МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВНИИСПТ НЕФТЬ



ВРЕМЕННЫЕ НОРМЫ
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОПОДОГРЕВА
НАДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
(АКСИАЛЬНАЯ СИСТЕМА ЭЛЕКТРОПОДОГРЕВА А С Э)

РД 39 - 0147103 - 338 - 88

г Уфа

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДЕН

заместителем министра нефтяной промышленности

Ш.С.Донгаряном

24 ноября 1988 года

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ВРЕМЕННЫЕ НОРМЫ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОПОДОГРЕВА НАДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ (АКСИАЛЬНАЯ СИСТЕМА ЭЛЕКТРОПОДОГРЕВА АСЭ)

РД 39-0147103-338-88

1989

Временные нормы предназначены для проектирования попутного электроподогрева надземных магистральных трубопроводов нагревателями системы электроподогрева (АСЭ), использующими явление поверхностного эффекта в ферромагнетиках.

Нормы вводятся впервые и устанавливают область применения АСЭ, состав и конструктивные особенности, мощности энергопотребления и тепловыделения, ограничения по температуре нагрева, категорию энергоснабжения, функции устройств автоматического управления, требования к производству монтажных работ системы и отдельных элементов, к эксплуатации и ремонту, требования надежности и безопасности.

Временные нормы разработаны ВНИИСПТнефть при участии Гипротрубопровода, ЮжНИИГипроГаза.

Разработчики от ВНИИСПТнефти: д.т.н.Бондаренко П.М., к.т.н. Гатауллин Ш.Г., к.т.н. Орехова З.Т., Шутов А.А., Валеев Р.А., Рябуха В.Г.;
от Гипротрубопровода: Хомутов А.П., Миронов В.Д., Беккер Л.М.;
от ЮжНИИГипроГаза: Иващенко В.Ф.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Временные нормы по проектированию электроподогрева надземных магистральных трубопроводов (Аксиальная система электроподогрева АСЭ)

РД 39-0147103-338-88

Вводится впервые

Срок введения установлен с I января 1989 г.

Срок действия до 31 декабря 1991 г.

Данный руководящий документ содержит указания по проектированию электроподогрева надземных магистральных трубопроводов (ксиальной системы электроподогрева АСЭ).

Временные нормы предназначены для использования инженерно-техническими работниками научно-исследовательских, проектно-конструкторских и производственных организаций, занятыми проектированием, строительством и эксплуатацией надземных магистральных нефтепроводов.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящие нормы распространяются на проектирование попутного электроподогрева аксиальными системами электронагревателей (АСЭ), которые являются специальными электроустановками на надземных теплоизолированных трубопроводах для транспортировки нефти и нефтепродуктов.

АСЭ являются неотъемлемой составной частью трубопровода, обеспечивающей технологический процесс перекачки нефти или нефтепродуктов.

Отпуск электрической энергии на нужды электроподогрева тру-

опровода производится энергосистемами в установленном порядке по предварительному согласованию с органами Главгосэнергонадзора.

I.2. Мощность АСЭ определяется с учетом нагрева нефти в трубопроводе и компенсации теплопотерь в окружающую среду.

Мощность на нагрев трубопровода определяется из условия нагрева нефти в течение 3-х суток, охладившейся в результате простоя трубопровода в течение 3-х суток.

Выбранная мощность также должна обеспечить разогрев нефти или нефтепродуктов от температуры окружающей среды, равной минимальной температуре воздуха наиболее холодной пятидневки в течение десяти суток.

I.3. В состав АСЭ входит:

труба - теплонагреватель с вводами, соединительными коробками (муфтами), концевыми коробками (муфтами), устройствами заземления, обходными соединениями;

кабель небронированный с электрической изоляцией, протянутый внутри трубы-теплонагревателя;

трансформаторные подстанции для питания АСЭ;

установки средств автоматизации, защиты и управления АСЭ;

здания и сооружения линейной службы эксплуатации АСЭ;

указатели и предупредительные знаки.

I.4. Температура подогрева трубопровода АСЭ должна устанавливаться теплогидравлическим расчетом, исходя из возможности эксплуатации в любое время года.

I.5. АСЭ следует проектировать с учетом максимальной индустриализации строительно-монтажных работ за счет применения стандартизированных и типовых узлов и деталей заводского изготовления.

Допускается применение нестандартных элементов по согласованию со службами энергонадзора.

2. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ АСЭ

2.I. По степени надежности электроснабжения электроприемники установок подогрева нефти относятся к третьей категории.

2.2. Питание установок подогрева нефти рекомендуется осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников питания по одной воздушной линии электропередачи напряжением 6–35 кВ при условии, что аварийный ремонт этой линии выполняется в течение не более 3 суток.

Допускается питание установок подогрева нефти по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату защиты и управления.

Аналогичные требования предъявляются и к кабельным вставкам, выполняемым на воздушных линиях электропередачи при пересечениях надземных и подземных инженерных коммуникаций.

2.3. Перерывы электроснабжения установок подогрева нефти, при нарушении электроснабжения от одного из источников питания, допустимы на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады, но не более 3 суток.

2.4. При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора за время не более 3 суток допускается питание установок подогрева нефти от одного трансформатора.

2.5. Присоединение электроприемников установок подогрева нефти к магистральной воздушной сети напряжением 6–35 кВ должно осуществляться таким образом, чтобы обеспечивалась, по возможности, равномерная нагрузка каждой фазы трехфазной сети.

2.6. Питание электронагревателей на каждом участке должно осуществляться от одного трансформатора. При необходимости уста-

новки двух и более трансформаторов последние должны быть включены на одноименные фазы питающей сети.

3. КОНСТРУКТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ПОПУТНОГО ЭЛЕКТРОПОДОГРЕВА АКСИАЛЬНЫМИ НАГРЕВАТЕЛЯМИ

3.1. Диаметр труб-теплонагревателей должен определяться в зависимости от мощности, необходимой для подогрева трубопровода, диаметра кабеля нагревателя.

3.2. Количество (по диаметру магистрального трубопровода) труб-теплонагревателей должно определяться расчетом в зависимости от требуемой температуры обогреваемого трубопровода с учетом длительной допустимой температуры кабеля АСЭ.

3.3. На труднодоступных участках допускается установка дополнительно одного резервного нагревателя АСЭ.

3.4. На запорной арматуре нефтепровода следует предусматривать обводные соединения АСЭ, обеспечивающие выполнение требований главы 7.3 ПУЭ (электроустановки во взрывоопасных зонах).

3.5. Допустимые радиусы изгиба труб-теплонагревателей определяются в соответствии со СНиП.

3.6. В нагревателях должен применяться гибкий кабель с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией. Выбор сечений электрического проводника должен производиться из условия нагрева. Проводник должен удовлетворять требованиям предельно допустимого нагрева с учетом режима работы нагревательного элемента.

Предельно допустимая температура труб-теплонагревателей не должна превышать 80 ^{o}C.

3.7. В условиях работы АСЭ возникают температурные перепады, влияющие на продольные перемещения. С целью уменьшения продольных перемещений следует предусматривать установку температурных компенсаторов согласно СНиП.

3.8. Соединение труб-теплонагревателей должно производиться стальными коробками или муфтами, обеспечивающими надежный электрический контакт и имеющими толщину стенки не менее чем у трубы-теплонагревателя.

3.9 Между соединительными коробками по трассе теплонагревателя устанавливаются протяжные коробки. Расстояние между соединительными коробками не менее 500 м. Установка протяжных коробок (между двумя соединительными) должна обеспечивать протяжку кабеля из условий, определенных СНиП.

Соединение строительных длин кабеля нагревателя производится соединительными муфтами в стальном кожухе. При этом должен обеспечиваться надежный электрический контакт металлических соединений.

3.10. Компенсация температурных перемещений должна обеспечиваться полупетлей кабеля в протяжных и соединительных коробках.

3.11. Трубы-теплонагреватели изготавливаются из труб по ГОСТ 8732-78, ГОСТ 8734-78 из конструкционных сталей, а также по ГОСТ 3266-75.

3.12. Крепление трубы-теплонагревателя к нефтепроводу может производиться способом, обеспечивающим надежный тепловой и механический контакт, сплошной приваркой односторонним швом, приваркой прерывистым двухсторонним швом, пайкой, хомутами на чистую поверхность трубы.

Выбранный способ крепления труб-теплонагревателей не должен создавать недопустимых механических напряжений в нефтепроводе.

Оси нефтепровода и труб-теплонагревателей должны быть параллельны

3.13. Надежный тепловой контакт может быть обеспечен теплопередающим слоем между теплонагревателем и нефтепроводом или обмоткой нефтепровода и теплонагревателя фольгированным материалом.

К теплопередающему слою предъявляются следующие требования:

хорошая адгезия к металлу;

достаточная термостойкость;

высокий коэффициент теплопроводности;

технологичность в условиях индустриального производства.

3.14. Материал соединительных, вводных, протяжных и концевых коробок-кожухов - конструкционная сталь той же марки, что и сталь трубы-теплонагревателя. Толщина стенок соединительных коробок, кожухов не менее толщины стенок труб-теплонагревателей.

4. ТРЕБОВАНИЯ К МОНТАЖУ СИСТЕМЫ АСЭ

4.1. Монтаж трубопровода должен производиться в три этапа:

монтаж собственно гидравлической магистрали с последующим статическим испытанием;

монтаж системы попутного электроподогрева;

монтаж теплоизоляционного покрытия.

4.2. Процесс монтажа АСЭ должен осуществляться в условиях строительной площадки, включая следующие операции:

а) сварка труб-теплонагревателей с последующей калибровкой внутренней полости, провары и прожоги не допускаются;

б) крепление труб-теплонагревателей к сваренному и уложенному на опоры магистральному трубопроводу;

в) установка соединительных, протяжных, вводных и концевых коробок, кожухов;

г) затяжка кабеля теплонагревателя в трубу-теплонагреватель;

д) электромонтажные работы.

4.3. Соединение труб-теплонагревателей должно производиться сваркой с целью обеспечения постоянного неокисляющегося электрического контакта, например, сваркой внахлест по ГОСТ 16037-80 муфтой из металла по химическому составу и физическим свойствам аналогичного металлу трубки-теплонагревателя.

4.4. Во избежание повреждений наружных покровов и электри-

ческой изоляции кабеля системы электроподогрева при его протяжке в трубе-теплонагревателе все соединения последней не должны иметь заусенцев, острых режущих кромок, застывших брызг металла и т.п., с внутренней поверхности торцов труб-теплонагревателей должны быть сняты фаски на глубину I-I,5 мм под углом 45 °.

Перед затяжкой кабеля производится проверка состояния внутренней поверхности канала теплонагревателя протяжкой калибра диаметром I,25 диаметра кабеля теплонагревателя. Протяжка калибра производится в направлении протяжки кабеля теплонагревателя. В случае наличия на внутренней поверхности труб-теплонагревателей задиров, наплывов на сварных соединениях протяжка кабеля не допускается до их устранения.

4.5. При прохождении зон в пределах до 3 м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений трубопроводов греющий кабель должен прокладываться в сплошной трубе-спутнике. Установка клеммных коробок и кабельных муфт в этой зоне не допускается.

При этом должны быть приняты дополнительные меры, предотвращающие местное повышение температуры теплоспутника в указанных зонах (автоматический контроль температуры, применение теплопроводящих мастик и т.п.), а греющие кабели при напряжении выше I кВ должны быть проверены по нагреву током КЗ для указанных зон.

4.6. Ввод кабеля теплонагревателей в соединительные коробки, кожухи должен выполняться вместе с трубкой, при этом кабельные муфты должны быть закрыты оболочкой и должна быть предусмотрена компенсация изменения длины трубы.

4.7. Соединение кабеля с трубой теплонагревателя в конце участка осуществляется в протяжном ящике при помощи электротехнического зажима. Надежный электрический контакт зажима с трубкой должен быть обеспечен сваркой. Протяжной ящик устанавливать на опоре

5. АВТОМАТИЗАЦИЯ, ЗАЩИТА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

5.I. Автоматизация, защита и сигнализация должны предусматриваться в следующем объеме:

автоматическое управление включением и отключением подогрева;

токовая отсечка без выдержки времени и максимально-токовая защита с выдержкой времени 0,5 с действием на отключение подогрева;

специальная токовая защита с выдержкой времени 0,5 с, реагирующая при коротких замыканиях, при обрыве грекщего кабеля и грекщей трубы, при обрыве контрольного кабеля с действием на отключение подогрева;

централизованный контроль температуры электронагревателя вблизи источника питания с действием на отключение подогрева;

централизованный контроль температуры нефти по трассе нефтепровода;

централизованный контроль давления нефти по трассе нефтепровода;

централизованный контроль температуры стенки нефтепровода вблизи источника питания с воздействием на схему автоматики ступенчатого регулирования температуры нефтепровода;

сигнализация работы и неисправности устройств подогрева;

измерение мощности, потребляемой электронагревателями, и напряжения с передачей по каналам телеуправления в РДП.

6. РЕМОНТ АСЭ

6.I. Все виды ремонта и профилактические работы по системе попутного электроподогрева должны производиться без остановки перекачиваемой нефти по трубопроводу после отключения системы от источника питания.

6.2. Отсутствие подогрева нефти на ремонтируемом участке должно компенсироваться повышением мощности нагрева на предыдущих участках с учетом п.3.6.

6.3. Возможные неисправности, связанные с замыканием кабеля нагревателя на внутреннюю стенку трубы-теплонагревателя, устраняются заменой поврежденного участка кабеля не менее чем на строительную длину кабеля.

6.4. Поврежденные трубы-теплонагреватели устраняются заменой поврежденного участка с выполнением работ в соответствии с требованиями раздела 3.

6.5. Все работы по ремонту трубопровода с электронагревателями выполняются в соответствии с действующими нормативными документами.

6.6. В процессе эксплуатации системы электроподогрева не реже одного раза в квартал должны производиться замеры омического сопротивления нагревателей АСЭ. В случае повышения омического сопротивления нагревателей более чем на I-2 % производятся профилактические работы по улучшению контактных соединений в нагревателе и замеру сопротивления изоляции.

6.7. Для периодического замера сопротивления изоляции кабеля соединение кабеля с трубой теплонагревателя должно осуществляться с помощью электротехнического щита, расположенного в протяжном ящике (см.также п.4.7).

Замер сопротивления изоляции кабеля следует выполнять в период пуско-наладочных работ, а также во время эксплуатации нефтепровода не реже одного раза в год перед включением системы электроподогрева в работу.

После проведения профилактических работ, связанных с разрывом цепи электронагревателя, необходимо обеспечить норматив переходного сопротивления контактных соединений с занесением

результатов измерений в журнал.

6.8. Все электрические параметры АСЭ должны быть нормированы и систематически контролироваться в процессе эксплуатации с регистрацией результатов в журнале.

6.9. Степень старения тепловой изоляции в процессе эксплуатации должна контролироваться не реже одного раза в год.

7. ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ПОПУТНОГО ЭЛЕКТРОПОДОГРЕВА АКСИАЛЬНЫМИ ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЯМИ

7.I. Наработка на отказ нагревательных элементов должна составлять не менее 25000 часов.

Время восстановления не более 3 суток.

7.2. Срок службы конструктивных элементов теплонагревателя АСЭ за исключением кабеля должен быть не менее срока службы трубопровода с доверительной вероятностью не менее 0,98.

Срок службы кабеля теплонагревателя определяется ГОСТ или ТУ на выбранное кабельное изделие.

8. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

8.I. При эксплуатации системы электроподогрева в соответствии с классификацией опасных и вредных производственных факторов, определяемых ГОСТ I2.0.003-74, имеют место следующие опасные производственные факторы:

повышенная температура поверхностей теплонагревателей и нагреваемого оборудования;

опасный уровень напряжения в электрической цепи.

Степень опасного воздействия электрического тока на человека зависит от значения напряжения и силы тока, пути прохожде-

ния тока через тело человека, продолжительности воздействия электрического тока на организм. Электробезопасность должна обеспечиваться конструкцией электронагревателей, техническими способами и средствами защиты, организационными и техническими мероприятиями. К техническим способам и средствам защиты можно отнести защитное заземление, защитное отключение, дополнительную и усиленную электроизоляцию нагревательных жил и токоведущих элементов, нормирование толщины стенки трубы-теплонагревателя. К организационным и техническим мероприятиям относятся назначение лиц, ответственных за эксплуатацию и обслуживание систем электроподогрева, организация надзора за действующими установками и системами электроподогрева, допуск к работе с электронагревателями только лиц, прошедших инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с квалификационной группой по технике безопасности.

8.2. В качестве меры, обеспечивающей электробезопасность, должно быть предусмотрено заземление (зануление) электроустановок, исходя из обеспечения допустимых норм на напряжение прикосновения по ГОСТ I2.I.038-82 "Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов".

При невозможности расчетным путем определить в электроустановках напряжение прикосновения, защитное заземление (зануление) допускается выполнять в соответствии ГОСТ I2.I.030-8I "Защитное заземление (зануление)" по нормируемым значениям сопротивления заземляющих устройств.

При этом помимо оговоренных в ПУЭ потенциально опасных частей заземлению подлежат также нефтепровод и трубы-теплонагреватели.

Заземление нефтепровода и труб-теплонагревателей допускается выполнять в начале и в конце обогреваемого участка при условии,

что последовательное соединение отрезков труб (по условиям монтажа) должно обеспечивать непрерывность электрической цепи.

8.3. Допускается использовать в этих целях заземляющие устройства, выполняемые для защиты электроустановок линейной части от заноса высоких потенциалов и от прямых ударов молнии.

8.4. В протяжных и соединительных коробках должен быть обеспечен надежный электрический контакт кабельной перемычки с трубой теплонагревателя путем сварки или на болтовых соединениях.

Непрерывность электрической цепи, обеспечиваемая сварными или болтовыми соединениями, должна быть проверена и оформлена актом на скрытые работы.

8.5. Нефтепроводы с АСЭ должны иметь окожушенную тепловую изоляцию из негорючих и трудногорючих материалов.

Приложение I

ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ

Тепловой расчет ставит своей целью определить удельную мощность АСЭ, необходимую для разогрева нефти в остановленном нефтепроводе до рабочей температуры за нормативное время, а также соответствующую ей температуру АСЭ.

Процесс разогрева нефти в трубопроводах при помощи АСЭ описывается следующей системой дифференциальных уравнений теплопроводности:

$$\frac{\partial U_н}{\partial \tau} = F_{o_н} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}\left(r \frac{\partial U_н}{\partial r}\right) \qquad \text{при } 0 < r < 1$$

$$\frac{\partial U_{из}}{\partial \tau} = F_{o_{из}} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}\left(r \frac{\partial U_{из}}{\partial r}\right) \qquad \text{при } 1 < r < 1+\delta'$$

с граничными условиями

$$\frac{\partial U_н}{\partial r} = 0 \qquad \text{при } r = 0$$

$$U_н - U_в = U_{из}; \frac{q}{2\pi\lambda_{из}} = \beta\left|\frac{\partial U_н}{\partial r}\right| + \left|\frac{\partial U_{из}}{\partial r}\right| + \frac{\rho_н c_н d_в h}{\lambda_{из}} \frac{\partial U_н}{\partial \tau} \qquad \text{при } r = 1$$

$$\frac{\partial U_{из}}{\partial r} + Bi_в U_{из} = 0 \qquad \text{при } r = 1+\delta'$$

и начальными условиями

$$U_н = U_н(r)$$

$$U_{из} = U_{из}(r) \qquad \text{при } 0 \le r \le 1+\delta'$$

Список принятых обозначений:

q - удельная мощность АСЭ Вт/м;

$T_н$ - среднеобъемная температура нефти, °С;

$T_{из}$ – температура теплоизоляции, °С;

$T_н$ – температура нагревателя, °С;

$T_в$ – температура воздуха, °С;

$$\vartheta_ж = T_ж - T_в \; ; \quad \vartheta_{из} = T_{из} - T_в \; ; \quad \vartheta_н = T_н - T_в \; ;$$

$\lambda_ж, \lambda_{из}$ – коэффициенты теплопроводности нефти и теплоизоляции, соответственно, Вт/м °С;

$\rho_ж, \rho_{из}, \rho_м$ – плотность нефти, теплоизоляции и металла стенки трубы, соответственно, кг/м^3;

$c_ж, c_{из}, c_м$ – удельная теплоемкость нефти, теплоизоляции металла стенки трубы, соответственно, кДж/кг°С;

$$a_ж = \frac{\lambda_ж}{c_ж \rho_ж} \; ; \quad a_{из} = \frac{\lambda_{из}}{c_{из} \rho_{из}} \; ; \quad \beta = \frac{\lambda_ж}{\lambda_{из}}$$

$\alpha_в$ – коэффициент теплоотдачи, поверхность теплоизоляции – воздух, Вт/м^2 °С;

$R, \Delta h$ – радиус и толщина стенки трубопровода, м;

$\delta_{из}$ – толщина тепловой изоляции;

$$Fo_ж = \frac{a_ж t}{R^2} \; ; \quad Fo_{из} = \frac{a_{из} t}{R^2} \; ; \quad Bi_в = \frac{\alpha_в R}{\lambda_{из}} \; ; \quad \delta' = \frac{\delta}{R} \; .$$

Из-за громоздкости аналитического решения данной системы уравнений предлагается численное решение методом конечных разностей. Для этого разработана программа для ЭВМ "ТЕПЛО".

Для проведения типовых расчетов строится тепловая номограмма для каждой конструкции нефтепровода при помощи вышеуказанной программы.

Примеры типовых расчетов: Нефтепровод надземной прокладки диаметром 0,529 м с тепловой изоляцией из минеральной ваты ($\lambda_{из}$ = = 0,058 Вт/м °С; $\delta_{из}$ = 0,I6 м), оборудованный АСО.

Для данного нефтепровода строится тепловая номограмма (рис.I) с точностью определения удельной мощности $\pm$ I ÷ 2 Вт/м.

Тепловая номограмма для трубопровода диаметром 529 мм с тепловой изоляцией

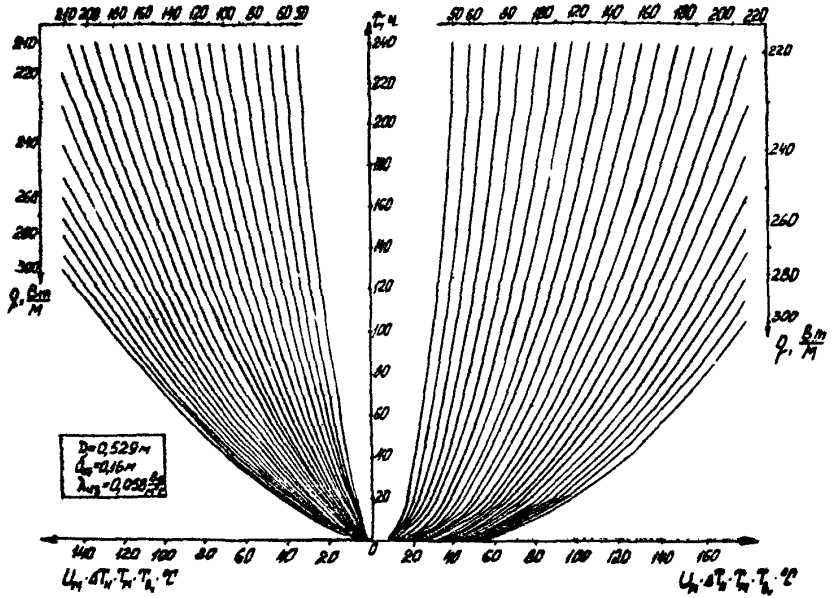

Рис.I

I. Требуется определить удельную мощность АСЭ, позволяющую разогреть застывшую нефть в остановленном нефтепроводе до рабочей температуры ($T_к$ = 40 °С) за десять суток при температуре воздуха равной -40 °С.

На оси абсцисс левого графика номограммы (рис.I) откладывается превышение температуры нефти равное 80 °С. Восстановив перпендикуляр из данного значения температуры до пересечения с ординатой, соответствующей времени разогрева-240 часам, по пересечении определяем удельную мощность АСЭ ~ II2 Вт/м, отвечающую поставленной задаче (для проверки достаточно провести контрольный просчет по программе "ТЕПЛО"). Продлив ординату на правый график до пересечения с линией соответствующей мощности (II2 Вт/м), на оси абсцисс находим температуру АСЭ ($t_м$ = 93 °С) $T_н$ = 53 °С.

II. Требуется определить температуру нефти остановленного на трое суток нефтепровода и удельную мощность АСЭ, позволяющую разогреть нефть в остановленном нефтепроводе до рабочей температуры за трое суток. Температура воздуха -20 °С.

Температуре нефти в остановленном надземном трубопроводе определяется по методике РД 39-30-I06I-84, разработанной во ВНИИСПТнефть.

Допустим, что нефть в трубопроводе остыла за трое суток до I0 °С ($t'_н$ = 30 °С). Из значений $t_м$ = 60 °С ($T_н$ = 40 °С) и $t'_м$ = 30 °С на оси абсцисс левого графика номограммы (рис.I) восстановливаем перпендикуляры до пересечения с кривыми удельных мощностей. Из всех мощностей выбираем ту, у которой при этом разность ординат будет равна ~ 72 часа. В данном случае эта мощность ~ I30 Вт/м, т.е. при помощи данной удельной мощности можно вывести трубопровод за трое суток на рабочий тепловой режим.

После окончания процесса разогрева и выхода трубопровода на рабочий режим, (температура нефти достигает 40 °С) удельная мощность АСЭ уменьшается до значения, соответствующего изотермическому режиму (режим "компенсации тепловых потерь"). В первом случае, при $T_в$ = -40 °С, удельная мощность будет равна - 66 Вт/м, во втором, при $T_в$ = -20 °С, — 50 Вт/м.

Приложение 2

ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Оптимальным расчетом перекачки нефти при любых возможных производительностях для трубопровода, оборудованного АСЭ, будет изотермический режим, т.е. начальная температура нефти должна равняться конечной.

Для создания данного режима удельная мощность АСЭ определяется по следующей формуле:

$$q = 2{,}2\,\frac{\pi\lambda_{из}}{\ln\frac{R+\delta_{из}}{R}+\frac{\lambda_{из}}{\alpha_в(R+\delta_{из})}}\,(T_н - T_в),$$

при этом температура АСЭ будет определяться по формуле

$$T_н = \frac{q\,\mathrm{cth}\left[\pi R\sqrt{\frac{\alpha_в\delta_{из}}{\lambda_{из}}}/\delta_{из}\right]}{2\lambda_{из}\sqrt{\frac{\alpha_в\delta_{из}}{\lambda_{из}}}} + T_в$$

Потери напора на трение при изотермическом режиме рассчитываются по общеизвестным методикам.

Для неизотермических режимов перекачки нефти по трубопроводам, оборудованным АСЭ, теплогидравлические параметры определяются методикой РД 39-30-480-80, разработанной во ВНИИСПТнефть.

Приложение 3

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Электрический расчет выполняется для определения радиуса трубы-теплонагревателя, его длины, величины тока и напряжения, необходимых для получения тепловой мощности, заданной тепловым расчетом. Расчет выполняется для труб и питающих кабелей, серийно выпускаемых промышленностью, для тока промышленной частоты.

Тепловая мощность $P_н$ $(Вт/м)$, выделяемая на единицу длины трубы-теплонагревателя при величине тока J, определяется по формуле

$$P_н = J^2\left(\sqrt{\frac{\rho\mu\mu_0 f}{2\pi r}} + \rho_к\right), \qquad (I)$$

где ρ – удельное сопротивление материала трубы-теплонагревателя;

μ – относительная магнитная проницаемость материала трубы-теплонагревателя;

μ_0 – магнитная проницаемость вакуума;

f – частота переменного тока;

r – внутренний радиус трубы-теплонагревателя;

$\rho_к$ – удельное сопротивление питающего кабеля.

На рис.2 приведены зависимости выделяемой мощности от радиуса трубы-теплонагревателя, полученные для рабочего диаметра токов питающего кабеля. Расчет выполнен при следующих значениях исходных данных:

$\rho = 2 \cdot 10^{-7}$ Ом.м,

$\mu = 1000$,

$\mu_0 = 1.256637 \cdot 10^{-6}$ Гн/м,

Удельная мощность тепловыделения
нагревателей АСЭ

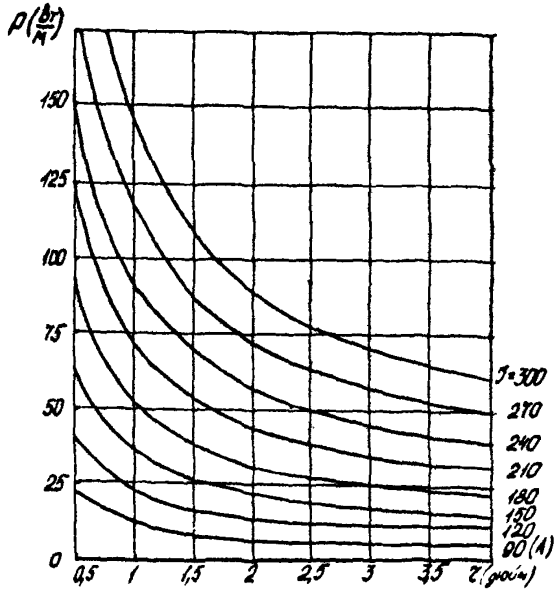

Рис. 2

f - 50 Гц,

$\rho_к = 0.364 \cdot 10^{-3}$ Ом.м

Для заннного $\rho_н$ по графику определяется набор труб-теплонагревателей и величин токов, обеспечивающих выделение необходимого количества тепла. Затем по графикам, приведенным на рис.2, определяется величина падения напряжения на трубе-теплонагревателе длиной 1000 метров для соответствующих значений радиусов и токов. Поскольку величина падения напряжения на активном сопротивлении пропорциональна его длине, то, учитывая ограничение на напряжение, можно определить максимально допустимую длину трубы-теплонагревателя при заданных величинах радиуса и тока

$$l_{max} = \frac{U_{max}}{U(r, I)} \qquad (2)$$

В соответствии с тепловыми расчетами, приведенными в примере приложения I, АСЭ должна обеспечивать следующее выделение тепловой мощности на единицу длины нефтепровода:

при $T_в$ = -40 °С Р = 112 Вт/м (разогрев в течение 10 суток);

при $T_в$ = -20 °С Р = 130 Вт/м (разогрев в течение 3 -х суток);

при $T_в$ = -40 °С Р = 66 Вт/м (изотермический режим);

при $T_в$ = -20 °С Р = 50 Вт/м (изотермический режим).

I. Рассмотрим случай, когда АСЭ состоит из 2-х труб-теплонагревателей. Тогда необходимые величины мощности Рн принимают значения 56 Вт/м, 66 Вт/м, 33 Вт/м и 25 Вт/м.

Для Рн = 56 Вт/м по графику, приведенному на рис.2, или по формуле (I) определяем для каждого значения радиуса труб величину тока, обеспечивающего получение необходимой мощности. Получим следующие значения:

γ	0,5	I	I.5	2	2.5	3	3.5	4
J	I39	I86	2I6	238	255	267	278	287

Пусть ограничение по длительно допустимому току составляет 270А, тогда трубы $\gamma = 3.5'$ и $\gamma = 4'$ не могут быть использованы и в дальнейшем исключаем их из рассмотрения.

По графику, приведенному на рис.3, определим величину падения напряжения на I км длины трубы-теплонагревателя для каждой пары чисел (γ, J). Получим значения, приведенные в таблице I. Учитывая, что максимально допустимое напряжение U_{max} = 3000В, получим по формуле (2) значения максимальных длин труб-теплонагревателей, которые также приведены в таблице I.

Таблица I

Результаты расчетов при $P_н$ = 56 Вт/м

γ (дюйм)	0,5	I	I,5	2	2,5	3	3.5	4
J (А)	I39	I86	216	238	255	267	278	287
U (В)	402	30I	259	235	2I9	208	-	-
ℓ_{max} (км)	7.5	I0.I	II.6	I2.8	I3.7	I4.4	-	-

Аналогично выполняются расчеты при $P_н$ = 65 Вт/м, результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты расчетов при $P_н$ = 65 Вт/м

γ (дюйм)	0.5	I	I.5	2	2.5	3	3.5	4
J (А)	I50	200	233	259	275	289	-	-
U (В)	434	324	280	256	-	-	-	-
ℓ_{max} (км)	6.9	9.3	I0.7	II.7	-	-	-	-

Падение напряжения на нагревателе АСЭ
(ℓ = 1000 м)

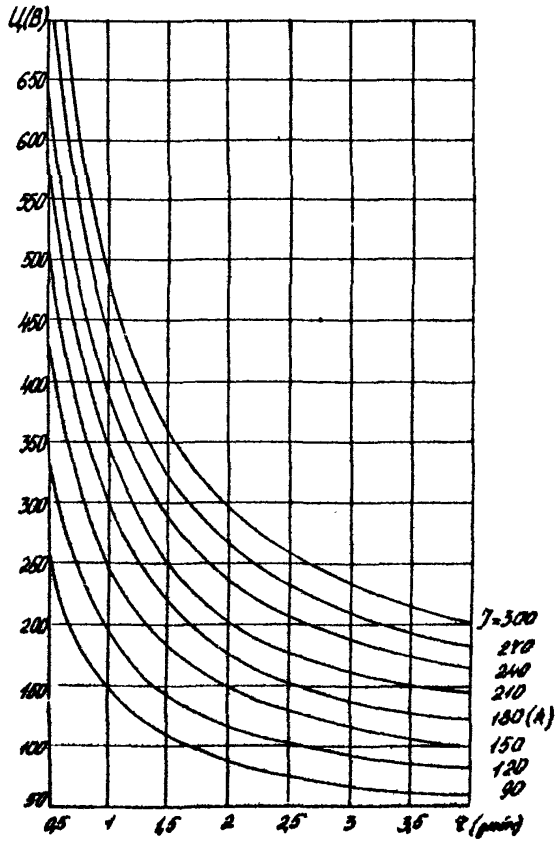

Рис. 3

Таким образом, набор допустимых радиусов труб уменьшился, при выбранных ограничениях по току и напряжению, максимальная длина трубы-теплонагревателя, которая может быть достигнута, составляет II.7 км.

Результаты расчетов при $P_н$ = 33 Вт/м и $P_н$ = 25 Вт/м приведены в таблицах 3 и 4 соответственно.

Таблица 3

Результаты расчетов при $P_н$ = 33 Вт/м				
r (дюйм)	0,5	I	I.5	2
J (А)	I07	I43	I66	I83
U (В)	309	232	I99	I8I

Таблица 4

Результаты расчетов при $P_н$ = 25 Вт/м				
r (дюйм)	0,5	I	I.5	2
J (А)	93	I24	I44	I59
U (В)	268	20I	I73	I57

Максимально допустимая длина трубы-теплонагревателя вычисляется для максимальной мощности, для остальных значений мощности эти вычисления можно не производить.

2. Рассмотрим теперь случай, когда АСЭ состоит из 3-х труб-теплонагревателей. Необходимые значения мощности $P_н$ в этом случае составляют 38 Вт/м, 44 Вт/м, 22 Вт/м, I7 Вт/м (округление выполнено до ближайшего большего целого).

Выполним сначала расчет для максимальной необходимой мощности $P_н$ = 44 Вт/м. Сравнение результатов, приведенных в таблицах 5 и 2, показывает, что с увеличением числа труб-теплонагревателей увеличивается их допустимая длина.

Таблица 5

Результаты расчетов при $P_н$ = 44 Вт/м

r (дюйм)	0,5	I	I,5	2	2.5	3	3.5	4
J (А)	I23	I65	I9I	2II	226	238	247	254
U (В)	355	267	229	209	I94	I86	I78	I73
ℓ_{max}(км)	8.5	II.2	I3.I	I4.4	I5.5	I6.I	I6.8	I7.3

Увеличение длины труб-теплонагревателей может быть достигнуто также путем увеличения их радиусов, однако при этом возрастает расход металла. Таким образом, увеличение допустимых длин труб-теплонагревателей приводит к увеличению металлоемкости, но к сокращению числа требуемых подстанций. Оптимальное соотношение радиуса труб-теплонагревателей и их длин может быть найдено путем решения оптимизационной задачи, обеспечивающей достижение минимальных затрат на строительство и эксплуатацию АСЭ.

Результаты расчетов, выполненные при $P_н$ = 38 Вт/м, 22 Вт/м, I7 Вт/м приведены в таблицах 6, 7 и 8 соответственно. В указанных таблицах для каждого значения радиуса трубы-теплонагревателя даны необходимые токи и напряжения, рассчитанные на I км длины трубы-

Таблица 6

Результаты расчетов при $P_н$ = 38 Вт/м

r (дюйм)	0,5	I	I.5	2	2.5	3	3.5	4
J (А)	II5	I53	I78	I95	2I0	22I	230	236
U (В)	332	248	2I4	I94	I8I	I72	I65	I6I

Таблица 7

Результаты расчетов при $P_н$ = 22 Вт/м

τ (дюйм)	0,5	I	I.5	2	2.5	3	3.5	4
J (А)	87	II7	I35	I49	I60	I68	I75	I80
U (В)	252	I89	I62	I48	I38	I3I	I26	I22

Таблица 8

Результаты расчетов при $P_н$ = I7 Вт/м

τ (дюйм)	0,5	I	I.5	2	2.5	3	3.5	4
J (А)	77	I02	II9	I3I	I4I	I48	I54	I58
U (В)	222	I66	I43	I30	I2I	II5	III	I08

теплонагревателя. При τ = 0,5 дюйма необходимый тепловой режим будет достигнут путем регулирования напряжения в диапазоне от (222·8,5) до (355·8,5), или примерно от I.9 кВ до 3 кВ. Промежуточные значения напряжения могут быть достигнуты путем плавного или ступенчатого регулирования.

Подписано к печати 26.0I.89г.
Формат 90х60/I6. Уч.-изд.л. I,7. Тираж 200 экз.
Заказ 27
Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru