

СОПОСТАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И ГАЗОТУРБИННОГО ТИПОВ ПРИВОДА НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Шпилевой В.А., Закирзаков А.Г.

ФГОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,
Тюмень, e-mail: shpilevoyva@tsogu.ru, zakir1404@mail.ru

В статье произведен анализ состояния разветвленной сети магистральных нефтепроводов Тюменской области на основе статистических данных, а также предложены пути повышения эффективности политики энергосбережения на магистральном транспорте нефти. Рассмотрены различные типы привода насосов магистральных нефтепроводов. Определено, что на сегодняшний день не существует строгой аналитической зависимости между основными эксплуатационными свойствами силовой турбины газотурбинного двигателя. В то же время возникает необходимость определения рабочих параметров при использовании турбины на ГТНА, взаимосвязи между мощностью и частотой оборотов, а также целесообразности использования того или иного режима. Анализ зарубежного опыта, состояния отечественных предприятий, снабжающих страну газовыми турбинами, особенностей дальнейшего развития транспорта углеводородных ресурсов позволяет сделать вывод о целесообразности снабжения нефтетранспортной отрасли нашей страны насосными установками на базе газотурбинного привода.

Ключевые слова: энергосбережение, трубопроводный транспорт нефти, газотурбинные насосные установки, топливно-энергетические ресурсы, электрический привод насоса

COMPARISON OF ELECTRIC AND GAS TURBINE TYPES DRIVE PUMPING STATIONS OF MAIN OIL PIPELINES

Shpilevoy V.A., Zakirzakov A.G.

Federal State Educational Institution of Higher Education Tyumen Industrial University,
Tyumen, e-mail: shpilevoyva@tsogu.ru, zakir1404@mail.ru

The article analyzes the state extensive network of main oil pipelines of Tyumen region on the basis of statistical data, as well as suggest ways to improve the efficiency of energy-saving policy on the main transport oil. Various types of pumps drive the main oil pipelines. It has been determined that to date there is no strict relationship between the main analytical performance characteristics of the power turbine the gas turbine engine. At the same time it is necessary to determine the operating parameters using a turbine at GTNA, the relationship between power and speed rate, as well as the feasibility of using a particular mode. Analysis of international experience, the state of domestic enterprises supplying the country with gas turbines, particularly the further development of transport hydrocarbon resources allows us to conclude the feasibility of supplying the oil transportation industry of our country pumping units based on gas turbine drive.

Keywords: energy saving, crude oil pipeline, turbine pump installations, energy resources, electric drive pump

Вопросы, связанные с экономией потребления энергии, все чаще и чаще оказываются в центре внимания мировой общественности. Актуальность энергосбережения вызвана ограниченностью и медленными темпами восстановления источников энергии природного происхождения. Следует отметить, что магистральные транспорт нефти является одним из крупнейших потребителей ТЭР в Российской Федерации.

Существующая система нефтепроводов и газопроводов Российской Федерации сложилась в 60–80 годах прошлого века, а наибольшее развитие их сооружений получено в связи с необходимостью транспортировки больших объемов нефти и газа от месторождений Западной Сибири в центральные районы страны и на экспорт.

Государственная политика развития российских экспортных магистральных нефтепроводов предопределила необходимость создания двух новых направлений:

- северного: с месторождений Западной Сибири (начало в районе г. Сургуты) и Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции до побережья Баренцева моря и далее экспорт нефти морем в страны Северо-Западной Европы и Северной Америки;

- восточного: с перспективами освоения ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока и организации экспорта нефти в Китай, Японию и другие страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Поскольку значительная часть трасс обоих проектов намечается в северных широтах, а также по территории Сибири, то опыт проектирования и строительства

подобных нефтепроводных систем в соответствующих природно-климатических условиях в России имеется и может быть дополнен зарубежным в отдельных аспектах.

Магистральные насосные агрегаты – мощные потребители энергии, поэтому их эффективная и экономичная эксплуатация – весьма важная задача эксплуатирующих организаций.

Энергозатраты на транспорт нефти могут быть снижены за счет выбора оптимального вида энергопривода насосных станций как при сооружении, так и при реконструкции уже существующих нефтепроводных магистралей, поскольку электропривод магистрального насоса остается безальтернативным уже на стадии составления нормативно-технической документации.

Основной долей энергии в трубопроводном транспорте нефти является электроэнергия (рис. 1). ГОСТ на нефтеперекачивающие агрегаты, разработанный в СССР, предусматривал исключительно электропривод магистральных насосов, что было обусловлено прогрессивной политикой мировой державы в области развития единой системы электроснабжения. Последовавшая на смену советским ГОСТам нормативно-техническая документация российских нефтетранспортных компаний, также не оставляет выбора инженеру-проектировщику относительно привода магистральных агрегатов.

Одним из условий динамичного развития магистрального транспорта нефти является снижение себестоимости перекачки, важной составляющей которой являются затраты на энергоресурсы. Существуют различные способы снижения энергозатрат:

– Оптимизация режимов перекачки нефти с применением современных способов регулирования производительности трубопровода.

– Снижение потерь электроэнергии в эксплуатируемом оборудовании, линиях электропередач, распределительных сетях.

– Внедрение современных методов снижения гидравлического сопротивления трубопровода.

– Оптимизация методики выбора привода насосных агрегатов, т.к. электропривод магистрального насоса остается безальтернативным уже на стадии составления нормативно-технической документации.

При развитой системе газоснабжения нефтеперекачивающие агрегаты с газотурбинным приводом могут составить конкуренцию существующим. Особенно актуально их использование в районах, в которых отсутствует единая система электроснабжения. На выбор типа привода НПС влияет ряд основных факторов. В первую очередь наличие достаточно мощных источников энергии, а также технические, энергетические и экономические аспекты.

В начальный период отечественного развития нефтепроводного транспорта выбор типа привода насосных агрегатов НПС не представлял трудностей. Во многих случаях имелся только один источник энергии – энергия сгорания перекачиваемого продукта. При этом обеспечивалось автономное надежное и бесперебойное снабжение энергией. Это решение широко используется и в настоящее время для газотурбинного привода компрессорных станций магистральных газопроводов, где источником энергии является энергия сгорания отбираемой части перекачиваемого газа, а система автоматического управления и регулирования прекрасно обеспечивает все требования эксплуатации магистральных газопроводов.

Многолетние исследования и практика использования энергоприводов компрессорных станций (КС) отечественных

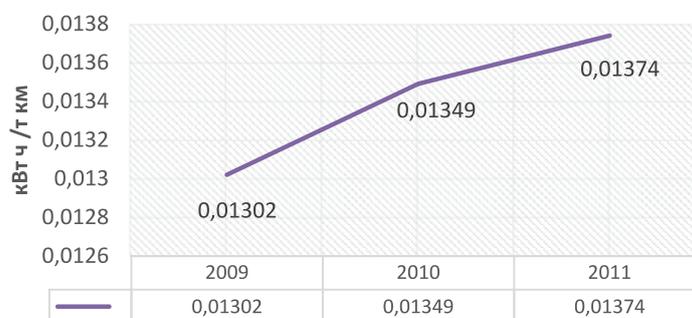


Рис. 1. Удельные затраты электроэнергии на трубопроводный транспорт нефти по Тюменской области

магистральных газопроводов (МГ) предопределили предпочтительное применение газотурбинных установок различной мощности и типов, которые целесообразно использовать на КС, расположенных в удаленных от централизованного электроснабжения регионах и сложных климатических условиях, а электроприводные КС – в районах крупных электроэнергетических систем с относительно дешевой электроэнергией от атомных и гидроэлектростанций.

В течение многих лет аргумент энергетической автономии перевешивал аргументацию в пользу применения других видов приводов. Тем не менее в последующем и для отдаленных районов, и районов со сложными природно-климатическими и географическими условиями (Западная Сибирь), для НПС магистральных нефтепроводов повсеместно стал использоваться электропривод. Этому во многом способствовала отечественная идеологическая мотивация приоритетности и утверждение, что «электрификация является стержнем развития экономики социалистического общества».

Вместе с тем проектирование использования того или иного привода насосов НПС должно определять наличие источника энергии и экономические аспекты его целесообразности и необходимости, связанной с унификацией оборудования, различного для каждого вида источника энергии (электричества, нефти, газа). Влияние факторов, определяющих принятие решения по виду привода, в каждом случае может иметь различную весомость. При этом необходимо проведение технико-экономических сравнений.

С энергетических позиций коэффициент полезного использования (КПИ) энергии при электроприводе определяется как произведение КПД элементов электроэнергетической цепи:

$$\eta_{\text{эл}} = \prod_1^i = \eta_{\text{эс}} \cdot \eta'_{\text{пс}} \cdot \eta_{\text{л}} \cdot \eta''_{\text{пс}} \cdot \eta_{\text{с}} \cdot \eta_{\text{эд}}, \quad (1)$$

где $\eta_{\text{эс}}$ – КПД питающей электростанции (для тепловых электростанций 0,35–0,4, для атомных и гидроэлектростанций существенно выше); $\eta'_{\text{пс}}$ и $\eta''_{\text{пс}}$ – КПД повышающей и понижающей подстанции (0,98); $\eta_{\text{л}}$ – КПД линии электропередачи (0,95); $\eta_{\text{с}}$ – КПД распределительной (питающей) сети (0,96); $\eta_{\text{эд}}$ – КПД приводного электродвигателя (0,85–0,9).

При тепловых электростанциях $\eta_{\text{эл}} = 0,27–0,31$.

При газотурбинном приводе КПД современного газотурбинного двигателя (ГТД) равен 0,25–0,29 (в перспективе повысится до 0,35–0,4). Он же представляет и КПИ газотурбинного привода $\eta_{\text{ГТП}}$.

В энергетическом аспекте электропривод от тепловых электростанций и газотурбинный привод НПС являются почти равноэффективными.

Для того, чтобы определить зависимости между основными рабочими параметрами были рассмотрены характеристики различных газотурбинных двигателей, а также экспериментальные данные в относительных величинах, являющихся отношением текущих параметров к номинальным:

$$N = \frac{N_{\text{ст}}}{N_{\text{ном ст}}}; \quad n = \frac{n_{\text{ст}}}{n_{\text{ном ст}}}; \quad G_{\text{т}} = \frac{G_{\text{т}}}{G_{\text{т ном}}}, \quad (2)$$

где N – мощность силовой турбины; n – частота оборотов силовой турбины; $G_{\text{т}}$ – расход топлива.

Анализ параметров ГТД показал, что для каждого значения мощности существуют наиболее оптимальные значения количества оборотов турбины. В результате анализа оборотов турбины на пике мощностей была получена кривая оптимальных режимов (рис. 2).

Учитывая КПД силовой турбины газотурбинных двигателей, была определена зона оптимального использования двигателя. При аппроксимации кривой оптимумов в программном комплексе «Advanced grapher» (рис. 3) была получена зависимость частоты оборотов силовой турбины ротора от мощности при оптимальных режимах при $R^2 = 0,99965$:

$$n = 6,8713N^2 - 9,9611N + 4,1184.$$

Принимая во внимание вышеизложенное, можно сделать вывод, что использование силовой турбины в качестве привода магистральных насосов может составить конкуренцию электродвигателю в условиях неравномерной подачи нефти, а полученный оптимум режимов позволит экономить топливный газ при максимальных мощностях двигателя.

ГТД в приводе насосов магистральных нефтепроводов могут использоваться в районах с различными климатическими условиями. Предпочтительнее применять их в районах с относительно низкой среднегодовой температурой окружающего воздуха, то есть в районах Крайнего Севера и Сибири.

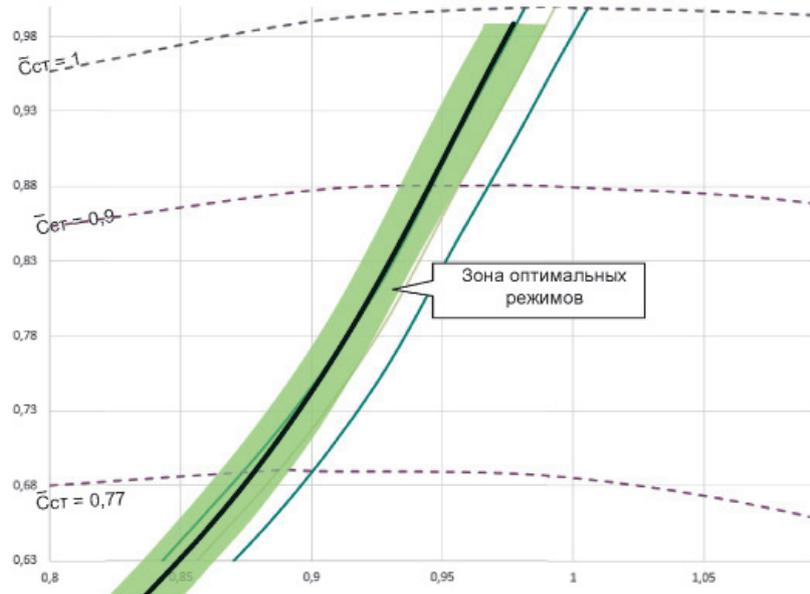


Рис. 2. Зона оптимальных режимов использования силовой турбины

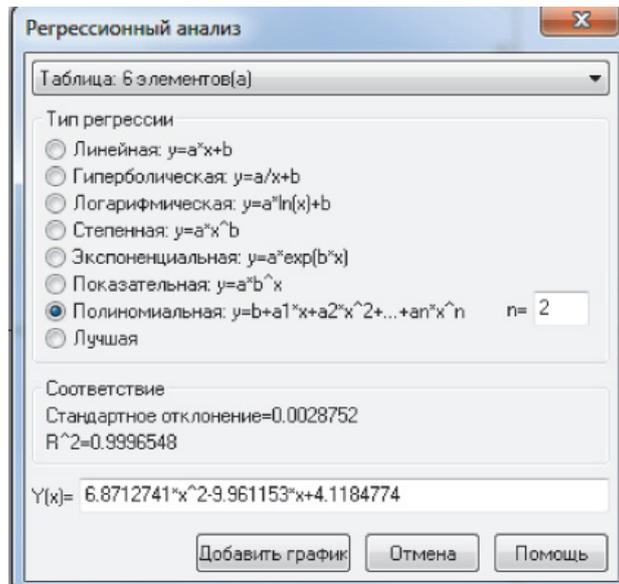


Рис. 3. Аппроксимация кривой оптимальных режимов

В мировой практике достаточно примеров широкого использования ГТД на магистральных нефтепроводах, в том числе Трансаляскинский протяженностью около 1300 км в северных условиях, близких к Западной Сибири и Крайнему Северу России.

Особое место при эксплуатации ГТД на нефтепроводах занимает вопрос использования перекачиваемого топлива. Такие виды топлива, как керосин, бензин, дизельное, газ попутный и природный, прямо соответствуют требованиям, предъявляемым к топливу для газовых турбин. Природный газ эффективно использовать,

когда параллельно нефтепроводу проложен газопровод. Попутный газ можно использовать, если он перекачивается вместе с нефтью. Перекачиваемую сырую нефть можно использовать после подготовки на специальных блочных ректификационных установках. После ректификации нефти получается 25–30% широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), а остаток (мазут) закачивается в нефтепровод. Применение такой системы является экономически выгодным в районах, удаленных от мощных источников электроснабжения. Утилизация продуктов сгорания решает проблемы теплоснабжения НПС.

Для регулирования подачи насосной установки газотурбинный привод является наиболее экономичным, а система регулируемого электропривода – наименее экономичной.

В отечественной практике привода насосных агрегатов магистральных нефтепроводов также имеют место отдельные примеры оценки и использования регулируемого электрического и газотурбинного привода.

Особого внимания заслуживают разработки ОАО «Авиадвигатель» для проекта «Сахалин-2».

Однако для полной оценки эффективности того или иного вида привода НПС необходимо дальнейшее проведение их технико-экономической оценки с учетом надежности для конкретных условий эксплуатации. В районах с низкой стоимостью электроэнергии от гидроэлектростанций или атомных электропривод НПС может быть экономичней газотурбинного привода. Вместе с тем в условиях частого изменения режима работы нефтепровода предпочтительным может оказаться газотурбинный привод НПС.

Приведенные выше примеры показывают, что электрический привод не является безальтернативным в системах трубопроводного транспорта нефти. Возникает потребность в разработке методики выбора привода насосного агрегата, позволяющей сопоставить такие факторы, как удаленность от источников электроснабжения, состава перекачиваемой нефти, наличия развитой системы газоснабжения и т.д.

Реализация указанных мероприятий может стать залогом существенного повышения эффективности политики энергосбережения на магистральном транспорте нефти,

обеспечить экономию электроэнергии и повышение надежности работы системы магистральных нефтепроводов.

Список литературы

1. Антропова А.Б., Закирзаков А.Г. Использованиепутного нефтяного газа // Нефть и газ Западной Сибири: материалы международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского индустриального института / ответ. ред. О.А. Новоселов. – Тюмень, 2013. – С. 64–66.
2. Дурьманов В.В., Иванов А.С., Ишбулатова К.Р., Степанов А.Г., Сурников М.Ю. Газотурбинные агрегаты Siemens для Каспийского трубопроводного консорциума // Турбины и дизели. – 2013. – № 3. – С. 88–90.
3. Закирзаков А.Г., Егоров А.Л. Анализ состояния сети магистральных нефтепроводов тюменской области на основе статистических данных // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1. – <http://www.science-education.ru/121-18926>.
4. Земенков Ю.Д., Шпилевой В.А., Подорожников С.Ю., Закирзаков А.Г. Энерготехнологические комплексы при проектировании и эксплуатации объектов транспорта и хранения углеводородного сырья : учебное пособие. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2014. – С. 105–109.
5. Иноземцев А.А., Хайруллин Ф.Х. Новые технические решения для проекта «Сахалин-2» // Пермские газовые турбины. Энергетика и транспорт газа. – 2010. – № 17. – С. 41–43.
6. Использование топливно-энергетических ресурсов в Тюменской области за 2009 год. Стат. бюл // Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Тюменской области. – 2010. – С. 120–132.
7. Смирнов А.Н., Венгеров А.А., Дудин С.М., Земенков Ю.Д. Мониторинг надежности производственных и технологических процессов сбора и подготовки продукции нефтяных промыслов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 3. – С. 25–26.
8. Тырылгин И.В., Шпилевой В.А., Земенков Ю.Д. Энергосбережение и энергоэффективность экономики, добычи, транспорта нефти и газа России // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 6. – С. 29–33.
9. Шпилевой В.А., Тырылгин И.В., Земенков Ю.Д. Альтернативные системы приводов насосных агрегатов для новых магистральных нефтепроводов // Известия высших учебных заведений. нефть и газ. – 2012. – № 5. – С. 75–78.