

В сравнении с другими способами нанесения вакуумный электродуговой имеет следующие основные преимущества: обеспечивает высокую адгезию и плотность покрытия за счет высоких степени ионизации потока (до 100%) и энергии конденсирующихся ионов (от 20 до 200 эВ); имеет высокую экономическую эффективность (удельные затраты энергии и сырья в 15-20 раз ниже, чем при электроннолучевом испарении); позволяет получать покрытия из любых электропроводных материалов, в том числе тугоплавких металлов и сплавов; не требует дополнительного прогрева поверхности детали перед нанесением для получения качественного покрытия; обеспечивает возможность управлять плазменным потоком; гарантирует высокую чистоту процесса за счет проведения в одном технологическом цикле очистки поверхности и нанесения покрытия.

УДК 602

Бойко А.А., Ятченко А.Д.

СХЕМЫ СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

БНТУ, Минск

Научный руководитель Комаровская В.М.

Сжиженный природный газ (СПГ) можно транспортировать в морских танкерах-метановозах (газовозах) на любые расстояния (например, расстояние от основных производителей СПГ Тринидада и Тобаго, Алжира, Норвегии, Нигерии, Омана, Катара до рынка США составляет от 3700 до 14 800 км) при невозможности соединить производителя природного газа и его потребителя газопроводом наземным или по дну моря. Для сжижения природного газа в настоящее время применяются разные циклы глубокого охлаждения и сжижения, которые претерпевали постоянные усовершенствования: классический каскадный цикл на трех чистых хладагентах; пропане, этилене и метане; цикл на одном смешанном хладагенте – смеси

углеводородов и азота; каскадный цикл на двойном смешанном хладагенте с предварительным пропановым циклом; другие лицензионные технологии СПГ ведущих мировых компаний.

Рассмотрим более подробно некоторые из методов. Классический каскадный цикл. Первый опыт строительства и пуска крупного завода сжижения природного газа принадлежит французской фирме "TeaL" в 1964 г. в г. Арзев (Алжир). На этом заводе на берегу Средиземного моря реализован классический каскад из трех компрессорных холодильных циклов – пропанового, этиленового и метанового. При нормальном давлении имеем следующие минусовые температуры кипения: пропана 42°C, этилена 104°C и метана 161°C. Каждый цикл имеет свой центробежный компрессор с избыточным давлением нагнетания около 1,2 МПа для пропана, 2 МПа для этилена и 3,2 МПа для метана. При этих давлениях хладагенты сжижаются в соответствующих холодильниках-конденсаторах морской водой. Жидкий пропан дросселируется до давления 0,04 МПа и при температуре минус 35°C сам частично испаряясь, доохлаждает жидкий этилен и затем жидкий метан. Жидкий этилен, доохлажденный пропаном, также дросселируется до давления 0,04 МПа и доохлаждается в результате этого до температуры минус 100°C. Жидкий метан, доохлажденный испаряющимися пропаном и этиленом, дросселируется до давления 0,04 МПа и доохлаждается в результате этого до температуры минус 155°C.

Природный газ давлением 3,8 МПа, тщательно очищенный от диоксида углерода и других примесей, а также глубоко осушенный от влаги, проходит последовательно холодильники-испарители, в которых испаряются все хладагенты, охлаждается до температур минус 35°C пропаном, затем до минус 96°C этиленом и до минус 151°C метаном. Далее природный газ дросселируется до давления 0,01 МПа, охлаждаясь при этом до температуры минус 162°C, конденсируется и поступает в сепаратор, с низа которого отбирается СПГ, а с верха – газ

на топливо. Плотность СПГ обычно $0,4-0,5 \text{ т/м}^3$ в зависимости от температуры, давления и состава; он содержит метана не менее 86 об. % (ТУ 05-03-03-85); при регазификации 1 м^3 СПГ получают около 600 м^3 природного газа при нормальных условиях (температуре 0°C и давлении $0,1 \text{ МПа}$).

Цикл на одном смешанном хладагенте. Этот цикл второго поколения представляет значительную эволюцию процессов глубокого охлаждения, именно он позволил увеличить производительность одной технологической линии (модуля) сжижения природного газа до $1,5 \text{ млрд. м}^3$ газа/год. Впервые он был реализован французской фирмой «Teal» в 1971 г. в г. Скикда (Алжир) на трех модулях общей производительностью $4,5 \text{ млрд. м}^3$ газа/год. В 1972 г. начали работать такие же заводы в Ливии (один смешанный хладагент) и Брунее (цикл на смешанном хладагенте с предварительным пропановым циклом).

Смешанный хладагент должен иметь молекулярную массу около 30 моль (метана – 35,6 %, азота – 10,6%, этана – 28,2 %, а также пропана, бутанов и пентанов).

Испарение жидкого хладагента происходит в межтрубном пространстве испарителя-конденсатора, а в трубном пространстве этого аппарата охлаждается и конденсируется (сжижается) природный газ, то есть СПГ образуется в одну ступень непрерывно по длине теплообменных труб. Поэтому состав хладагента должен быть таким, чтобы кривая испарения жидкого хладагента как можно больше совпадала с кривой конденсации природного газа. Природный газ молекулярной массой 17,2, давлением $3,7 \text{ МПа}$ и температурой 35°C поступает в испаритель-конденсатор и выходит из него в жидком состоянии температурой минус 155°C .

Далее СПГ дросселируется до практически атмосферного давления и при температуре минус 163°C направляется по криогенному трубопроводу на хранение. Газообразный смешанный хладагент сжимается в одном компрессоре с двумя

ступенями давления до 3,6 МПа, конденсируется в конденсаторах с рубашкой охлаждения морской водой и используется двумя потоками для частичной конденсации природного газа и частичной конденсации смешанного хладагента. В испарителе-конденсаторе природный газ имеет одну зону конденсации, а хладагент-четыре зоны испарения. В другом испарителе-конденсаторе имеются три зоны испарения жидкого хладагента (в межтрубном пространстве) для конденсации газообразного хладагента (в трубном пространстве).

Цикл на смешанном хладагенте позволил существенно уменьшить количество оборудования (компрессоры, теплообменные аппараты, криогенные кабины), упростить технологическую схему и регулирование процессом и тд. Но для реализации этого цикла потребовалось создание уникальных центробежных компрессоров, единичная мощность которых может достигать до 100 МВт (по сравнению с мощностью одного компрессора для нефтегазоперерабатывающей и нефтехимической промышленности до 20 МВт), высокоэффективных витых теплообменных аппаратов поверхностью до 18-20 тыс. м² (по сравнению с теплообменной поверхностью одного стандартного теплообменного аппарата для НПЗ до 2 тыс. м²), криогенных хранилищ СПГ емкостью до 100 тыс. м³ и другого технологического оборудования. СПГ по криогенному трубопроводу поступает в резервуары-хранилища СПГ.

Криогенный трубопровод – это сложное техническое сооружение. Он имеет коксиально расположенные трубы. По внутренней трубе перекачивается СПГ, в пространстве между внутренней и наружной трубами расположена изоляция, адсорбент для поглощения влаги при этом в межтрубном пространстве создается глубокий вакуум для уменьшения теплопотерь в окружающую среду. Длина трубопровода от хранилища до терминала налива СПГ в метановозы обычно

не более 0,5-1,0 км. Резервуары-хранилища для СПГ также требуют подбора соответствующих металлов и изоляционных материалов. Наземный резервуар изготавливается многокорпусным, толщина изоляции стенки доходит до 1,5 м. Самая трудная проблема – изоляция днища хранилища. Стоимость таких резервуаров и их эксплуатации очень велика. Более безопасными в настоящее время считают подземные резервуары, но затраты на их строительство могут быть высокими.

УДК 621

Бурьяк П.Н.

ПЕРЕКАЧКА СЖИЖЕННОГО ГАЗА

БНТУ, Минск

Научный руководитель Бабук В.В.

Перекачка сжиженного газа насосами применяется в настоящее время ограниченно. Насосами перекачивают жидкую фазу газа. Чтобы не произошло разрежения во всасывающей линии, создают необходимую разность уровней жидкого газа между опораживаемой цистерной и насосом. В таком случае насос находится под заливом с определенным давлением.

Перекачка может осуществляться различными насосами: центробежными, вихревыми, поршневыми или черпаковыми.

Перекачка сжиженных газов по магистральным трубопроводам осуществляется насосными станциями, на территории которых могут находиться резервуарные парки с технологическими трубопроводами. Требования по технике безопасности к помещениям и сооружениям насосных станций аналогичны требованиям к помещениям и сооружениям газонаполнительных станций.

Перекачка сжиженного газа ввиду подземной установки резервуаров хранилища принята, как было ранее указано, по насосно-компрессорному варианту. При расположении