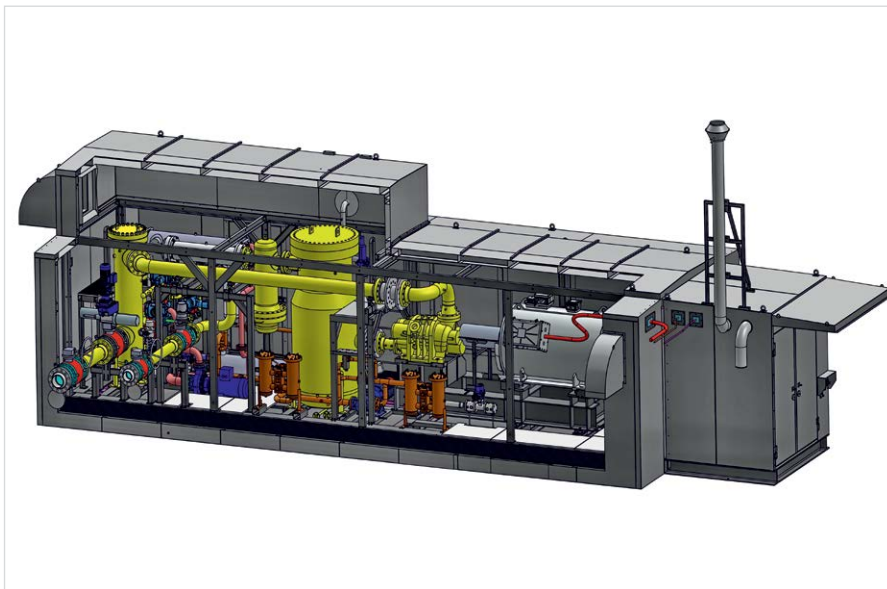


Рисунок 2. Модель газодожимной установки в индивидуальном укрытии арктического типа для ГТУ-ТЭЦ Усинского месторождения

различного типа и компонентного состава; • помогает поддерживать характеристики работы и состояние винтовых компрессоров без значимых изменений на протяжении установленного эксплуатационного периода между плановыми ТО.

Таким образом, применение специальных смазочных материалов при тщательном расчете всех технологических процессов, протекающих в установке, позволяет исключить риск выхода оборудования из строя по причинам, связанным с составом газа.

Подбор компонентов установок и проектирование систем собственных нужд

Для обеспечения работоспособности установок подготовки ПНГ в условиях крайне низких температур окружающего воздуха, мы предпринимаем следующие меры:

- все технологическое оборудование и элементы системы управления размещаются

внутри индивидуального укрытия (рис. 2);

- укрытие оборудовано системой обогрева на основе электронагревателей с принудительной конвекцией воздуха внутри укрытия;
- маслбак компрессорной установки оснащен погружным маслонагревателем;
- наиболее критичные точки технологической схемы установки, такие как трубопроводы дренажа конденсата, при необходимости оборудуются системами обогрева на основе греющих кабелей.

Помимо обеспечения надежной эксплуатации установок в зимний период, данное оборудование служит для обеспечения быстрого запуска оборудования в работу после длительного простоя без применения специальных дополнительных мероприятий по обогреву установки.

В летние же месяцы, когда температура окружающего воздуха даже в самых северных

точках страны весьма высока, система вентиляции обеспечивает отвод избыточного тепла из технологического отсека компрессорной установки, а тепло, снимаемое на масляных и газовых охладителях, отводится в окружающую среду с помощью АВО (фото 6), спроектированного для работы в таких условиях.

Из-за отсутствия возможности использования сжимаемой среды или сжатого воздуха в качестве рабочей среды для приводов механизмов компрессорных установок, мы применяем электроприводную арматуру. В том числе на особо ответственных позициях технологической схемы применяется отказоустойчивая быстродействующая электроприводная арматура, позволяющая оперативно отключать установку по входу и выходу газа в случае аварийного останова, препятствуя уносу масла во входной коллектор. Такое техническое решение позволяет избежать невозвратных потерь масла и сохранить фильтрующие элементы входного фильтра-скруббера.

Для обеспечения безопасности технологического процесса нами используются специализированные системы контроля содержания кислорода в сжимаемом газе, что позволяет системе управления своевременно отреагировать на попадание воздуха в сжимаемую среду и завершить работу оборудования до возникновения каких-либо последствий.

ВЫВОДЫ

На сегодня 122 наши компрессорные установки (см. таблицу) задействованы в работе с низконапорным попутным газом (диапазон входного давления -0,02...0,4 МПа изб.). Из них 57 КУ функционируют на объектах по сбору и транспортировке газа, а 65 подготавливают НН ПНГ в качестве топлива для автономных энергоцентров месторождений.

Опыт, нарабатанный в самых тяжелых условиях эксплуатации установок подготовки и компримирования газа, дал коллективу наших специалистов комплекс необходимых знаний, инженерных и организаторских навыков, позволяющих реализовывать эффективные решения с детальным учетом географии расположения объекта, вида рабочей среды и особенностей технологического процесса.

Каждый проект газоподготовки, выполняемый Группой компаний ЭНЕРГАЗ, индивидуален. При минимальных затратах применяются оптимальные решения, обладающие максимальным потенциалом эффективности и надежности.



Фото 6. Аппараты воздушного охлаждения (АВО) компрессорных установок

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва,
ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60

info@energas.ru
www.energas.ru