

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Е.С. Барыкина

А.С. Иншакова

eva_bar.95@mail.ru

nyutaaa@list.ru

МГТУ им. Н.Э. Баумана, Москва, Российская Федерация

Аннотация

Рассмотрены компрессорные станции на промышленном и промышленном трубопроводах. Показана целесообразность использования винтовых маслозаполненных компрессоров с золотниковым регулированием и отдельной системой смазки. Изучены вопросы подготовки попутного нефтяного газа перед подачей на компрессорную станцию на промышленном трубопроводе и после прохождения компрессорной станции на промышленном трубопроводе

Ключевые слова

Попутный нефтяной газ, сепарация, компримирование, маслозаполненный винтовой компрессор, масляный контур, газотурбинная установка, компрессорная станция, методы очистки, золотник

Поступила в редакцию 14.11.2016

© МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2016

Сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) наносит большой ущерб окружающей среде, здоровью людей и экономике. ПНГ представляет собой природный углеводородный газ (смесь газов и парообразных углеводородных и неуглеводородных компонентов), растворенный в добываемой нефти. Таким образом, ПНГ — это сопутствующий продукт, при этом не менее ценный, чем нефть или природный газ.

С 1 января 2012 г. действует постановление Правительства РФ «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», согласно которому компании обязаны утилизировать 95 % ПНГ. Многие крупные компании используют от 70 до 100 % такого газа, применяя его в качестве топлива для газотурбинных установок (ГТУ), исходного сырья в химической промышленности или закачивают его обратно в пласт для повышения уровня извлечения нефти из пласта [1].

Получение ПНГ. Принципиальная схема получения ПНГ методом сепарирования нефти представлена на рис. 1. Для этого используют многоступенчатые сепараторы с разным давлением. Так, на первой ступени сепарации 1 создается давление от 1,6 до 3,0 МПа. На последующих ступенях сепарации 2 и 3 давление постепенно понижают. На последнем этапе сепарации давление может снижаться до 0,1–0,5 МПа. Газ, прошедший 2 и 3 ступени сепарации, перемешивается и пропускается через редуцирующий клапан с целью понижения давления. Далее газ сжимают на компрессорной станции (КС) и подают в промышленный газопровод и к месту переработки. Перед подачей на КС-1 газ должен пройти подготовку.

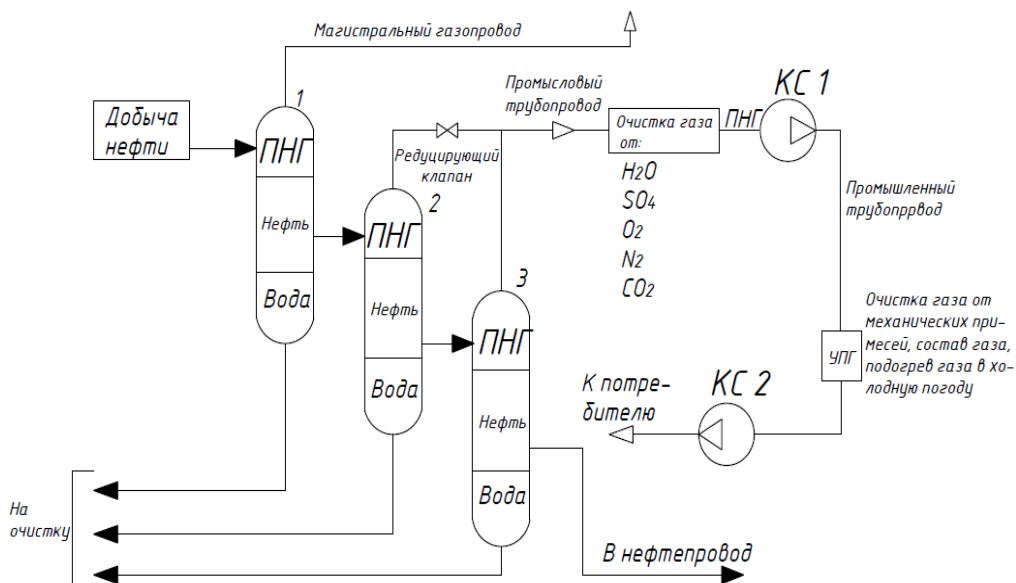


Рис. 1. Принципиальная схема получения ПНГ методом сепарирования

Подготовка газа. ПНГ — это смесь газов, где основными компонентами являются предельные углеводороды (гомологи метана от CH_4 до C_6H_{14}). В зависимости от месторождения нефти, состав ПНГ может отличаться. В некоторых регионах в попутном газе могут содержаться неуглеводородные составляющие (например, соединения азота, серы, кислорода). ПНГ, который фонтанирует после вскрытия нефтяных пластов, отличается малым количеством тяжелых углеводородных газов. Более «тяжелая» по составу часть находится в самой нефти. Поэтому на начальных этапах освоения месторождений нефти добывают много ПНГ с большим содержанием метана. Как правило, этот газ закачивают в магистральный газопровод. В процессе освоения залежей данные показатели постепенно снижаются, и большую часть газа заполняют тяжелые компоненты, которые используют в народном хозяйстве. Определив состав ПНГ, возможно оценить наиболее эффективную область его применения (энергетика или нефтехимия). Например, для крупных месторождений лучшим, с экономической точки зрения, вариантом является производство электроэнергии на большой электростанции с последующей продажей, а для средних месторождений — сжиженного нефтяного газа на газоперерабатывающем заводе и продажа его предприятиям химической промышленности, при этом обеспечение электроэнергией местных потребителей [2].

Перед подачей на КС-1 ПНГ необходимо пройти подготовку: осушку, серочистку, удаление механических примесей (частиц глины, песка и проч.), удаление негорючих компонентов (азота, двуокиси углерода), охлаждение, отделение жидких углеводородов и компримирование (табл. 1) [3, 4].

Этапы подготовки ПНГ

Последовательность этапов	Назначение
Осушка газа	Предотвращение образования гидратов и коррозии, обеспечение транспортных свойств газа
Сероочистка	Повышение безопасности эксплуатации и предотвращение коррозии
Удаление негорючих компонентов	Уменьшение «бесполезного» объема газа
Удаление механических примесей	Обеспечение транспортных свойств газа, увеличение срока службы оборудования
Отделение жидких углеводородов	Для дальнейшего использования (отопления домов, в нефтехимической промышленности и т. д.)
Компримирование	Дополнительное сжатие газа с целью транспортировки по магистральному трубопроводу

Осушка газа. Известно, что в ПНГ содержатся пары воды, поэтому возможно образование гидратов, что оказывает негативное влияние на оборудование по переработке [5]. Еще одним негативным последствием является коррозия оборудования. С помощью осушки понижают точку росы, которая должна быть не выше минимальной температуры, характерной для данного региона. Существует несколько способов осушки ПНГ:

- на основе абсорбции. Влага из ПНГ поглощается жидкими реагентами в специальных установках. В качестве абсорбента может выступать гликоль. Давление в такой установке не превышает 12 МПа, температура гликоля составляет около 140 °С. Осушенный газ отводят, а насыщенный влагой гликоль направляют в выветриватель. Далее его подогревают и отправляют в десорбер. В результате более низкого давления и подвода тепла происходит испарение влаги. Очищенный гликоль можно использовать снова;
- на основе адсорбции. Влага поглощается гранулированными реагентами (селикогелем, алюмогелем, цеолитами). Такой метод позволяет достигнуть точки росы –90 °С;
- на основе охлаждения. При постоянном давлении понижают температуру ПНГ, в результате чего влага конденсируется и отводится. При этом снижается точка росы;
- комбинирование нескольких способов.

Сероочистка. В случае повышенного содержания сероводорода, ПНГ необходимо очищать, чтобы не подвергать коррозии оборудование и газопроводы [6]. Сероочистки также существует несколько способов:

- жидкофазное окисление сероводорода. Получившаяся сера выводится в виде нетоварной или технической (товарной) серы;
- регенеративная адсорбция. Поглотителями являются твердые компоненты.

При регенерации адсорбента образуется поток газа регенерации, загрязненный сероводородом. Этот газ может быть переработан в элементарную серу методом жидкофазного окисления или утилизирован на факел;

- нерегенеративная адсорбция. При этом способе происходит поглощение серы твердыми компонентами. Сорбент заменяется;
- нерегенеративная абсорбция. Способ основан на поглощении жидким сорбентом. В дальнейшем он выводится в виде жидкого отхода;
- регенеративная абсорбция. Происходит регенерация жидкого сорбента.

Удаление механических примесей и жидких углеводородов. Для удаления механических примесей и жидких углеводородов из ПНГ используют механические фильтры гравитационного, инерционного и центробежного типов, а также фильтры с фильтрующим волокнистым слоем (коалисцентные).

Компримирование является важным этапом подготовки ПНГ. Газ после второй и последующих ступеней сепарации имеет низкое давление, не превышающее 0,1–0,5 МПа, что недостаточно для его дальнейшей транспортировки. Для решения этой проблемы на местах нефтедобычи сооружают компрессорные станции с дожимными компрессорами [7]. Это, как правило, винтовые маслозаполненные компрессоры (ВМК) производительностью до 9 м³/с и давлением нагнетания до 1,3 Мпа. Центробежные и винтовые компрессоры имеют высокую степень надежности, что важно для установок, которые используют в труднодоступных районах.

По сравнению с поршневыми компрессорами (ПК), ВМК имеют следующие преимущества:

- системы регулирования производительности и использование соответствующих профилей винтов, что позволяет экономить до 30 % электроэнергии;
- сокращение затрат на обслуживание компрессорного оборудования. Если стандартный ПК необходимо обслуживать каждые 500 ч, то ВМК — каждые 4000–8000 ч;
- для обслуживания ВМК не требуется специально обученный персонал;
- минимальные вложения при монтаже и наладке (не требуется фундамент, поставляется заводом-изготовителем в виде самостоятельного моноблока);
- компактность;
- низкий уровень шума;
- срок службы в 3–5 раз больше;
- объем ресивера в несколько раз меньше.

Отметим, что это справедливо для ВМК до давлений нагнетания 1,3 МПа. При более высоких давлениях на КС применяют двухступенчатые ПК, которые выполняют согласно [8].

По сравнению с центробежными компрессорами, ВМК также имеют ряд преимуществ. Так, при изменении состава газа в центробежном компрессоре значительно изменяется давление нагнетания, тогда как в ВМК этого не происходит.

Давление на входе в КС составляет от 1 до 5 атм., при этом иногда может падать до 0,133 Па [9]. В таких случаях производительность КС снижается прак-

тически до нуля. Таким образом, в компрессорах производительность изменяется от 100 % до 0. В центробежных компрессорах поворотные лопатки на всасывании позволяют только незначительно изменять производительность. В основном регулирование такого компрессора заключается в перепуске газа с нагнетания на всасывание, но это самый неэкономичный способ регулирования. В ВМК можно регулировать производительность с помощью золотника, что является более экономичным, поэтому выбор останавливают на них.

Технологическая схема КС-1 представлена на рис. 2.

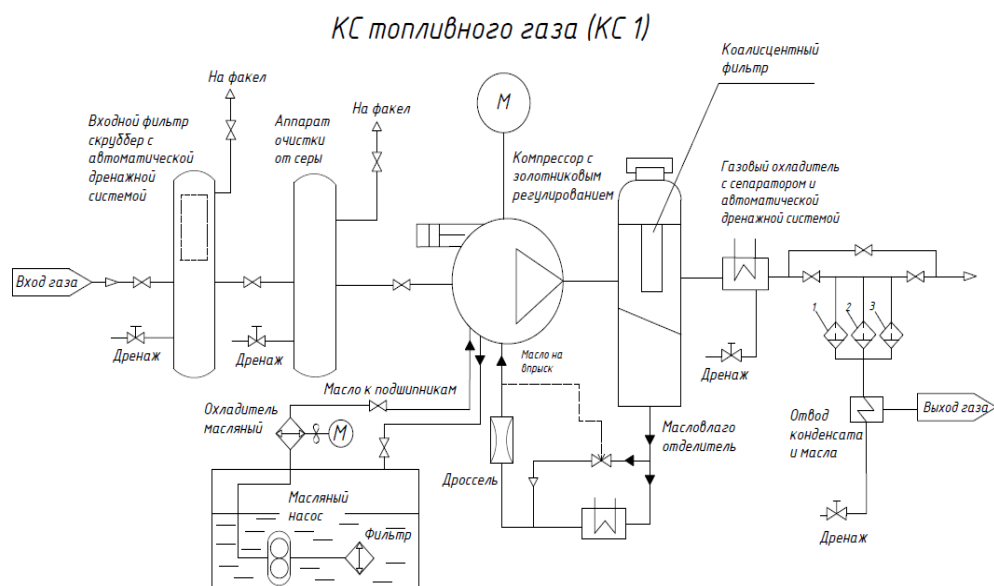


Рис. 2. Технологическая схема компрессорной станции КС-1

Перед подачей на промышленный трубопровод ПНГ необходимо очистить, механических, химических примесей и паров воды. На входе ПНГ проходит через фильтр-скруббер с автоматической дренажной системой. Фильтр удаляет загрязнения, а датчик уровня жидкости контролирует подачу, не давая перегрузить компрессор. Жидкость из скруббера течет в изолированный сборник. Очищенный поток газа подается на аппарат очистки от серы и только потом в ВМК, так как газ смешивается с маслом и на выходе получается газо-масляная смесь. После ВМК устанавливают коалесцентный фильтр и масло-лагоотделитель. Далее содержание масла понижается в охладителе, который установлен после фильтров. Охладитель снижает температуру газа для выпадения конденсата и сливает его через дренажную систему при помощи центробежного сепаратора. Последним этапом очистки ПНГ перед подачей его на КС-2 заключается в прохождении газа через систему фильтров 1–2–3 (основной фильтр, фильтр удаления остаточных масел и фильтр-активный уголь, соответственно) и сепаратор конденсат — масло. Все полученные нежелательные примеси сливают через дренажную систему (рис. 2).

В маслосистеме используют более вязкое масло из-за наличия конденсата, который ведет к уменьшению кинематической вязкости и увеличению мощности при сжатии газа. Со временем основные параметры газа (состав, температура, давление) изменяются. Установки для компримирования оснащены хроматографом для определения состава ПНГ и измерителем температуры точки росы [7]. Подвод масла к системе осуществляется по двухконтурной схеме, разработанной компанией ОАО «Казанькомпрессормаш» [10].

Первый контур масла используют для впрыска в компрессор. Проходя через сепаратор, газ очищают от жидких компонентов и твердых частиц. В ВМК он смешивается с маслом и сжимается до требуемого давления. В маслоотделителе и коалесцентном фильтре происходит очистка газа от масла, которое возвращается в маслбак, находящийся под давлением нагнетания. Далее газ попадает в газоохладитель для предотвращения выпадения конденсата, где охлаждается ниже точки росы. Выделившийся конденсат отделяется в концевом сепараторе.

Второй контур используют для подачи масла к подшипникам и уплотнениям. При этом масло не контактирует с газом в рабочей полости. Тяжелый газ легче растворяется в масле, что снижает производительность до 20 %. В данной системе такой эффект отсутствует. Использование второго контура повышает срок службы подшипников и уплотнений. Это также снижает требования к маслу [10].

Утилизируют ПНГ разными способами. Рассмотрим вариант использования ПНГ для получения электроэнергии.

Энергетические газотурбинные установки (ГТУ) нашли широкое применение в малой энергетике. Их используют для электроснабжения предприятий и отдельных населенных пунктов. По сравнению с паротурбинными установками, ГТУ имеют больший КПД (60–65 %), меньшую стоимость и просты в эксплуатации. Основными преимуществами является легкость монтажа, малый удельный вес, компактность [11].

Газ является наиболее чистым топливом. При его сгорании выделяется небольшое количество углекислого газа [12]. Однако некоторые компании предъявляют повышенные требования к чистоте газа. Так, в General Electric считают допустимыми следующие показатели примесей в ПНГ (табл. 2) [13].

Таблица 2

Допустимое содержание примесей в составе ПНГ

Компонент	Единица измерения
Сера	0,05 % (мольных)
Твердые частицы	0,0027 г/м ³
Металлы:	
ванадий	< 0,03 ppm
Na + K	0,05 % (мольных)
Ca	< 0,012 ppm
Pb	< 0,012 ppm
Cu	< 0,025 ppm
Соединения азота	< 500 ppm в виде NH ₃ (экологическая норма)

Из сказанного выше следует, что на линии нагнетания КС должны быть предусмотрены аппараты, которые позволят удовлетворить обозначенные требования (рис. 3).

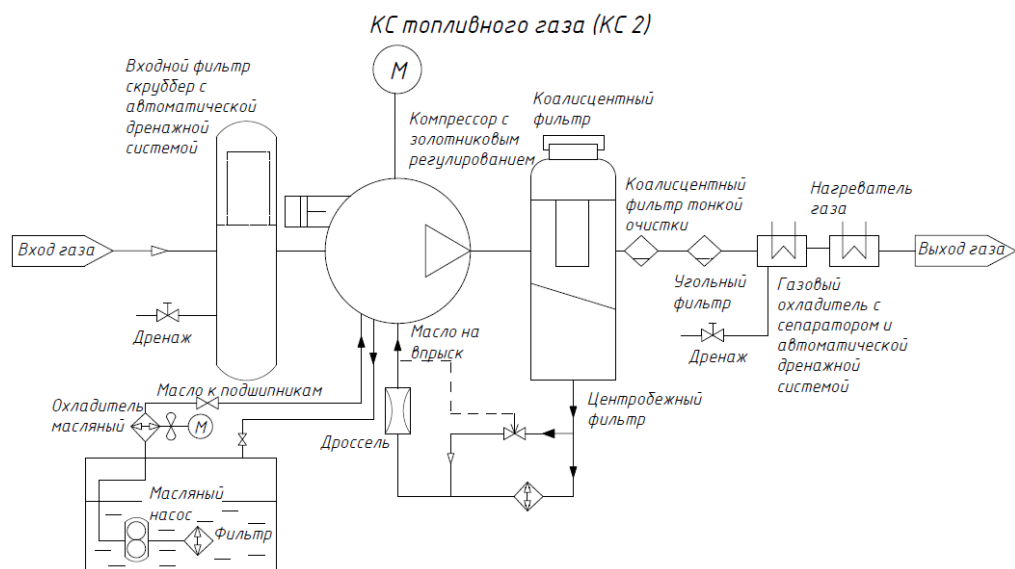


Рис. 3. Технологическая схема компрессорной станции КС-2

Газ проходит через входной фильтр-скруббер с автоматической дренажной системой. В большинстве случаев такие скрубберы решают две задачи. Датчик уровня жидкости должен подать сигнал для отключения компрессора, если к входу будет двигаться большой объем жидкости. Также в нем удаляются загрязнения, которые могут вызвать износ оборудования и уменьшить срок эксплуатации. Жидкость из скруббера течет в изолированный сборник. Очищенный поток газа подается на всасывание в ВМК. При вращении роторов в таком компрессоре образуются камеры, которые уменьшаются и перемещаются к окну нагнетания. Благодаря высокой скорости вращения нагнетание газа происходит непрерывно. Во время работы в компрессор впрыскивается масло для отвода тепла, сжатия и уплотнения зазоров. В качестве опор используют подшипники скольжения или качения. Осевые усилия воспринимаются упорными подшипниками. ОАО «Казанькомпрессормаш» рекомендует подшипники смазывать маслом, циркулирующим в замкнутой системе, состоящей из масляного бака, в котором размещены масляный фильтр и насос. Для охлаждения масла предусмотрен масляный охладитель. Тепло от масла отводится воздухом. В ВМК газ смешивается с маслом и на выходе получается газо-масляная смесь. Для очистки газа устанавливаются центробежный, коалисцентный и угольный фильтры. Как правило, остаточное масло составляет пять частей на миллион (ppm). В дальнейшем содержание масла может быть понижено в охладителе, который установлен после фильтров. Охладитель охлаждает газ для удаления конденсата. Конденсат из центробежного сепаратора сливается через дренажную систему [14].

Иногда, согласно технологическому процессу, требуется меньшее количество газа, чем при расчете производительности. Для данной КС с ВМК используют золотниковый принцип регулирования, который является наиболее экономичным и простым в эксплуатации. Уменьшение производительности осуществляют путем уменьшения длины роторов.

При движении золотника к окну нагнетания часть рабочих ячеек сжатия соединена с всасывающим окном, что уменьшает производительность компрессора. С помощью золотника можно регулировать производительность и отношение давлений. Привод золотника может быть ручным и автоматическим (гидравлический или электрическим). Для газовых дожимных компрессоров используется гидравлический привод [15].

Выводы. Показано, что на КС, предназначенных для сбора и транспортировки ПНГ, и на КС для подачи ПНГ в топливную систему ГТУ, целесообразно использовать ВМК с золотниковым регулятором производительности.

При сжатии газа ВМК следует использовать отдельную систему смазки подшипников и впрыска масла в полость сжатия. Технологические схемы КС, предназначенные для сбора и транспортировки ПНГ, будут индивидуальными для каждого месторождения, поскольку состав ПНГ на промыслах различен, и требует разных аппаратов для подготовки ПНГ на входе. Технологические схемы КС, подающие ПНГ потребителям (в энергетике, нефтехимии), также будут индивидуальными, так как требования к ПНГ различны и различны аппараты для подготовки сжатого газа.

Литература

1. Джоголик А.В. Попутный нефтяной газ: состав. Природный и попутный нефтяной газ // FB.RU: веб-сайт. URL: <http://fb.ru/article/177498/poputnyiy-neftyanoy-gaz-sostav-prirodnyiy-i-poputnyiy-neftyanoy-gaz> (дата обращения: 10.11.2016).
2. Санчез А.А., Кемалов Р.А. Разработка мобильной системы утилизации попутного нефтяного газа на кусту скважин // Заочные электронные конференции: веб-сайт. URL: <http://econf.rae.ru/pdf/2016/02/5211.pdf> (дата обращения: 16.10.2016).
3. Филиппов А.К. Компонентный состав попутного нефтяного газа // AVFinfo.RU: веб-сайт. URL: <http://www.avfinfo.ru/engineering/e-06/> (дата обращения: 01.11.2016).
4. Филиппов А.К. Использование попутного нефтяного газа // AVFinfo.RU: веб-сайт. URL: <http://www.avfinfo.ru/engineering/e-02/> (дата обращения: 02.11.2016).
5. Еремин В.В. Осушка газа, установки осушки (природного) газа // Интех ГмбХ: веб-сайт компании. URL: http://www.intech-gmbh.ru/gas_dewatering.php (дата обращения: 01.10.2016).
6. Баженов В.П. Удаление серы // Энергия Синтеза: веб-сайт компании. URL: <http://synenergy.ru/udalenie-sery> (дата обращения: 18.10.2016).
7. Крамской А.А., Филиппов А.В. Компримирование низконапорного ПНГ последних ступеней сепарации // Энергаз: веб-сайт компании. URL: <http://energas.ru/docs/id125.html> (дата обращения: 18.10.2016).
8. Автономова И.В. Компрессорные станции и установки. Ч.1: Технологические схемы. Нагрузка и производительность. Проектирование компрессорной станции и машинного зала. Газопроводы. Учеб. пособ. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2011. С. 83.

9. Автономова И.В., Шур А.Ю. Особенности эксплуатации компрессорных установок с винтовыми маслозаполненными компрессорами на газе повышенной плотности // Нефтегазовая вертикаль. 2014. № 4. С. 52–55.
10. Миронов В.Н., Паранин Ю.А. Винтовые компрессорные установки для рационального использования попутного нефтяного газа // Группа ГМС: веб-сайт компании. URL: http://www.hms.ru/reference_materials/?ELEMENT_ID=7371&SECTION_ID=476 (дата обращения: 23.10.2016).
11. Лебедев П.В. Энергетические газотурбинные установки. Циклы газотурбинных установок // fb.ru: веб-сайт. URL: <http://fb.ru/article/191168/energeticheskie-gazoturbinnyye-ustanovki-tsikly-gazoturbinnyyh-ustanovok#image814475> (дата обращения: 27.10.2016).
12. Прокопович В.С. Почему, как топливо для электростанций, выгоден и перспективен газ // Новая Генерация: веб-сайт компании. URL: www.manbw.ru/analitics/why_as_fuel_for_power_stations_is_advantageous_and_promising_gas.html (дата обращения: 29.10.2016).
13. Энергетические газотурбинные установки и энергетические установки на базе газопоршневых и дизельных двухтопливных двигателей / В.Г. Семенов, В.С. Дубенец, Г.Г. Ольховский, В.В. Черваков, Л.А. Тутьхин, О.В. Даниленко, П.А. Березинец, А.Б. Роскин, В.А. Малафеев, Н.Л. Борюк, В.А. Опарин, С.И. Коротченко, М.А. Ларина // РосТепло: веб-сайт компании. URL: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=787 (дата обращения: 02.10.2016).
14. Шершнев О.В. Технология компании «Энергаз» для утилизации попутного нефтяного газа // Территория нефтегаз. Камелот. 2011. № 2. С. 48–51.
15. Автономова И.В., Левкоев Н.Д. Выбор конструкции золотника винтового маслозаполненного компрессора для дожимной компрессорной станции // Машиностроитель. 2016. № 4. С. 11–18.

Барыкина Ева Сергеевна — студентка кафедры «Вакуумная и компрессорная техника», МГТУ им. Н.Э. Баумана, Москва, Российская Федерация.

Иншакова Анна Сергеевна — студентка кафедры «Вакуумная и компрессорная техника», МГТУ им. Н.Э. Баумана, Москва, Российская Федерация.

UTILIZATION OF CASING-HEAD GAS

E.S. Barykina
A.S. Inshakova

eva_bar.95@mail.ru
nyutaaa@list.ru

Bauman Moscow State Technical University, Moscow, Russian Federation

Abstract

The article examines compressor stations in field and industrial pipelines. We show the expediency of using oil-flooded screw compressors with valve regulation and separate lubrication system. The study tested the problems of preparing casing-head gas before it is fed to a compressor station in the field pipeline and after the compressor station in the industrial pipeline

Keywords

Casing-head gas, separation, compression, oil-flooded screw compressor, oil flow circuit, gas turbine plant, compressor station, purification methods, valve

© Bauman Moscow State Technical University, 2016

References

- [1] Dzhogolik A.V. Poputnyy neftyanoy gaz: sostav. Prirodnyy i poputnyy neftyanoy gaz [Casing-head gas: composition. Natural and casing-head gas]. FB.RU: website. URL: <http://fb.ru/article/177498/poputnyiy-neftyanoy-gaz-sostav-prirodnyiy-i-poputnyiy-neftyanoy-gaz> (accessed 10.11.2016) (in Russ.).
- [2] Sanchez A.A., Kemalov R.A. Razrabotka mobil'noy sistemy utilizatsii poputnogo neftyanogo gaza na kustu skvazhin [Development of mobile casing-head gas disposal system on well cluster]. Zaochnye elektronnye konferentsii: website. URL: <http://econf.rae.ru/pdf/2016/02/5211.pdf> (accessed 16.10.2016) (in Russ.).
- [3] Filippov A.K. Komponentnyy sostav poputnogo neftyanogo gaza [Casing-head gas fractional analysis]. AVFinfo.RU: website. URL: <http://www.avfinfo.ru/engineering/e-06/> (accessed 01.11.2016) (in Russ.).
- [4] Filippov A.K. Ispol'zovanie poputnogo neftyanogo gaza [Casing-head gas usage]. AVFinfo.RU: website. URL: <http://www.avfinfo.ru/engineering/e-02/> (accessed 02.11.2016) (in Russ.).
- [5] Eremin V.V. Osushka gaza, ustanovki osushki (prirodnogo) gaza [Gas dehydration, setup for (casing-head) gas dehydration]. Intekh GmbH: company website. URL: http://www.intech-gmbh.ru/gas_dewatering.php (accessed 01.10.2016) (in Russ.).
- [6] Bazhenov V.P. Udalenie sery [Sulfur extraction]. Energiya Sinteza: company website. URL: <http://synenergy.ru/udalenie-sery> (accessed 18.10.2016) (in Russ.).
- [7] Kramskoy A.A., Filippov A.V. Komprimirovanie nizkonapornogo PNG poslednikh stupeney separatsii [LP casing-head gas compressing of the last separation stages]. Energaz: company website. URL: <http://energaz.ru/docs/id125.html> (accessed 18.10.2016).
- [8] Avtonomova I.V. Kompessornye stantsii i ustanovki. Ch1: Tekhnologicheskie skhemy. Nagruzka i proizvoditel'nost'. Proektirovanie kompressornoy stantsii i mashinnogo zala. Gazoprovody [Compressor stations and packages. Vol. 1. Process schemes. Load and productivity. Compressor station and machinery room engineering. Gas pipe lines]. Moscow, Bauman MSTU Publ., 2011. 83 p. (in Russ.).
- [9] Avtonomova I.V., Shur A.Yu. The operation features of the oil-injected screw compressor units working on a heavy gas. *Neftegazovaya vertikal'*, 2014, no. 4, pp. 52–55 (in Russ.).

- [10] Mironov V.N., Pararin Yu.A. Vintovye kompressornye ustanovki dlya ratsional'nogo ispol'zovaniya poputnogo neflyanogo gaza [Spiral compressor packages for rational usage of casing-head gas]. Gruppa GMS: company website. URL: http://www.hms.ru/reference_materials/?ELEMENT_ID=7371&SECTION_ID=476 (accessed 23.10.2016).
- [11] Lebedev P.V. Energeticheskie gazoturbinnye ustanovki. Tsikly gazoturbinnyykh ustanovok [Gas turbine electric power unit. Gas turbine unit cycles]. fb.ru: website. URL: <http://fb.ru/article/191168/energeticheskie-gazoturbinnyye-ustanovki-tsiklyi-gazoturbinnyyih-ustanovok#image814475> (accessed 27.10.2016).
- [12] Prokopovich V.S. Pochemu, kak toplivo dlya elektrostantsiy, vygoden i perspektiven gaz [Why casing-head gas is advantageous and promising as power-plant fuel]. Novaya Generatsiya: company website. URL: www.manbw.ru/analytics/why_as_fuel_for_power_stations_is_advantageous_and_promising_gas.html (accessed 29.10.2016).
- [13] Semenov V.G., Dubenets V.S., Ol'khovskiy G.G., Chervakov V.V., Tutykhin L.A., Danilenko O.V., Berezinets P.A., Roskin A.B., Malafeev V.A., Boryuk N.L., Oparin V.A., Korotchenko S.I., Larina M.A. Energeticheskie gazoturbinnye ustanovki i energeticheskie ustanovki na baze gazoporshnevyykh i dizel'nykh dvukhtoplivnykh dvigateley [Gas turbine electric power units and power units based on gas and diesel bifuel engines]. RosTeplo: company website. URL: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=787 (accessed 02.10.2016).
- [14] Shershnev O.V. Tekhnologiya kompanii «Energaz» dlya utilizatsii poputnogo neflyanogo gaza. *Territoriya neftegaz*. Kamelot Publ., no. 2, pp. 52–55 (in Russ.)
- [15] Avtonomova I.V., Levkoev N.D. The valve construction choice of spiral oil-filled compressor for gas booster station. *Mashinostroitel'* [Mechanician] 2016, no. 4, pp. 11–18 (in Russ.).

Barykina E.S. — student of Vacuum and Compressor Equipment Department, Bauman Moscow State Technical University, Moscow, Russian Federation.

Inshakova A.S. — student of Vacuum and Compressor Equipment Department, Bauman Moscow State Technical University, Moscow, Russian Federation.