

В ходе выполнения расчета было определено суммарное время охлаждения воды от максимальной температуры воды на устье скважины ( $95^{\circ}\text{C}$ ) до  $0^{\circ}\text{C}$  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  $76^{\circ}\text{C}$ .

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  $95^{\circ}\text{C}$  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).

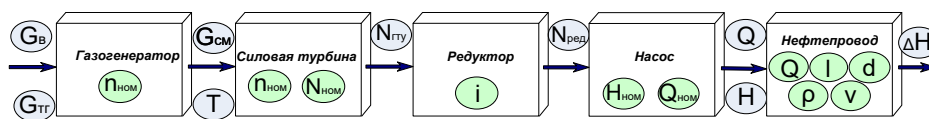
При тепловых электростанциях  $\eta_{\text{эл}} = 0,27–0,31$ .

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;  $\psi$  – обобщенный параметр напора насоса;  $\psi_0$  – коэффициент напора насоса при нулевой подаче;  $k$  – число насосных агрегатов;  $\varphi$  – обобщенный параметр подачи насоса;  $\beta$  – 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]

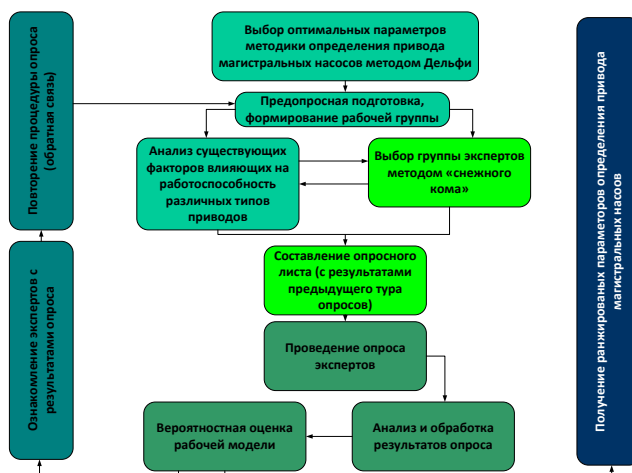


Рис. 2. Схема проведения выбора оптимальных параметров «методом Дельфи»

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
<b>Функциональные параметры</b>	
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
<b>Экономические параметры</b>	
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
<b>Параметры безопасности и экологии</b>	
Сертификация оборудования	П14
Влияние на организм человека	П15
Влияние на окружающую среду	П16
<b>Инфраструктурные параметры</b>	
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

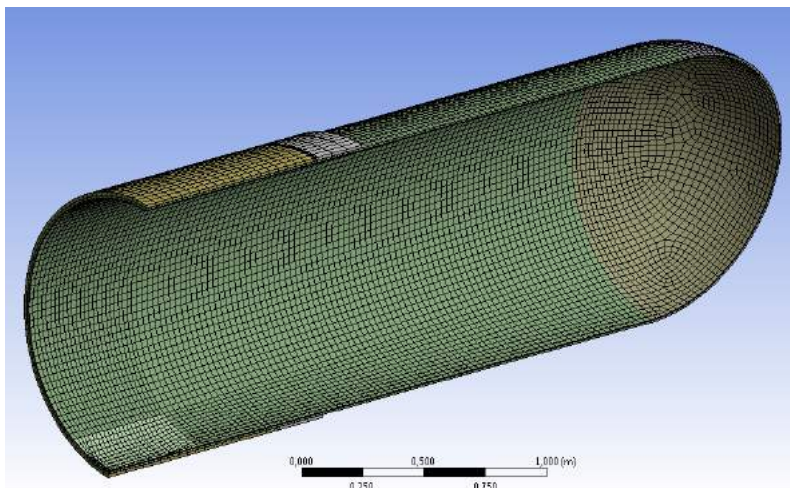
*Научный руководитель доцент, к.т.н., В.К. Никульчиков*

*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*