

В ходе выполнения расчета было определено суммарное время охлаждения воды от максимальной температуры воды на устье скважины (95°C) до 0°C и время замерзания допустимой доли воды, при которой напряжения в стенке становится равным допустимым напряжениям, оно составляет 144 часа.

В соответствии с п. 3.42 таблицы 11 ВНТП 3-85 максимальное время для ликвидации аварии, в случае ее возникновения на водоводах высокого давления составляет 18 часов. За данный промежуток времени трубопровод диаметром 219 мм и толщиной стенки 6 мм остынет до температуры 76°C .

На основании выше перечисленного можно сделать вывод, что для водовода высокого давления диаметром 219 мм и толщиной теплоизоляции 100 мм при максимальной температуре на устье скважины 95°C и при заданных климатических условиях применение электрообогрева не целесообразно.

Литература

1. Павлов, К. Ф. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: учеб. Пособие для вузов / К. Ф. Павлов, П. Г. Романков, А. А. Носков; под ред. П. Г. Романкова. – 10-е изд., перераб. и доп.
2. Яворский, Б. М. Справочник по физике / Б. М. Яворский, А. А. Детлаф. – 2-е изд., перераб. – М. : Наука. Главная редакция физ.-мат. литературы, 1985. – 512 с.)
3. ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды.

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПРИВодОВ НАСОСОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Закирзаков А.Г., Петряков В.А.

Научный руководитель профессор Земенков Ю.Д.
ФГБОУ ВПО «Тюменский индустриальный университет»

Вопросы, связанные с экономией потребления энергии в 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 магистральный транспорт нефти является одним из крупнейших потребителей ТЭР в Российской Федерации. [1]

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. [2]

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

$$\eta_{\text{эл}} = \Pi_i \eta_{\text{эс}} \cdot \eta_{\text{пс}} \cdot \eta_{\text{л}} \cdot \eta_{\text{с}} \cdot \eta_{\text{д}} \quad (1)$$

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);

$\eta_{\text{д}}$ — 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. [4]

Принимая во внимание вышесказанное 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 сэкономить топливный газ при максимальных мощностях двигателя.

Была составлена математическая модель системы «газогенератор-силовая турбина-насос-нефтепровод» в составе газотурбинного насосного комплекса (ГНК) (рис1).

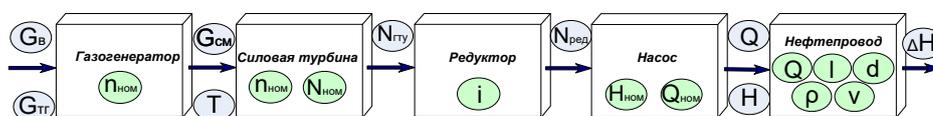


Рис. 1. Структурная схема математической модели ГНК

Модель составлена в виде системы уравнений, идентифицирующей состояние системы ГНК:

$$\left. \begin{aligned} n &= f(N) \\ \psi &= f(\psi_0; k; \varphi) \\ \varphi &= f(\beta; L; k; v; d; Z) \end{aligned} \right\}$$

, где: n – частота оборотов силовой турбины; N – мощность силовой турбины; ψ – обобщенный параметр напора насоса; ψ_0 – коэффициент напора насоса при нулевой подаче; k – число насосных агрегатов; φ – обобщенный параметр подачи насоса; β – коэффициент объёмного расширения; L – длина трубопровода; v – кинематическая вязкость жидкости; d – диаметр трубопровода; Z – разность геодезических отметок.

Для определения значимых факторов выбора привода насосов, а также их ранжирования было принято решение использовать метод экспертных оценок. Выбор оптимальных параметров влияющих на выбор привода магистральных насосов методом «Дельфи» (рис 2) проводился в несколько этапов. [3]

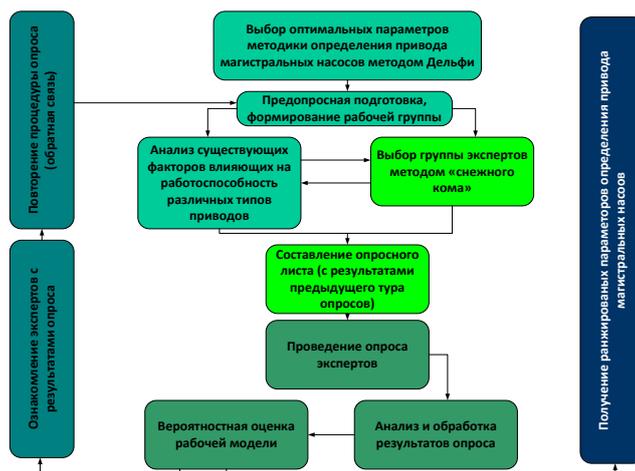


Рис. 2. Схема проведения выбора оптимальных параметров «методом Дельфи»

Экспертный анализ в первом туре позволил выявить 18 параметров (табл 1), имеющих существенное влияние на выбор оптимального варианта. Параметры условно разделили по четырем категориям: функциональные, экономические, параметры безопасности и инфраструктурные параметры.

Таблица 1

Параметры выбора привода насосного агрегата

параметры	обозначение
Функциональные параметры	
Коэффициент полезного использования	П1
Стабильность режимов	П2
Статистика отказов	П3
Коэффициент экстенсивного использования	П4
Наработка на отказ	П5
Коэффициент интенсивного использования	П6
Коэффициент частоты пусков	П7
Экономические параметры	
Цены на газ в регионе	П8
Цены на электроэнергию в регионе	П9
Срок окупаемости	П10
Потребление газа	П11
Потребление электроэнергии	П12
Стоимость монтажа и эксплуатации оборудования	П13
Параметры безопасности и экологии	
Сертификация оборудования	П14
Влияние на организм человека	П15
Влияние на окружающую среду	П16
Инфраструктурные параметры	
Расстояние до ближайшего источника электроснабжения	П17
Расстояние до ближайшего источника газоснабжения	П18

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.

Совершенствованная математическая модель позволит выполнить исследование режимов совместной работы нефтепровода, насоса, силовой турбины и газогенератора, осуществить рациональный подбор типоразмеров оборудования и определить взаимосвязанные конструктивные параметры установки и трубопровода. Такая модель будет основой решения всевозможных технологических задач проектирования и эксплуатации объекта с целью оптимизации его работы. В зависимости от поставленного вопроса ход решения и программа его реализации будут видоизменяться, а граничные условия должны отражать специфику задачи и свести к минимуму число возможных решений.

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.

Литература

1. Комплексная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Тюменской области» на 2010-2020 годы
2. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Акбердин А.М. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций // Учебное пособие, М: Недр-Бизнесцентр, 2001 – 475 с
3. Закирзаков А.Г., Егоров А.Л. Анализ состояния сети магистральных нефтепроводов тюменской области на основе статистических данных // Современные проблемы науки и образования. – 2015.
4. 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.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

А.А. Кириллин, А.В. Никульчиков

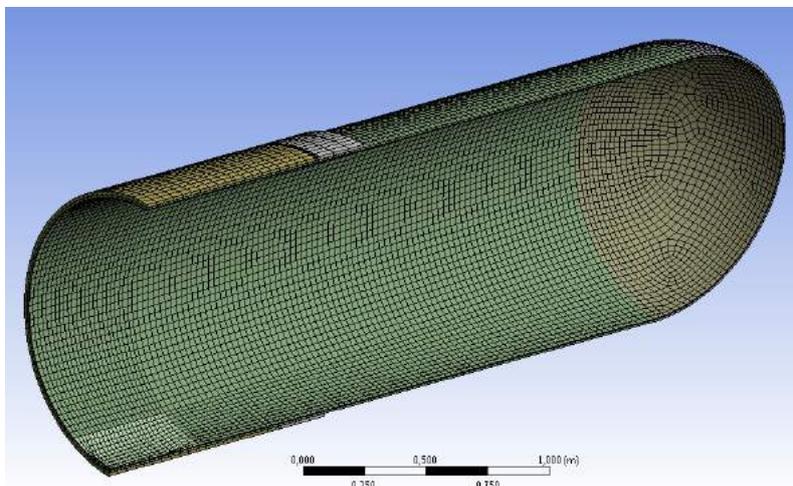
Научный руководитель доцент, к.т.н., В.К. Никульчиков

Научно-исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Экологическая политика предприятий нефтегазового комплекса нацелена на совершенствование деятельности в области рационального природопользования, охраны окружающей среды, экологической безопасности в соответствии с современными стандартами.

Приоритетными задачами предприятий является уменьшение риска возникновения аварий магистральных трубопроводов с экологическими последствиями, своевременный ремонт трубопроводов, при проведении которого применяются различные ремонтные конструкции для постоянного и временного ремонта трубопроводов [1]. Проверка прочностных характеристик ремонтных конструкций на натуральных образцах занимает длительное время и приводит к значительным материальным затратам. Целесообразнее расчеты на прочность и долговечность выполнять численными методами, а экспериментальные исследования проводить на отдельных конструкциях на стендах для подтверждения результатов численного моделирования.

Схема трубопровода (с эллиптической заглушкой для проведения испытаний на стенде) с установленной ремонтной конструкцией для постоянного ремонта трубопроводов приведена на рисунке 1.



*Рис. 1. Схема трубопровода с ремонтной конструкцией и сеткой, подготовленной для конечно-элементного моделирования
1 – секция трубопровода,
2 – ремонтная конструкция,
3 – область рабочего давления трубопровода. 4 – дефект стенки секции трубопровода*