АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЕТА ВРЕМЕНИ ОСТЫВАНИЯ ПРОДУКТА В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕОБХОДИМОСТИ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА

К.А. Голубева

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

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Эксплуатация промысловых трубопроводов в суровых климатических условиях России имеет ряд трудностей. Это связанно с низкими температурами окружающей среды и химическим составом перекачиваемой жидкости.

В некоторых случаях, тепловой изоляции трубопровода бывает недостаточно и приходится дополнительно применять электробогрев, что приводит к увеличению расходов на монтаж и эксплуатацию трубопровода. Поэтому необходимо при принятии проектных решений оценить необходимость применения электробогрева.

Цель данной работы заключается в создании расчетной программы, позволяющей рассчитать время остывания продукта в трубопроводах при наличии теплоизоляции для надземного способа прокладки.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Анализ научной литературы и нормативно-технической документации;
2. Построение и программирование алгоритма расчета;
3. Определение необходимости систем электрообогрева трубопровода;
4. Определение температуры подогретой воды для проведения испытаний в зимний период времени;
5. Технико-экономическое сравнение использования электрообогрева.

В настоящее время на рынке предлагаемых программных пакетов расчетные программы, которые позволяют оценивать время остывания продукта в промысловых трубопроводах, весьма дорогостоящие.

В связи с этим была разработана расчетная программа, позволяющая оценить время остывания продукта в трубопроводе. Программа создана в среде программирования Delphi 7, позволяющая создавать приложения различного уровня сложности и в достаточно короткие сроки. Алгоритм программы представляет собой перечень операторов: условный оператор (if – else); оператор присваивания; оператор выбора (case).

Основной формулой для расчета является формула для определения времени остывания жидкости в трубопроводе при отсутствии течения [1]:

$$\tau_{ост} = \frac{d_1^2 \gamma c}{4k_\tau} \ln \frac{t_{нач} - t_в}{t_{кон} - t_в}$$

где $\tau_{ост}$ – время остывания жидкости при надземной прокладке трубопровода;

d_1 - внутренний диаметр трубопровода;

γ - объемный вес жидкости;

c - удельная теплоемкость жидкости;

$k_т$ - линейный коэффициент теплопередачи трубопровода;

$t_в$ – температура внешней среды (воздуха);

$t_{нач}$ - температура жидкости в момент начала остывания

$t_{кон}$ - конечная температура жидкости (например температура, при которой жидкость замерзает)

Для определения необходимости электрообогрева произведем расчет времени остывания продукта в водоводе высокого давления во время остановки производства. Данный водовод высокого давления с толщиной теплоизоляцией 100 мм проложен надземно на одном из месторождений района крайнего Севера.

В таблице представлены исходные данные необходимые для выполнения расчета

Таблица

Исходные данные для выполнения расчета

Наименование параметра	Размерность	Величина
Наружный диаметр водовода высокого давления	м	0,219
Толщина стенки	м	0,006
Удельная теплоемкость жидкости	ккал/кг · ^{0}C	1
Температура внешней среды	^{0}C	минус 52
Температура жидкости в момент начала остывания	^{0}C	плюс 95
Конечная температура жидкости	^{0}C	0
Коэффициент теплопроводности стенки трубы вместе с изоляцией	ккал/м^2 · ч ^{0}C	0,024076
Скорость ветра	м/сек	3,5
Толщина теплоизоляции	м	0,1
Протяженность участка трубопровода	м	8000

В ходе выполнения расчета было определено суммарное время охлаждения воды от максимальной температуры воды на устье скважины (95 °С) до 0 °С и время замерзания допускаемой доли воды, при которой напряжения в стенке становится равным допускаемым 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 °С.

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 °С 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:

$$\eta_{эп} = \prod_1^i = \eta_{эс} \cdot \eta'_{п\,с} \cdot \eta_л \cdot \eta''_{п\,с} \cdot \eta_с \cdot \eta_{эд} \qquad (1)$$

где $\eta_{эс}$ — КПД питающей электростанции (для тепловых электростанций 0,35–0,4, для атомных и гидроэлектростанций существенно выше);

$\eta'_{п\,с}$ и $\eta''_{п\,с}$ — КПД повышающей и понижающей подстанции (0,98);

$\eta_л$ — КПД линии электропередачи (0,95);

$\eta_с$ — КПД распределительной (питающей) сети (0,96);

$\eta_{эд}$ — КПД приводного электродвигателя (0,85–0,9).

При тепловых электростанциях $\eta_{эп}$ = 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 $\eta_{ГТП}$

В энергетическом аспекте электропривод от тепловых электростанций и газотурбинный привод НПС являются почти равноэффективными. [4]

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 сэкономить топливный газ при максимальных мощностях двигателя.

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

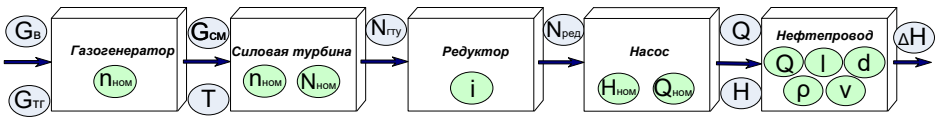

Рис. 1. Структурная схема математической модели ГНК