

К.В. Авиленко, ООО «ЭНЕРГАЗ»

«ЭНЕРГАЗ»: опыт подготовки и компримирования низконапорного попутного нефтяного газа



Понятие «низконапорный газ» (ННГ) трактуется по-разному. Наиболее точным является определение, учитывающее как экономический, так и технический аспекты. В любом случае эффективное использование этого ценного углеводородного сырья требует применения специального оборудования. Решить эту задачу, в частности, можно с помощью компрессорных установок «ЭНЕРГАЗ».

Газовики рассматривают ННГ как природный газ на устье добывающей газовой скважины – с низким уровнем давления, недостаточным для подачи газа на компрессорную станцию или установку подготовки газа.

Нефтяники понимают под низконапорным газом попутный нефтяной газ (ПНГ) с конечных ступеней сепарации нефти, не обладающий уровнем давления, необходимым для его транспортировки от установки подготовки нефти (УПН) до газоперерабатывающего завода или автономного энергоцентра месторождения.

Например, у газа конечной ступени УПН Варандейского месторождения (фото 1) давление практически отсутствует, и транспортировку ПНГ здесь обеспечивает компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ» (фото 2). Понятие ННГ не сводится только к уровню давления газа как важному фактору добычи. Эксперты предлагают

и иные варианты определений ННГ. Так, к низконапорным промысловым газам относят запасы газовых и газоконденсатных месторождений, промышленное использование которых при глубоком компримировании и магистральном транспорте становится экономически нерентабельным.

Более емким видится определение, связанное одновременно к экономическому и к техническому аспекту. Низконапорный газ – это газ, присутствующий в технологических схемах разработки, добычи и переработки продукции месторождений, вовлечение которого в промышленный оборот достигается решением специальных технических задач и дополнительными затратами.

ПРОБЛЕМА ОБОЗНАЧЕНА

Проблема добычи и использования ННГ состоит в следующем. Давление газа в пласте снижается по мере его выработки. И возникает момент, когда дав-

ления газа, поступающего из скважин, недостаточно для его подачи в газопроводы без проведения подготовительных мероприятий. Из-за весомых затрат ННГ становится неконкурентоспособным – по совокупной цене добычи, газоподготовки и доставки к конечному потребителю. При этом в категорию «низконапорного» попадает 15–20 % запасов природного газа, доступного к добыче.

Задача эффективного использования ННГ обостряется по мере истощения крупных месторождений. По экспертным данным, объем ННГ на выработанных газовых месторождениях только в Западной Сибири исчисляется триллионами кубометров. По разрабатываемым месторождениям Ямало-Ненецкого АО объемы ННГ превышают 2 трлн м³, а в целом по автономному округу составляют более 5 трлн м³.

Аналогичная ситуация возникает с попутным нефтяным газом, когда при



Фото 1–2. Варандейское месторождение («ЛУКОЙЛ-Коми»). Установка подготовки нефти и компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ»

разгазировании и сепарировании нефти в категорию попадают значительные объемы ПНГ – ценного углеводородного сырья. К примеру, если 11 лет назад (2007 г.) на Вынгапуровском месторождении остаток низконапорного попутного газа (НН ПНГ) оценивался в объеме 90 млрд м³, то на Медвежьем к 2020 г. прогнозируется 310 млрд м³. Проблема станет повсеместной уже к 2025 г.

Ситуацию обостряет увеличение доли так называемого «жирного» газа в общем объеме добычи. За метановым «сухим» газом – пока преимущество. Для него не требуются специальные системы по выделению этан-, пропан-, бутановых и более тяжелых фракций, поэтому не возникает вопрос их дальнейшего использования. Но к 2030 г. около половины добываемого газа будет «жирным». Переориентация на добычу «жирного» газа выдвигает новый приоритет – переоснащение промыслов для подготовки к транспортировке и переработке газового конденсата – важного сырья для газохимии.

Но эта проблема требует отдельного рассмотрения. Мы же вернемся к теме НН ПНГ.

ИСПОЛЬЗОВАТЬ МАКСИМАЛЬНО

Разгазирование нефти возможно уже в насосно-компрессорных трубах нефтяных скважин. При движении продукции из скважин по нефтегазопроводам также происходит выделение ПНГ. В итоге поток пластовой нефти переходит из однофазного состояния в двухфазное – разгазированная нефть и попутный нефтяной газ. Это достигается за счет падения давления и изменения температуры пластовой жидкости. Объем газа, выделяемого из пластовой нефти, увеличивается.

Однако совместное хранение или транспортировка нефти и ПНГ экономически нецелесообразны. Объем выделяемого газа в несколько раз превышает объем жидкости. Потребовались бы огромные герметичные емкости и трубопроводы большого диаметра. Поэтому на объектах добычи и подготовки нефтегазовый поток разделяют на два – нефтяной и газовый. Разделение потока происходит в специальных аппаратах – се-



Фото 3. ГТЭС Ватьёганского месторождения работает на попутном газе

параторах, где создаются условия для максимального отделения ПНГ от нефти. Выделяемый газ нуждается в подготовке на специальном технологическом оборудовании. Подготовка ПНГ – это комплекс мероприятий: осушка, удаление механических примесей, серочистка, отбензинивание (извлечение жидких углеводородов $C_{3+выше}$), удаление негорючих компонентов газа (азот, диоксид углерода), охлаждение, компримирование.

Предварительно подготовленный ПНГ обычно распределяется так. Часть идет на нужды промысла – подается на подогреватели нефти, применяется в качестве топлива для газопоршневых или газотурбинных электростанций (фото 3), котельных. Часть транспортируется потребителям, к примеру на газоперерабатывающий завод для получения продуктов газохимии (если ГПЗ находится в районе добычи нефти). Используется ПНГ и для обратной закачки в пласт для повышения нефтеотдачи (система «газлифт»).

Еще вчера эта схема сводилась к использованию ПНГ 1-й степени сепарации. ПНГ 2-й и последующих ступеней, как правило, сжигался на факелах, так как газ с последних ступеней более сложен в подготовке.

Такой ПНГ по плотности и содержанию компонентов $C_{3+выше}$ значительно «тяжелее» газа 1-й степени. Например, плотность газа 2-й степени может превышать 1700 г/м³, а содержание $C_{3+выше}$ – 1000 г/м³. Соответственно, количество выпадающего конденсата в газопроводах ПНГ 2-й и последующих ступеней гораздо больше, чем те же показатели в газопроводе 1-й степени. Газ концевых ступеней отличается высоким содержанием механических примесей и капельной влаги. И ко всему прочему его еще надо компримировать.

Таким образом, рациональное использование ПНГ последних ступеней сепарации требует дополнительной инфраструктуры для сбора и подготовки, что повышает себестоимость газа и снижает рентабельность. Поэтому ряд компаний не шли на эти затраты и вынужденно самоустранились от утилизации НН ПНГ. Ситуация изменилась после января 2009 г., когда правительство ввело жесткий норматив утилизации ПНГ на уровне 95 %. Вопрос, сжигать или не сжигать попутный газ на факелах, решен в России окончательно и бесповоротно. Сжигать ПНГ стало накладно. И срывают не только экономические санкции (табл. 1) – ценится и экологическая репутация нефтяных компаний.

Таблица 1. Повышающие коэффициенты к плате за сверхнормативное сжигание ПНГ

Год	2012	2013	2014	2020
Повышающий коэффициент	4,5	12	25	100



Фото 4. Вакуумная компрессорная установка «ЭНЕРГАЗ» на ДНС-1 Вынгапуровского месторождения («Газпромнефть-ННГ»)

При снижении добычи нефти максимальное использование ПНГ приобретает особый вес. Учитывая, что НН ПНГ занимает значительную долю в потерях попутного газа, нефтегазодобывающие компании внедряют современные технологии его утилизации. Многие уже убедились в верности своего стратегического выбора.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБЕСПЕЧИТ «ЭНЕРГАЗ»

Итак, ПНГ со 2-й и последующих ступеней сепарации нефти является низконапорным. Его собственное давление не превышает 0,4–0,5 МПа и не позволяет транспортировать ПНГ между объектами нефтегазодобывающего комплекса или подавать его в трубопровод до головной компрессорной станции, направляющей газ стороннему потребителю.

В этой ситуации технологическая задача компримирования НН ПНГ решается комплексно. Месторождения оснащаются так называемыми малыми компрессорными станциями (КС) или компрессорными станциями низких ступеней сепарации (СКНС), основу которых составляют компрессорные установки (КУ) низкого давления. Когда же давление газа близко к вакууму (от –0,05 до 0,01 МПа), на КС и СКНС при-

меняются вакуумные компрессорные установки (фото 4).

Надежная работа КУ обеспечивается специальными инженерными решениями – с учетом состава и качества газа, условий эксплуатации и индивидуальных проектных требований. Начиная с 2007 г. такой опыт накоплен в Группе «ЭНЕРГАЗ», специализирующейся на технологических проектах комплексной

газоподготовки. Инженеры «ЭНЕРГАЗа» тщательно учитывают особенности компримирования НН ПНГ, используя, как правило, установки на базе винтовых маслозаполненных компрессоров.

ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ

Назовем факторы, осложняющие процесс компримирования низконапорного ПНГ, и рассмотрим решения этих проблем.

Необходимость доочистки. Несмотря на то что в компрессорную установку поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации высокоэффективных агрегатов и не позволяет достичь на выходе установленных проектных параметров по чистоте. Поэтому возможности основных элементов системы фильтрации КУ (газomasляного сепаратора и коалесцентных фильтров) расширяются за счет дополнительной комплектации:

- на входе газа устанавливается двухступенчатый фильтр-скруббер (рисунок), оснащенный автоматической дренажной системой;
- на выходе из КУ ставят дополнительные фильтры тонкой очистки газа. Они, как и скруббер, встраиваются в существующий блок-модуль, что обеспечи-

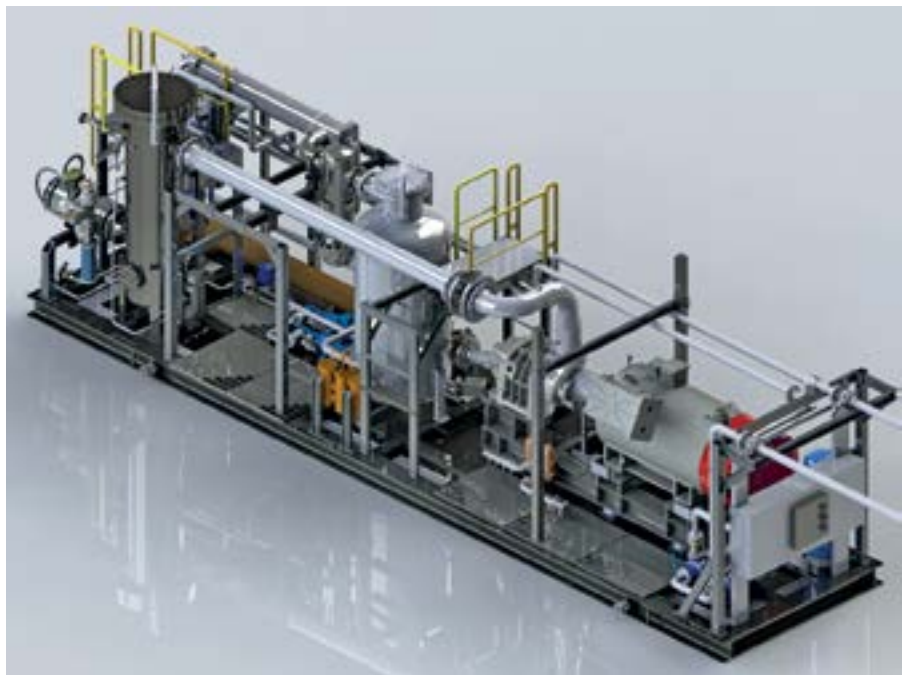


Рис. Макет компоновки КУ с входным фильтром-скруббером



Фото 5. Адсорбционный осушитель газа на ЦПС Западно-Могутлорского месторождения («РуссНефть»)

вает компактное размещение оборудования;

- в технологическую схему установки может включаться узел осушки газа;
- в особых случаях вместе с КУ могут также поставяться компактные адсорбционные, абсорбционные или рефрижераторные осушители газа в отдельном укрытии (фото 5).

Риск образования конденсата. Работа компрессорных установок на тяжелом («жирном») газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования внутри системы. Возникает две проблемы:

- 1) растворение в масле большого количества углеводородов, ведущее к повышенному насыщению масла газоконденсатом, снижению кинематической вязкости масла и увеличению уровня масла в маслобаке;
- 2) образование конденсата в рабочих ячейках компрессора, приводящее к увеличению потребления мощности на внешнее сжатие и мощности на сжатие 1 кг газа.

Задача решается следующим способом:

- проводятся детальный анализ компонентного состава газа и расчеты в специальной программе, создающей теоретическую модель поведения газа

при определенных условиях (температуре и давлении). Это дает возможность определить параметры расширения рабочего диапазона температур масла и газа, позволяющие превысить точку образования росы для перекачиваемого газа;

- в маслосистеме КУ используется более вязкое масло.

Негативное влияние крайне низкого давления, близкого к вакууму. Компримирование газа с давлением, близким к вакууму (от $-0,05$ МПа изб.), влечет следующие проблемы:

- 1) возникает большая разница в давлении на входе и на выходе КУ, вследствие чего давление газа в установке сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод. При этом происходит унос масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер;
- 2) под действием вакуума в компрессорную установку может поступать воздух, что увеличивает взрывоопасность технологического процесса.

Применяемые решения:

- оснащение системы входных клапанов КУ модернизированными быстродействующими клапанами с электромеханическими приводами и пружинными

отсекателями, что позволяет отсекать входной трубопровод от основной магистрали;

- комплектация КУ системой обнаружения кислорода с датчиком, определяющим его содержание в компримируемом газе.

Изменение характеристик исходного газа. По своему составу ПНГ нестабилен. А по условиям некоторых проектов компрессорные установки вообще компримируют смешанный попутный газ, поступающий с разных объектов добывающего комплекса. Соответственно, основные его параметры (состав, плотность, давление, температура точки росы, теплотворная способность) могут меняться. Также изменяются параметры исходного газа, поступающего с одного объекта, в силу климатических изменений, истощения запасов углеводородов, обводненности скважин и т. д. Чтобы контролировать этот процесс (и затем при необходимости варьировать эксплуатационные характеристики КУ), компрессорные установки могут оснащаться следующим дополнительным оборудованием:

- потоковый хроматограф с устройством отбора проб для определения состава и теплотворной способности газа;
- потоковый измеритель температуры точки росы газа по воде и углеводородам (с устройством отбора проб);
- замерное устройство расхода компримируемого газа.

Тяжелые условия эксплуатации. Нередко компримирование низконапорного ПНГ проходит в тяжелых условиях, к числу которых относятся:

- 1) климатические условия, когда минимальная температура воздуха достигает -60 °С, а средняя температура наиболее холодной пятидневки составляет -50 °С;
- 2) особенности состава газа – например, высокое содержание соединений сероводорода;
- 3) удаленность (труднодоступность) объектов, что осложняет техническое обслуживание и контроль за ходом эксплуатации оборудования. Поэтому на практике применяются следующие решения:

ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ

Таблица 2. Компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ», перекачивающие низконапорный ПНГ с давлением до 0,4 МПа (изб.)

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
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ЦПС (ДНС-3)	2	Транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ДНС-1	1	Транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Еты-Пуровское	ДНС-2	1	Транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгайинское	ЦППН	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
Ханты-Мансийский АО	Вахское	УПСВ-4	1	Транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Вахское	УПСВ-5	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	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 обл.	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
Тюменская обл.	Южно-Нурымское	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
Ненецкий АО	Южно-Хыльчююское	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-Камыньское	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	Тромьеганское	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 обл.	Верх-Тарское	ЭСН (ГТЭС-10,4)	2	Газоснабжение турбин	0,4



Фото 6. Компрессорная станция внутрицехового типа для ГТЭС Восточно-Мессояхского месторождения



Фото 7. КУ в арктическом исполнении компримируют НН ПНГ в составе СКНС Северо-Лабатьюганского месторождения («Сургутнефтегаз»)

- выбор варианта исполнения КУ: внутрицеховое (фото 6), контейнерное, арктическое;
- модернизация маслосистемы и применение масел нового поколения;
- усовершенствование системы теплообмена;
- использование специальных сплавов и антикоррозийных материалов при производстве компрессорных установок;
- оснащение КУ устройством плавного пуска двигателя;
- резервирование некоторых элементов и узлов оборудования (например, сдвоенные фильтры маслосистемы или насосы системы охлаждения), особенно когда компрессорные станции эксплуатируются без резервной установки.

РЕАЛИЗОВАННЫЕ ПРОЕКТЫ

Начиная с 2007 г. «ЭНЕРГАЗ» поставил и ввел в эксплуатацию 275 технологических установок подготовки и компримирования газа. В электроэнергетике они работают на 171 энергоблоке суммарной мощностью 6293 МВт, в нефтегазовой отрасли – подготавливают попутный нефтяной и природный газ на 43 месторождениях.

Компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» функционируют на следующих объектах добывающего комплекса: энергоцентры собственных нужд (ЭСН) на базе ГТЭС и ГТУ-ТЭЦ; цехи подготовки и перекачки нефти (ЦППН); цехи контрольной проверки нефти (ЦКПН); дожимные насосные станции (ДНС); установки подготовки нефти (УПН); центральные пункты сбора нефти (ЦПС); концевые сепара-

ционные установки (КСУ); центральные перекачивающие станции; транспортные системы жидких углеводородов (ТСЖУ), установки предварительного сброса воды (УПСВ); установки деэтаннизации конденсата (УДК), установки комплексной подготовки газа (УКПГ). В Группе «ЭНЕРГАЗ» постоянно наращается уникальный опыт реализации проектов по компримированию низконапорного ПНГ (фото 7). Их география – от Республики Беларусь до Крайнего Севера и Республики Саха (Якутия). На сегодня в таких специализированных проектах задействовано 117 компрессорных установок (табл. 2), еще 11 КУ готовятся к вводу в действие. Производственная практика убеждает нас: для рационального применения

ПНГ в максимально возможных объемах требуются не только целенаправленные усилия государства, общества и бизнеса, но и слаженная работа профессионального сообщества – нефтяников, проектировщиков, производителей оборудования.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

000 «ЭНЕРГАЗ»
105082, РФ, г. Москва,
ул. Б. Почтовая, д. 55/59, стр. 1
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
e-mail: info@energaz.ru
www.energaz.ru