

Попутный газ последних ступеней сепарации. Компримирование низконапорного ПНГ



Компрессорные установки низкого давления от компании ЭНЕРГАЗ на СКНС Северо-Лабатьюганского месторождения

А.А. Крамской
генеральный директор¹

А.В. Филиппов
инженер-нефтяник²

¹ООО «СервисЭНЕРГАЗ»
²ООО «ЭНЕРГАЗ»

Вопрос о том, сжигать или не сжигать попутный газ на факелах, решен в России окончательно и бесповоротно. И особое значение сегодня приобретает задача максимального использования попутного газа последних ступеней сепарации, который занимает значительную долю в потерях ПНГ.

Попутный нефтяной газ — продукт сепарации нефти

Нефть не сразу становится товарным продуктом. Этому предшествует многоэтапный технологический процесс подготовки.

На каждом месторождении пластовая жидкость, поступающая со скважин, проходит предварительную подготовку на объектах добычи и подготовки нефти. Далее нефть транспортируется в центральные пункты сбора, где происходит её окончательная подготовка до товарной кондиции и сдача потребителю. Цель промышленной подготовки нефти — удаление из неё воды, различных механических примесей и извлечение нефтяного газа.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) представляет собой смесь углеводородов с наименьшей молекулярной массой (метан, этан, пропан, бутаны и др.). Содержится в пластовой жидкости и выделяется из неё путём сепарирования. ПНГ — ценный углеводородный ресурс, используется и как топливо, и как сырьё для получения различных химических веществ. Из попутного газа путём химической переработки получают пропилен, бутилены, бутадиен для производства пластмасс и каучуков.

Процесс разгазирования пластовой нефти, т.е. выделение из неё попутного газа, может начинаться уже в насосно-компрессорных трубах нефтяных скважин. По мере движения продукции из скважин по нефтегазопроводам также происходит выделение нефтяного газа. Таким образом, поток пластовой нефти переходит из однофазного

состояния в двухфазное — разгазированная нефть и попутный нефтяной газ. Это происходит в результате падения давления и изменения температуры пластовой жидкости. При этом объём газа, выделяемого из пластовой нефти, увеличивается.

Однако совместное хранение или транспортировка нефти и ПНГ экономически нецелесообразно. Как правило, объём выделяемого газа в несколько раз превышает объём жидкости. Потребовались бы огромные герметичные ёмкости и трубопроводы большого диаметра. Поэтому на объектах добычи и подготовки нефтегазовый поток разделяют на два — нефтяной и газовый. Разделение потока происходит в специальных аппаратах — сепараторах (фото 1), в которых создаются условия для более полного отделения ПНГ от нефти. Разгазирование нефти при определённых регулируемых давлениях и температурах называется сепарацией.

Ступени сепарации

Для извлечения ПНГ используются сепараторы различных типов (в основном горизонтальные цилиндрические). На объектах подготовки нефти и газа сепарация нефти, как правило, осуществляется в несколько этапов (ступеней). Ступенью сепарации называется отделение газа от нефти при определённом давлении и температуре. Многоступенчатая сепарация позволяет получить более стабильную нефть, нежели одноступенчатая. Количество ступеней сепарации зависит от физико-химических свойств добываемой



Фото 1. Разделительные сепараторы на установке подготовки нефти

нефти, пластового давления, обводнённости и температуры флюида, а также требований, предъявляемых к товарной нефти.

Эффективность многоступенчатой сепарации особенно ощутима для месторождений лёгкой нефти с высокими газовыми факторами и давлениями на головках скважин. Регулируемые давление и температура создают условия для более полного отделения газа от нефти. Давление на сепараторе 1-й ступени всегда больше, чем на сепараторах 2-й и последующих ступеней. Показатели давления на ступенях сепарации зависят от многих факторов, которые учитываются при разработке месторождения и вносятся в технологическую схему. Количество сепараторов зависит от объёма добываемой нефти.

Выделяемый газ требует специальной подготовки и применения соответствующего технологического оборудования. Как

правило, подготовка ПНГ включает следующий комплекс мероприятий: осушка; удаление механических примесей; сероочистка; отбензинивание (извлечение жидких углеводородов $C_{3+выше}$); удаление негорючих компонентов газа (азот, двуокись углерода); охлаждение; компримирование (фото 2).

Подготовленный попутный газ обычно распределяется следующим образом (рис. 1). Часть его идёт на собственные нужды промысла — подается на подогреватели нефти, применяется в качестве топлива для газопоршневых или газотурбинных электростанций, котельных. Другая часть транспортируется стороннему потребителю, например, на газоперерабатывающий завод с целью получения продуктов газохимии (если ГПЗ находится в районе добычи нефти). Используется ПНГ и для обратной закачки в пласт с целью увеличения нефтеотдачи (система «газлифт»).

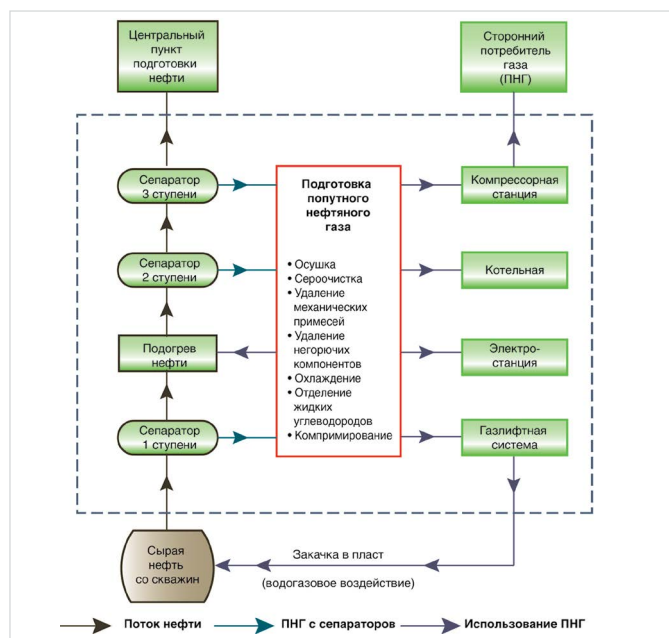


Рис-1. Рациональное использование попутного газа

ПНГ надо использовать максимально

Еще недавно вышеописанная схема отображала исключительно использование ПНГ 1-й ступени сепарации. Попутный газ 2-й и последующих ступеней, как правило, в полном объеме направлялся в факельную линию для сжигания. Причина в том, что газ с последних ступеней является самым сложным в подготовке для дальнейшего применения.

Такой ПНГ по плотности и содержанию компонентов $C_{3+выше}$ значительно «тяжелее» газа 1-й ступени. Например, плотность газа 2-й ступени может превышать 1700 г/м^3 , а содержание $C_{3+выше}$ — 1000 г/м^3 . Соответственно, количество выпадающего конденсата в газопроводах ПНГ 2-й и последующих ступеней гораздо больше, в сравнении с тем же показателем в газопроводе 1-й ступени. Газ конечных ступеней отличается также повышенным содержанием механических примесей и капельной влаги. Плюс к этому — его обязательно необходимо компримировать.

То есть, рациональное использование ПНГ последних ступеней требует создания дополнительной инфраструктуры сбора и подготовки, что повышает себестоимость попутного газа и снижает рентабельность промыслов. Поэтому многие добывающие компании шли на затраты крайне неохотно, а зачастую вынужденно устранялись от задачи рационального использования такого ПНГ.

Ситуация стала меняться с января 2009 года, когда правительство определило жесткий норматив использования попутного нефтяного газа на уровне 95%. Вопрос о том, сжигать или не сжигать попутный газ на факелах, решен в России окончательно и бесповоротно. Сжигать ПНГ стало накладно. Однако срабатывают не только экономические санкции. Копоть от горящих факелов очерняет репутацию нефтяных компаний.

Поэтому с каждым годом возрастает число промыслов, где не только экономят на штрафах и компенсационных выплатах, но и извлекают прямую экономическую выгоду из рационального использования ПНГ. Для таких рачительных экологосберегающих компаний на приоритетном месте находится



Фото 2. Битумское месторождение ОАО «Сургутнефтегаз». Компрессорная станция для компримирования низконапорного ПНГ



Фото 3. Фильтр-скруббер встроен в блок-модуль вакуумной компрессорной установки «ЭНЕРГАЗ» на ДНС-1 Вынгапуровского м/р ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

и забота о собственном профессиональном престиже в глазах государства и общества.

Сегодня в условиях падения добычи нефти на многих месторождениях особое значение приобретает максимальное использование попутного газа последних ступеней сепарации. Именно этот газ занимает значительную долю в потерях ПНГ. Учитывая это, нефтегазодобывающие компании пристальное внимание обратили на современные технологические возможности его рационального использования. И те, кто уже предпринял необходимые усилия, на деле убедились в правильности своего решения.

Компримирование — важный этап подготовки низконапорного ПНГ

Отметим еще один важный фактор: попутный нефтяной газ 2-й и последующих ступеней сепарации нефти является низконапорным. Его собственного давления, которое не превышает 0,4–0,5 МПа, недостаточно для транспортировки ПНГ между объектами нефтегазодобывающего комплекса или для закачки в трубопровод до головной компрессорной станции, обеспечивающей доставку газа стороннему потребителю.

Технологическая задача компримирования низконапорного ПНГ решается с учетом особенностей конкретных промыслов. Месторождения оснащаются так называемыми «малыми» компрессорными станциями (КС), основу которых составляют дожимные компрессорные установки (ДКУ) низкого давления. В случае, если давление газа приближено к вакууму (0,001–0,01 МПа), на КС применяются вакуумные компрессорные установки (ВКУ).

Для обеспечения надежной работы КС разрабатываются специальные инженерные решения, исходящие из состава газа, условий эксплуатации и проектных требований.

Особенности компримирования низконапорного газа

Для компримирования ПНГ последних ступеней сепарации используются, как правило, ДКУ и ВКУ на базе винтовых

маслозаполненных компрессоров. Рассмотрим решение некоторых проблем, возникающих при компримировании низконапорного газа.

Необходимость доочистки тяжелого (жирного) ПНГ. Несмотря на то что в компрессорную установку (КУ) зачастую поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации высокоэффективных КУ. Требуется дополнительная комплектация системы фильтрации, которая расширяет возможности основных её элементов (газomasляного сепаратора и коалесцентных фильтров):

- на входе газа устанавливается фильтр-скруббер (фото 3), оснащенный автоматической дренажной системой для отработки конденсата;
- на выходе из КУ устанавливаются дополнительные фильтры тонкой очистки газа. Они,

как и фильтр-скруббер, встраиваются в существующий блок-модуль, что обеспечивает компактное размещение оборудования;

- вместе с КУ могут поставляться компактные адсорбционные или рефрижераторные осушители газа в отдельном укрытии (фото 4).

Риск конденсатообразования. Работа компрессорных установок на тяжелом (жирном) газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования внутри системы. При этом возникают 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, которое приводит к увеличению потребления мощности на внешнее сжатие и мощности на сжатие одного килограмма газа. Задача решается следующим способом:

- проводится 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 такие параметры расширения рабочего диапазона температур масла и газа, которые позволяют превысить точку образования росы для перекачиваемого газа;
- в маслосистеме КУ используется более вязкое масло.

Негативное влияние крайне низкого давления ПНГ, близкого к вакууму (0,001...0,01 МПа). Компримирование газа с давлением, близким к вакууму, влечёт следующие проблемы: 1) возникает большая разница в давлении на входе и на выходе КУ, вследствие чего давление газа, имеющееся 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



Фото 4. Адсорбционный осушитель для дополнительной осушки попутного газа на ЦПС Западно-Могутлорского месторождения ОАО «Аганнефтегазгеология»

взрывоопасность технологического процесса. Возможные решения:

- оснащение системы входных клапанов КУ модернизированными быстродействующими клапанами с электромеханическими приводами и пружинными отсекающими, что позволяет отсекать входной трубопровод от основной магистрали;
- комплектация КУ датчиками кислорода, определяющими его содержание в компримируемом газе.

Изменение характеристик исходного газа. По условиям некоторых проектов компрессорные установки компримируют смешанный попутный газ, поступающих с разных объектов добывающего комплекса. Соответственно, основные его параметры (состав, плотность, температура точки росы, теплотворная способность) могут меняться. Параметры исходного газа изменяются и при длительной добыче на одном объекте — в силу 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 (фото 5).

Условия эксплуатации. Нередко компримирование низконапорного ПНГ проходит в тяжелых условиях: 1) климатические условия, когда минимальная температура воздуха достигает минус 60°C, а температура наиболее холодной пятидневки — минус 50°C; 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:

- выбор из различных вариантов исполнения: КУ ангарного (внутрицехового) типа на открытой раме (фото 6), блок-модуль во всепогодном укрытии, КУ в специальном арктическом исполнении;
- оснащение КУ модернизированными системами теплообмена, комплектация маслосистемы автоматическим поточным вискозиметром;
- использование специальных сплавов и антикоррозийных материалов при производстве компрессорных установок;
- оснащение КУ устройством плавного пуска двигателя;
- резервирование некоторых элементов оборудования внутри блока-модуля (например, сдвоенные фильтры маслосистемы или насосы системы охлаждения), особенно, когда компрессорные станции эксплуатируются без резервной установки;
- использование современной САУ (фото 7), которая автоматически поддерживает установку в рабочем режиме, обеспечивает эксплуатационные параметры и связь с верхним уровнем АСУ ТП, управляет системами жизнеобеспечения и безопасности.

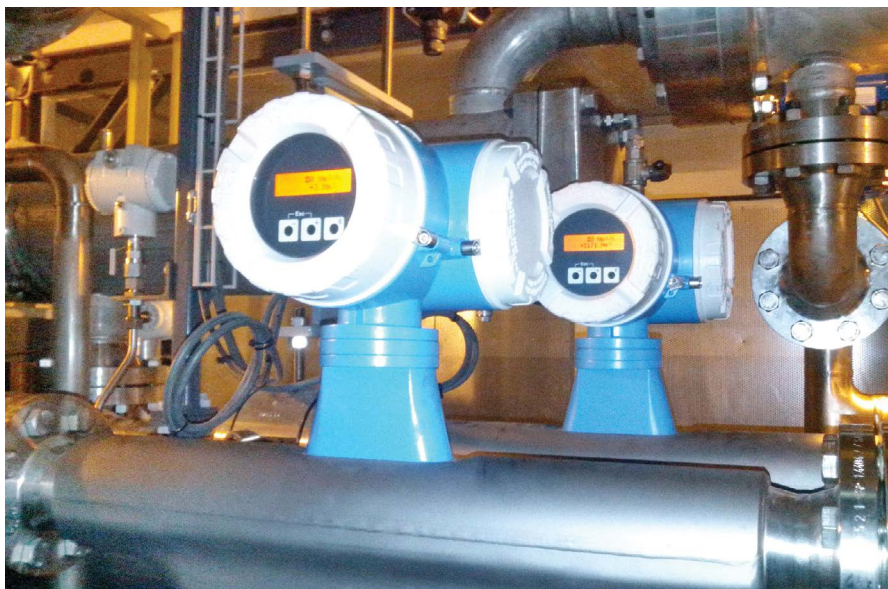


Фото 5. Узел учета компримируемого газа в компрессорных установках

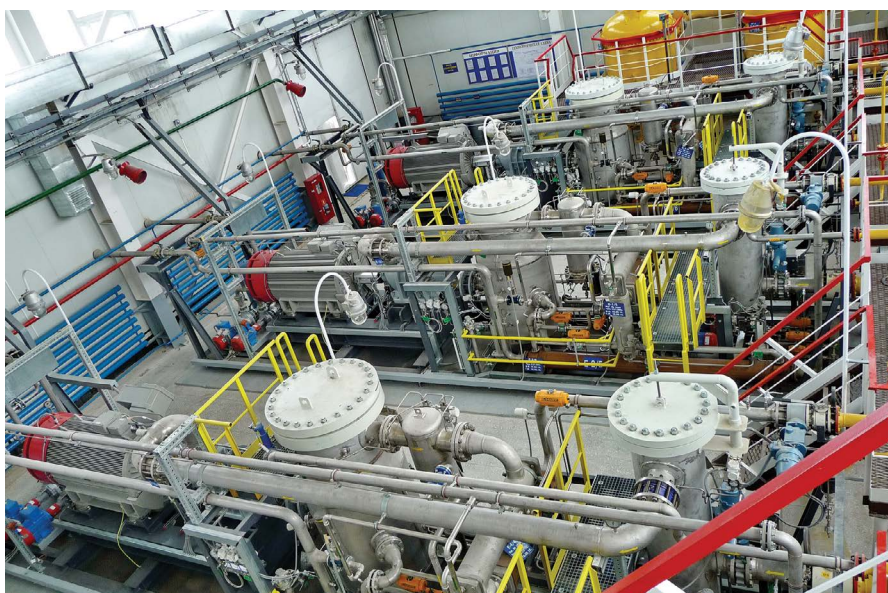


Фото 6. Дожимные компрессорные установки ангарного типа от компании ЭНЕРГАЗ снабжают попутным газом турбины ГТЭС Талаканского месторождения (Якутия)



Фото 7. Отсек САУ компрессорной установки на КС Мурыянского месторождения



Фото 8. Компрессорная станция Речицкого месторождения («Белоруснефть») компримирует низконапорный ПНГ



Фото 9. Газодожимное оборудование низкого давления на ДНС-2 НГДУ «Комсомольскнефть»



Фото 10. Вакуумные компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» работают на попутном газе с давлением 0,001 МПа

Накопленный опыт — ключ к успеху

В нефтегазовом сообществе сложилась традиция — решение нестандартных технологических задач доверять инженерным коллективам, многократно проверенным на практике. Опыт реализации проектов по компримированию низконапорного газа сосредоточен сегодня в компании ЭНЕРГАЗ.

Компрессорные установки от компании ЭНЕРГАЗ функционируют в составе компрессорных станций на ряде объектов нефтегазодобывающей отрасли. Это электростанции собственных нужд (ЭСН), установки подготовки нефти (УПН), цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), цеха контрольной проверки нефти (ЦКПН), дожимные насосные станции (ДНС), центральные перекачивающие станции (ЦПС), установки предварительного сброса воды (УПСВ), центральные пункты сбора нефти (ЦПСН), центральные нефтегазосборные пункты (ЦНГСП), установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

География проектов ЭНЕРГАЗа по компримированию низконапорного ПНГ охватывает территорию от Республики Беларусь (фото 8) до Крайнего Севера и до Республики Саха (Якутия). Всего в активе компании 53 таких проекта, в них задействовано 125 компрессорных установок.

79 компрессорных установок компримируют ПНГ с давлением в диапазоне 0,16...0,4 МПа на следующих месторождениях: Контлорское, Западно-Камынное, Мурьянское, Юкьяунское, Северо-Лабатьюганское, Тромьеганское, Западно-Чигоринское, Верхне-Надымское, Южное Хыльчюю, Талаканское, Рогожниковское, Биттемское, Ульяновское, Тевлинско-Русскинское, Верхнеколик-Еганское*, Игольско-Таловое, Пякяхинское*, Верх-Тарское, Восточно-Мессояхское*, Ай-Пимское, Южно-Нюримское*, Западно-Могутлорское.

Ещё 36 КУ работают на ПНГ крайне низкого давления (0,01...0,15 МПа) на месторождениях: Алахинское, Быстринское, Комсомольское (фото 9), Ватьеганское, Федоровское, Лянторское, Гежское, Рогожниковское, Речицкое, Восточно-Мессояхское*, Варандейское, Северо-Лабатьюганское, Талаканское.

Для компримирования попутного газа с давлением, близким к вакууму (0,001...0,01 МПа), используются 10 КУ на Вынгапуровском (фото 10), Ярайнерском*, Еты-Пуровском, Советском, Вынгайхинском, Вахском месторождениях.

Жизнь убеждает: для рационального применения ПНГ в максимально возможных объемах потребуются целенаправленные усилия государства, общества и бизнеса, слаженная работа нефтяников, проектировщиков и производителей специального технологического оборудования.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

* проекты находятся на стадии реализации