ГЕОТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЖИДКИХ И ГАЗООБРАЗНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

GEOTECHNOLOGY FOR DEVELOPMENT OF LIQUID AND GAS MINING FIELDS

УДК 656.56:504.064.47

Е.И.КРАПИВСКИЙ, *д-р геол.-минерал. наук, профессор, krapivsky@rambler.ru*
О.Ф.ПУТИКОВ, *д-р техн. наук, профессор*
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург
В.М.ПИСАРЕВСКИЙ, *д-р. техн. наук, профессор, srgnp@gubkin.ru*
Российский государственный университет нефти и газа им.Губкина, Москва

E.I.KRAPIVSKY, *Dr. in geol. & min. sc., professor, krapivsky@rambler.ru*
O.F.PUTIKOV, *Dr. in eng. sc., professor*
National Mineral Resources University (Mining University), Saint Petersburg
V.M.PISAREVSKIY, *Dr. in eng. sc., professor, srgnp@gubkin.ru*
Russian University of Oil and Gas, Moscow

ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕКАЧКИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ПО ТРУБОПРОВОДАМ

Рассмотрены возможности перекачки сжиженных углеводородных газов по трубопроводам. Предложена новая технология, основанная на использовании добавления в сжиженный природный газ газового конденсата.

Ключевые слова: сжиженные углеводородные газы, трубопроводы, СПГ, газовый конденсат.

FEATURES OF PUMPING OF THE LIQUEFIED HYDROCARBONIC GASES ON PIPELINES

They considered the possibilities of transfer of liquefied hydrocarbon gases through pipelines. It is proposed EC-use new technology based on the use of add in LNG (liquefied natural gas) gas condensate.

Key words: liquefied hydrocarbon gases, pipelines, LNG, gas condensate.

Уровень газификации территории страны в северных районах очень низок (в Новосибирской области газификация населения не доходит и до 5 %). В связи с этим предлагается обратить внимание на использование сжиженных углеводородных газов для газификации северных районов России. Актуальность этого предложения обусловлена открытием громадных конденсатных месторождений, например, Штокмановское, Приразломное и др.

В настоящее время возникли трудности с освоением этих месторождений, что связанно с рисками продажи сниженного при-

родного газа (СПГ), разработкой сланцевых месторождений. Именно поэтому проектируется трубопровод Мурманск – Волхов для транспорта газа.

В настоящее время реализованы две технологии транспортировки природного газа: трубопроводный и морской транспорт СПГ. В России основным методом является трубопроводный транспорт. На юге Сахалина построен завод по производству СПГ, также проектируется завод около Мурманска (Териберка).

Рассмотрим перспективы транспорта сжиженных углеводородов в северных районах России по трубопроводам.

Сжиженный природный газ (СПГ, *LNG – liquefied natural gas*) – природный газ, искусственно сжиженный путем охлаждения до –160 °С.

При сжижении природный газ уменьшается в объеме примерно в 600 раз. Процесс сжижения требует значительного расхода энергии и строительства дорогостоящего завода.

Трудности транспортировки СПГ в танкерах обусловлены тем, что в связи со сложной ледовой обстановкой это возможно только в европейской части и на юге Сахалина.

Трудности транспортировки СПГ по трубопроводам обусловлены необходимостью поддерживать низкую температуру, использованием дорогостоящих сталей с высоким содержанием никеля, специальной изоляции, замораживания околотрубного пространства и т.п.

Сжиженный углеводородный газ (СНГ, ГСН, СУГ, *LPG – liquefied petroleum gas*) – смесь сжиженных под давлением легких углеводородов с температурой кипения от –50 до 0 °С, предназначен для применения в качестве топлива.

Производится в основном из попутного нефтяного газа. Принципиальных проблем по транспортировке трубопроводным способом не возникает, однако стоимость на оптовом рынке составляет около 1200 дол. за тонну, что почти в два раза выше стоимости нефти.

В России до сих пор значительная часть попутного нефтяного газа в связи со сложностями по его сбору и утилизации сжигается в факелах прямо на месторождении.

Технологии LNG Lite. Данная новая технология предполагает производство сжиженного газа, включающего, помимо метана и этана, пропано-бутановую фракцию. Ключевой в LNG Lite является технология компримирования (сжатия) газовой жидкости, представляющая собой процесс сжижения, у которой к природном газу метану добавляется абсорбирующий наполнитель (жидкий этан, пропан, бутан или их смесь), позволяющий ему перейти в жидкое состояние при температуре –40 °С и давлении 100 бар (102 атм.). Объем природного газа при этом может быть уменьшен примерно в 300 раз.

Слабой стороной технологии является высокая металлоемкость танкеров LNG Lite. К сильным сторонам можно отнести существенно меньшие, чем при использовании СПГ, капитальные затраты на этапе подготовки, сжижения и регазификации, включая меньшие потери природного газа для внутренних нужд и большую энергоэффективность (на 60 % выше, чем при классическом сжижении для морского транспорта).

Кроме того, LNG Lite дает возможность вывозить одновременно природный газ и пропано-бутановую фракцию, что позволит эффективно разрабатывать небольшие и средние оффшорные месторождения, имеющие условно-промышленные запасы. Не менее привлекательной является заявленная разработчиками возможность транспортировки природного газа непосредственно с морских месторождений при минимальной предварительной подготовке природного газа, в том числе с наименьшим расходом энергии.

В России наиболее перспективно выглядят для такой схемы система средних и малых месторождений Баренцева и Печорского морей. Удельная стоимость заводов СПГ растет по мере уменьшения их мощности, тогда как LNG Lite лишен подобного недостатка и может быть более эффективным при годовой добыче до 5 млрд м^3/год. По заявлениям разработчика концепции компании SeaOne технология является экономически эффективной при использовании на месторождениях с запасами 85 млрд м^3

газа при ежегодных поставках 3 млн т компримированной газовой жидкости на протяжении 10-15 лет.

Технология LNG Lite выглядит перспективно для России, так как, вероятно, может увеличить гибкость и эффективность поставок природного газа.

Транспортировка по трубопроводам LNG Lite технологически не отличается от транспортировки природного газа. Необходимая температура –40 °С и давление 100 бар позволяет использовать обычную трубопроводную сталь класса Х80 и усиленную заводскую тепловую изоляцию. В северных районах охлаждение до –40 °С зимой возможно с помощью термосвай, а теплоотдача в мерзлый грунт (вечная мерзлота), вероятно, не будет слишком велика. При этом сокращение объема газа в 300 раз представляется заманчивым для транспортировки.

Диметиловый эфир (ДМЭ) имеет температуру кипения –24,9 °С, плотность в жидкой фазе 0,668 г/см^3, критическое давление 53 атм.

Производство ДМЭ осуществляется в две стадии: окисление метана и синтез-газ (смесь оксидов углерода и водорода) и каталитический синтез ДМЭ из синтез-газа. Обе стадии проводятся при повышенном давлении (30-100 атм.). Из 1000 м^3 газа можно получить около 1 т ДМЭ и около 0,5 т бензина. Стоимость ДМЭ почти сравнялась со стоимостью солярки.

Технология перекачки ДМЭ по трубопроводам, вероятно, еще более проста, чем технология перекачки LNG Lite. Существующие трубопроводные стали, изоляционные покрытия и технологии перекачки нефти и газа применимы и для транспортировки ДМЭ. Однако его использование населением северных районов России для бытовых нужд непросто осуществить. Перспективно получение электрической и тепловой энергии и дальнейшее ее использование.

Из изложенного следует, что разработку технологий перекачки сжиженных углеводородных газов населению и промышленным предприятиям северных районов России следует вести по направлениям использования LNG Lite.

Предлагается не отказываться от строительства завода сжиженного газа, но строить завод по технологии LNG Lite и транспортировать сжиженный газ по трубопроводам. В этом случае исчезают трудности создания танкеров (особенно ледового класса) для перевозки LNG Lite.

Основные сложности транспорта по трубопроводам связаны с необходимостью поддержания высокого давления и сравнительно низкой температуры (–100 °С). Поддерживаемая температура может быть в 1,5 раза выше, чем при перекачке СПГ. Соответственно снижаются и требования к криогенной изоляции. Современные трубопроводные стали марки Х80 способны работать при максимальном давлении не менее 25 МПа и температуре до -100 °С.

Для поддержания низкой температуры планируется использовать замораживание околотрубного пространства газопровода (в том числе и с помощью сравнительно дешевого жидкого азота, получаемого на заводах LNG Lite), современную тепловую изоляцию (AF/Almaflex) и размещение холодильных установок периодического действия на определенных расстояниях вдоль трубопровода.

Разработка инновационной технологии начата в Горном университете. Проектные расчеты выполняются в лицензионных программах Ansys 13 и Flow-Master, а эксперименты (с использованием жидкого азота) – на стенде Научного центра геомеханики и проблем горного производства. Первоначальное захолаживание криогенного трубопровода и околотрубного пространства предусмотрено с использованием жидкого азота (оптовая стоимость менее 250 дол. за тонну при производстве на заводе LNG Lite, что меньше стоимости СПГ). Кроме того, нашими исследованиями установлено, что закалка жидким азотом в ряде случаев существенно повышает характеристики трубопроводных сталей.