МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО СОСТАВЛЕНИЮ РЕГЛАМЕНТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДА

РД 39 - 30 - 598 - 81

1981

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

Всесоюзный научно-исследовательский Институт по
сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов
(ВНИИСПТнефть)

Утверждено
первым заместителем мин
В.И.Игревским
3 сентября 1981

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО СОСТАВЛЕНИЮ РЕГЛАМЕНТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДА

РД 39-30-598-81

Уфа-1981

"Методическое руководство по составлению регламента технологического режима эксплуатации нефтепровода" разработано в развитие "Положения о регламенте технологических режимов эксплуатации магистральных нефтепроводов" (РД 39-30-49-78).

Базой для составления методического руководства явились:

- исследования отдела трубопроводного транспорта ВНИИСПТнефть;

- действующие общесоюзные и отраслевые стандарты и нормативные материалы;

- данные анализа фактических условий работы ряда магистральных нефтепроводов.

При разработке документа учтены предложения и замечания нефтепроводных управлений и проектных организаций Миннефтепрома.

"Методическое руководство..." разработано Ф.Г.Мансуровым, Б.Н.Голубевым, Р.С.Хабибуллиным, Р.Н.Саитгареевым.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Содержание введения регламента	4
3. Характеристика нефтепровода и перекачиваемой товарной нефти	5
4. Нормы технологических режимов	28
5. Порядок проведения технологического процесса	34
6. Контроль технологического процесса	35
7. Очистка нефтепровода	36
8. Учет и регистрация поставки нефти	37
Приложение. Формы таблиц регламента	39

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методическое руководство по составлению регламента технологического режима эксплуатации нефтепровода РД 39-30-598-81

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от "19" октября 1981 № 550

Срок введения установлен с 01.12.81.

Срок действия до 01.12.86.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящее руководство распространяется на все магистральные нефтепроводы, кроме нефтепроводов, на которых используются специальные методы перекачки (например, последовательная перекачка, перекачка с подогревом, перекачка высоковязких нефтей с разбавителями, перекачка нефтей, проявляющих неньютоновские свойства и т.д.).

I.2. Состав, структура и порядок составления технологического регламента нефтепровода определяется РД 39-30-49-78 "Положение о регламенте технологических режимов эксплуатации магистральных нефтепроводов". В Методическом руководстве приводятся способы определения основных параметров технологических режимов эксплуатации магистральных нефтепроводов, уточняется характер и объем информации, включаемой в подразделы и пункты регламента.

I.3. Последовательность изложения материала в Методическом руководстве соответствует разделу 3 "Положения о регламенте...". Названия разделов Методического руководства

в основном повторяют названия подразделов "Положения о регламенте...". Подразделы и пункты, содержание которых в "Положении о регламенте" раскрыто достаточно полно, в Методическом руководстве не приводятся.

2. СОДЕРЖАНИЕ ВВЕДЕНИЯ РЕГЛАМЕНТА

2.1. Назначение регламента

Регламент технологических режимов эксплуатации магистрального нефтепровода является нормативно-техническим документом, регулирующим порядок технологической эксплуатации нефтепровода, назначение технологических режимов и параметров его работы.

Для временного регламента указывается, на какой период он распространяется.

2.2. Цель регламента

Устойчивое ведение технологического процесса перекачки с высокими технико-экономическими показателями.

2.3. Область распространения

Указывается нефтепровод с головными, конечными сооружениями и ответвлениями, а также службы и подразделения нефтепровода, руководствующиеся в работе регламентом.

2.4. Кем составлен регламент

Перечисляются организации исполнители и соисполнители регламента, отмечается их вклад в проведенную работу.

2.5. На основе каких материалов составлен регламент

Указывается: "Положение о регламенте технологических режи-

мов эксплуатации магистральных нефтепроводов", исполнительная техническая документация нефтепровода, данные оперативно-диспетчерского контроля работы нефтепровода, результаты научно-исследовательских работ, литературные источники (методики, монографии, научные статьи) и т.п.

2.6. Перечень документов, которыми необходимо дополнительно руководствоваться

В перечень включаются важнейшие документы и распоряжения вышестоящих организаций, касающиеся выбора и поддержания технологических режимов эксплуатации магистрального нефтепровода, например, правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов, правила по технике безопасности и противопожарной безопасности, договора на условия поставки нефти с поставщиками и потребителями.

3. ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕПРОВОДА И ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ ТОВАРНОЙ НЕФТИ

3.1. Наименование нефтепровода, его длина, диаметр.

Приводится наименование нефтепровода, его протяженность головной станции до конечного пункта, условный диаметр.

3.2. Назначение

Указывается, нефти каких нефтедобывающих районов или месторождений транспортируются на пункты нефтепереработки, какого района страны.

3.3. Проектная производительность и фактическая пропускная способность

Приводится проектная производительность, соответствующая

остигнутой стадии развития, наличному составу сооружений и обо-удования нефтепровода. Указывается также проектная производи-ельность, которая будет достигнута в результате полного разви-ия нефтепровода.

В качестве фактической пропускной способности указывается роизводительность нефтепровода при данном его техническом сос-оянии, перекачке нефти со средними свойствами на максимальном ажиме в наиболее холодное время года. Определение фактической ропускной способности производится на основе изучения режима аботы нефтепровода в различные периоды года (п.4.2).

При определении годового объема перекачки суточная произ-одительность умножается на 350.

3.4. Размещение НПС по трассе нефтепровода, места путевых подключений и их высотные отметки

На основе исполнительной технической документации нефтепро-ода определяются с точностью до 0,I км расстояния по трассе от ПС до узлов подключения НПС к магистральному трубопроводу, до утевых подключений (сброс, подкачка), а также длины приемных и ыкидных трубопроводов от узлов подключения НПС до насосных. пределяются с точностью до 0,I м высотные отметки оси трубы на злах путевых подключений и приемных патрубков первых (по ходу ефти) магистральных насосов НПС.

3.5. Длины и эквивалентные диаметры линейных участков между НПС, рассчитанные по фактической раскладке труб

Длины участков между НПС и местами путевых подключений оп-еделяются, как разности их расстояний от ГПС с добавлением длин ыкидных и приемных трубопроводов НПС.

Эквивалентный диаметр - это внутренний диаметр простого од-

ниточного нефтепровода, равноценного (эквивалентного) по гидравлической характеристике рассматриваемому сложному нефтепроводу без отложений.

Эквивалентный диаметр определяется отдельно для каждого линейного участка нефтепровода, находящегося между НПС и узлами путевых подключений по данным таблицы фактической раскладки труб которая приводится в подразделе "Информационные материалы" приложения регламента (см.приложение, форма I).

Вычисляются внутренние диаметры труб:

$$D_i = D_{ni} - 2\delta_i , \qquad (I)$$

где D_{ni} – наружный диаметр труб, м;

δ_i – толщина стенки труб, м.

Эквивалентный диаметр нефтепровода или его части вычисляется по формулам:

для однониточного участка

$$D_{экв} = \left(\frac{L}{\sum_{i=1}^{n} \frac{\ell_i}{D_i^{5-m}}} \right)^{\frac{1}{5-m}} , \qquad (2)$$

где L – общая длина участка нефтепровода, м;

ℓ_i – суммарная длина труб на участке с внутренним диаметром D_i , м;

n – число труб равного диаметра;

для многониточного участка

$$D_{экв} = \left(\sum_{j=1}^{\gamma} D_{эj}^{\frac{5-m}{2-m}} \right)^{\frac{2-m}{5-m}} , \qquad (3)$$

где $D_{эj}$ – эквивалентный диаметр j -ой нитки;

γ – число параллельных ниток.

m – коэффициент, зависящий от режима течения жидкости; для турбулентного режима $m = 0{,}25$.

Для многониточного участка нефтепровода первоначально рассчитываются эквивалентные диаметры однониточных элементов по формуле (2), а затем по формуле (3) определяется эквивалентный диаметр многониточного участка.

Эквивалентный диаметр сложного линейного участка, состоящего из однониточных и многониточных элементов, определяют в два этапа. Вначале по формуле (3) подсчитывают эквивалентные диаметры многониточных участков. Затем по формуле (2) находят эквивалентный диаметр всего линейного участка. При этом в формулу (2) для многониточных элементов подставляют значения эквивалентных диаметров.

Размещение НПС и мест путевых подключений, их высотные отметки, длины и эквивалентные диаметры участков между НПС, с включением в них трубопроводов, идущих от НПС до узлов подключения, приводятся в регламенте в виде таблицы (приложение, форма 2).

3.6. Насосно-силовое оборудование НПС

Составляются таблицы, в которых по каждой НПС указываются: номера по технологической схеме основных и подпорных насосных агрегатов; тип (марка) насосов; завод изготовитель; подача, напор, число оборотов, потребляемая мощность (номинальные); тип установленных роторов (подача, диаметр); тип (марка) электродвигателей, завод изготовитель, мощность, число оборотов, номинальный КПД. Приводятся сведения о наличии резервных роторов к насосам в УМН (количество, подача, диаметр). Формы таблиц даны в приложении (формы 3,4,5,6).

Паспортные характеристики насосов (кривые зависимости напора, КПД, потребляемой мощности от расхода) и технологические схемы НПС дают в подразделе "Информационные материалы" регламента.

3.7. Резервуарная емкость головных и промежуточных НПС

Для каждой НПС в виде таблицы приводятся: номер резерву по технологической схеме; тип резервуара; геометрическая и п лезная емкость; допустимая производительность заполнения (от ки) $м^3/ч$; минимальные и максимальные допустимые уровни запол в зависимости от схемы работы резервуара (в емкость или с по ченной емкостью); высотные отметки днищ резервуаров; тип и к чество дыхательных клапанов (приложение, форма7).

Общая характеристика системы телемеханики и автоматики и системы управления нефтепровода

3.8. В краткой форме отмечается достигнутый уровень авт матизации и телемеханизации объектов магистрального трубопро да – линейной части, НПС, резервуарных парков. Приводится кр кая функциональная характеристика системы телемеханики с ука нием следующих ее возможностей:

– телеизмерения параметров перекачки, в том числе давле на всасывании, давление до регулирующего органа, давление в гистрали, мгновенное значение расхода, значения установок ре торов перекачивающих станций;

– передача производственно-статистической информации, в числе количество нефти в наличии, количество перекачанного п дукта, количество принятой нефти по источникам, количество н ти, сданной потребителю, наличие свободной емкости, расход эл троэнергии;

– телеуправления основными перекачивающими агрегатами, с ционными и линейными задвижками;

– телесигнализации положения основного и вспомогательно оборудования, станционных и линейных задвижек, приема и пуск очистных устройств;

- аварийной телесигнализации.

3.9. По насосным станциям отмечается наличие следующих систем автоматического управления, защиты и контроля с указанием применяемых приборов и систем автоматизации:

- автоматическая защита насосной при возникновении ситуаций, опасных для оборудования или персонала насосной или магистрального нефтепровода;

- автоматическая защита и управление каждым насосным агрегатом по заданной программе;

- автоматизация вспомогательных систем насосной;

- автоматическое регулирование давлений на всасывании и нагнетании;

- автоматическая защита от возникновения крутых волн давления на всасывании.

Физико-химическая характеристика перекачиваемой нефти

3.IO. Физико-химическая характеристика перекачиваемой нефти определяется по данным оперативного контроля качества или специального периодического отбора проб (2-3 раза в месяц) и последующего их лабораторного анализа. Данные берутся за один год, предшествующий началу составления регламента, по каждому источнику поступления нефти отдельно (при поступлении нефти от нескольких НГДУ, нефтепроводов - по каждому НГДУ, нефтепроводу).

3.II. Вязкость проб нефти определяется лабораторным анализом при нескольких (не менее трех) различных значениях температуры, охватывающих весь интервал изменения температуры нефти в трубопроводе. По результатам анализов строятся вязкостно-температурные кривые отдельных проб нефти. Зависимость вязкости от температуры может быть представлена также в виде формулы:

$$\ell g \ell g (\nu + b) = a + b \ell g t, \qquad (4$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости нефти при температуре t, $м^2/с$;

a, b – эмпирические коэффициенты.

На основе полученных кривых строится средняя вязкостно-температурная кривая нефти, точки которой находятся как среднее арифметическое из значений вязкости различных проб, взятых при одинаковой температуре:

$$\bar{\nu}_t = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \nu_{ti}, \qquad (5$$

где $\bar{\nu}_t$ – средняя вязкость при температуре t,

ν_{ti} – вязкость i-й пробы при температуре t,

n – число проб.

3.12. Плотность проб нефти определяется при одном значении температуры и приводится к стандартной температуре + 20°С. За термикой нефти служит средняя плотность, которая находится, среднее арифметическое из плотности отдельных проб.

Средняя плотность нефти при температуре t вычисляется по формуле:

$$\rho_t = \rho_{20} - \xi (t - 20), \qquad (6$$

где ρ_{20} – плотность нефти при температуре 20°С, $кг/м^3$;

ξ – температурная поправка (находится по таблицам).

3.13. Если по нефтепроводу или отдельным его участкам перекачиваются смеси нефтей, то физико-химические характеристики смесей определяются расчетом. Для расчета вязкостно-температурной зависимости смеси можно воспользоваться формулой:

$$\ell g \ell g (\nu_{см} + 0{,}8) = \sum_{i=1}^{n} k_i \ell g \ell g (\nu_i + 0{,}6), \qquad (7$$

где k_i – весовая концентрация i-й нефти в смеси;

$\nu_{см}, \nu_i$ – кинематическая вязкость смеси и компонентов, соответственно, $м^2/с$

S – число компонентов смеси.

Плотность смеси нефтей подсчитывается по формуле:

$$\frac{1}{\rho_{см}} = \sum_{i=1}^{S} \frac{k_i}{\rho_i}, \qquad (8)$$

где $\rho_{см}, \rho_i$ – плотность смеси и компонентов, соответственно.

Весовые концентрации k_i компонентов определяются на основе перспективных планов перекачки на срок действия регламента.

3.14. Степень подготовки нефти характеризуется предельным допустимым содержанием солей, воды и мехпримесей.

3.15. В физико-химической характеристике перекачиваемой нефти в виде таблицы (приложение, форма 8) указываются: максимальная допустимая упругость паров нефти; предельное допустимое содержание солей, воды и мехпримесей; средние значения плотности и вязкости нефти при температуре 20°С по участкам нефтепровода, на которых не имеется подкачки нефти с другими свойствами.

Зависимости вязкости и плотности нефти от температуры по источникам поступления и участкам нефтепровода приводятся в подразделе "Информационные материалы" регламента.

Температурный режим нефтепровода

3.16. Температурный режим нефтепровода зависит от многих факторов, из которых наиболее существенны: температура поступающей в нефтепровод нефти, производительность перекачки, вязкость перекачиваемой нефти, геометрические параметры (длина, диаметр) и глубина заложения нефтепровода, теплофизические свойства грунта, климатические условия. Ввиду сложности определения теплофизических свойств грунта и влияния климатических условий температурный режим нефтепровода на период действия регламента (про-

гнозируемый период) определяется на основе изучения фактическо го температурного режима нефтепровода за несколько лет (2-3 го да), предшествующих времени разработки регламента (базисный пе риод).

3.I7. Для изучения фактического температурного режима неф тепровода в базисном периоде производятся измерения температу- ры нефти в нефтепроводе на начальном и конечном пунктах, пунк- тах путевого поступления и сброса нефти, промежуточных НПС. На пунктах путевого поступления замер температуры осуществляется двух точках: до и после слияния потоков нефти. На каждом пункт замера температура определяется не менее I0 раз в месяц через равные промежутки времени.

Наиболее точное значение измеряемой температуры обеспечи- вают приборы контроля, датчики которых помещены непосредственн в поток нефти или в специально оборудованные "карманы". При оп ределении температуры в струе нефти, выпускаемой из нефтепровода измеренное значение температуры следует уменьшать на величину $\Delta t_д$, учитывающую повышение температуры нефти за счет потери энергии давления:

$$\Delta t_д = 0{,}005\, H_т, \qquad (9)$$

где $H_т$ – напор в трубопроводе в месте отбора нефти, м.

При обработке результатов измерений по каждому пункту зам ера определяются среднемесячные значения температуры:

$$t_м = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} t_i, \qquad (I0)$$

где t_i – результаты отдельного измерения, ^{o}C;

n – число измерений в месяц.

По результатам измерений температурного режима строятся графики изменения среднемесячных температур в течение года для каждого пункта замера температуры. Кривые изменения температур

разных лет базисного периода наносятся на совмещенные графики и приводятся в подразделе "Информационные материалы" регламента.

3.I8. Температурный режим нефтепровода в прогнозируемом периоде находится с учетом характера изменения технологических факторов (производительность, вязкость, начальная температура нефти, эквивалентный диаметр), оказывающих на него существенное влияние. Если указанные факторы в пределах базисного периода изменяются незначительно и их различие в базисном и прогнозируемом периодах несущественно, то на прогнозируемый период переносится средний температурный режим базисного периода. При наличии существенных изменений технологических факторов в пределах базисного периода или значительного отличия их в прогнозируемом периоде, по сравнению с базисным, температурный режим в прогнозируемом периоде определяется расчетом.

3.19. На нефтепроводах, имеющих путевые подключения, определение температурного режима ведется раздельно по частям нефтепровода, расположенным между пунктами поступления и сброса нефти, последовательно от начала нефтепровода к его концу.

3.20. Масштаб изменения технологических факторов в базисном периоде оценивается косвенно по величине разброса среднегодовых температур разных лет базисного периода. По каждому пункту замера температуры определяются среднегодовые температуры каждого года базисного периода:

$$t_г = \frac{1}{12}\sum_{i=1}^{12} t_{мi}\,, \qquad (II)$$

где $t_{мi}$ - среднемесячная температура i-го месяца.

Вычисляется среднегодовая температура нефтепровода (части). При замере температуры только в начале и конце нефтепровода (части) среднегодовая температура находится по формуле:

$$t_{сг} = \frac{1}{3}\left(t_{нг} + 2t_{кг}\right), \qquad (I2)$$

где $t_{нг}, t_{кг}$ – среднегодовая температура в начале и конце нефтепровода (части).

При наличии пунктов замера температуры на трассе нефтепровода (части) средняя годовая температура находится по зависимости:

$$t_{сг} = \frac{1}{\ell_н}\left[\frac{1}{2}\ell_1 t_{г1} + \ldots + \frac{1}{2}(\ell_{i-1} + \ell_i) t_{гi} + \ldots + \frac{1}{2}\ell_к t_{гк}\right], \quad (I$$

где $\ell_н$ – длина нефтепровода (части);

ℓ_i – расстояние от i-го до следующего пункта замера.

Среднегодовые температуры различных лет базисного периода сравниваются между собой. Если разность между наибольшей и наименьшей температурами не превышает $5^{\circ}C$, то изменение технологических параметров в базисном периоде считается несущественным. При большем разбросе среднегодовых температур в базисном периоде необходим расчет температурного режима в прогнозируемом периоде.

3.2I. В случае несущественного изменения технологических факторов в базисном периоде проводится оценка их изменения в прогнозируемом периоде в сравнении с базисным периодом. Находятся средние значения массового расхода $G_б$, вязкости $\nu_б$, начальной температуры $t_{нб}$ и эквивалентного диаметра $D_б$ нефтепровода (части) в базисном периоде и соответствующие значения $G_п$, $\nu_п$, $t_{нп}, D_п$ – в прогнозируемом. Средние значения $G_б$, $\nu_б$, $t_{нб}, D$ определяются под данным последнего года базисного периода.

Средний массовый расход $G_б$ находится делением перекачанного за год количества нефти на календарное время года.

Вязкость $\nu_б$ берется по усредненной вязкостно-температурной кривой перекачиваемой нефти при среднегодовой температуре нефтепровода (части), определяемой по формулам (I2), (I3).

В качестве $t_{нб}$ принимается среднегодовая температура нефти в начале нефтепровода (части), полученная в результате обра-

ботки замеров температуры.

Эквивалентный диаметр $D_э$ определяется расчетом (п.3.5) по состоянию на конец базисного периода.

Средний массовый расход нефти $G_п$ прогнозируемого периода определяется на основе плановых заданий. Плановое количество перекачиваемой нефти делится на календарное время прогнозируемого периода. При наличии в начале нефтепровода (части) нескольких источников поступления нефти оценивается доля каждого источника в общем поступлении нефти:

$$\tau_i = \frac{G_i}{\sum_{i=1}^{n} G_i}, \qquad (14)$$

где G_i – количество нефти, поступающее в течение прогнозируемого периода от i-го источника;

n – число источников.

Расчет средней вязкости нефти прогнозируемого периода $\nu_п$ ведется на основе вязкостно-температурных кривых нефтей различных источников поступления, построенных на основе результатов контроля вязкости в последнем году базисного периода. По кривым находятся значения вязкости нефти каждого источника ν_i при температуре, равной среднегодовой температуре нефтепровода (части) последнего года базисного периода. Средняя вязкость $\nu_п$ определяется по формуле:

$$lg\,lg(\nu_п + 0{,}6) = \sum_{i=1}^{n} \tau_i\, lg\,lg(\nu_i + 0{,}6), \qquad (15)$$

где τ_i – доля i-го источника в поступлении нефти прогнозируемого периода;

n – число источников поступления нефти.

Среднегодовая начальная температура нефти прогнозируемого периода определяется по зависимости:

$$t_{нп} = \sum_{i=1}^{n} \gamma_i t_{нi}, \qquad (I6)$$

где $t_{нi}$ – среднегодовая температура нефти, поступающей от i-г источника.

Если i-м источником служит предыдущая часть нефтепровода, температурный режим которой на прогнозируемый период определялся расчетом, то в качестве $t_{нi}$ принимается расчетная среднегодовая температура нефти конца предшествующей части нефтепровода. В остальных случаях в качестве $t_{нi}$ принимается среднегодовая температура последнего года базисного периода.

Эквивалентный диаметр $D_б$ определяется расчетом (п.3.5) по состоянию на конец прогнозируемого периода с учетом предполагаемого ввода лупингов и резервных ниток после окончания базисного периода. Для оценки изменения технологических параметров в прогнозируемом периоде находится изменение начальной температуры

$$\Delta t_н = t_{нп} - t_{нб} \qquad (I7)$$

и относительное изменение других параметров:

$$\delta G = \frac{G_п - G_б}{G_б}; \qquad (I8)$$

$$\delta \nu^m = \frac{\nu_п^m - \nu_б^m}{\nu_б^m}; \qquad (I9)$$

$$\delta D = \frac{D_п - D_б}{D_б}. \qquad (20)$$

Вычисляется выражение:

$$F = \left| \frac{\Delta t_н}{\varepsilon_t} + \frac{\delta G}{\varepsilon_G} + \frac{\delta \nu^m}{\varepsilon_\nu} + \frac{\delta D}{\varepsilon_D} \right|, \qquad (21)$$

где $\varepsilon_t, \varepsilon_G, \varepsilon_\nu, \varepsilon_\Delta$ – параметры, определяемые по графикам (рис.I,2,3,4) в зависимости от величин $\frac{\ell}{G_\delta}$ и $i_\delta G_\delta$;

ℓ – длина нефтепровода (участка), м;

G_δ – средний расход базисного периода, кг/ч;

i_δ – гидравлический уклон в базисном периоде, м/м;

$$i_\delta = \beta \frac{\nu_\delta^m Q_\delta^{2-m}}{D_\delta^{5-m}}; \qquad Q_\delta = \frac{G_\delta}{3600\rho_\delta},$$

ρ_δ – плотность нефти при среднегодовой температуре базисного периода, кг/м^3.

Если $F>5$, то отличие технологических параметров в прогнозируемом периоде значительное и необходим расчет температурного режима прогнозируемого периода.

При $F\leq 5$ температурный режим в прогнозируемом периоде принимается такой же, как в базисном периоде.

3.22. В последнем случае по каждому пункту замера температуры определяются среднемесячные температуры базисного периода:

$$t_M = \frac{1}{K}\sum_{i=1}^{K} t_{Mi}, \qquad (22)$$

где t_{Mi} – среднемесячная температура i-го года базисного периода;

K – число лет в базисном периоде.

Если измерение температуры на одной или нескольких соседних промежуточных НПС не проводилось, то среднемесячные значения температуры для указанных пунктов определяются расчетом.

При небольшой разности температур $(|t_н - t_к|) \leq 5°C$ на участке нефтепровода, расположенном между соседними пунктами замера температуры, среднемесячная температура на промежуточных НПС находится по линейной зависимости:

$$t_x = t_н + (t_к - t_н)\frac{\ell_x}{\ell}, \qquad (23)$$

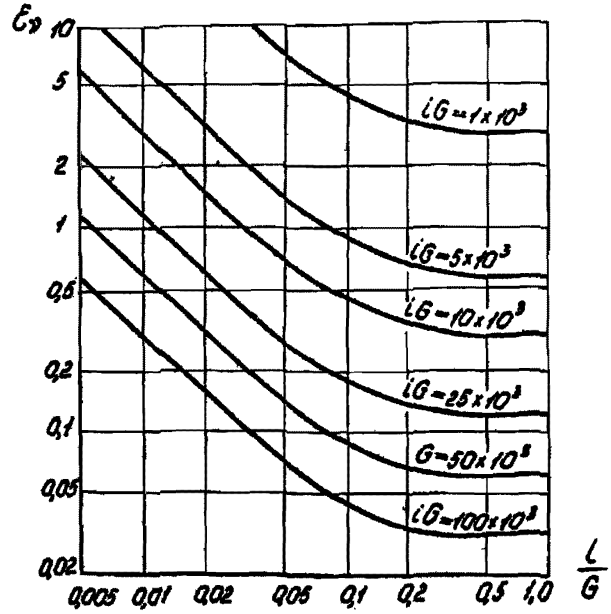


Рис.I. График для определения параметра ε_y

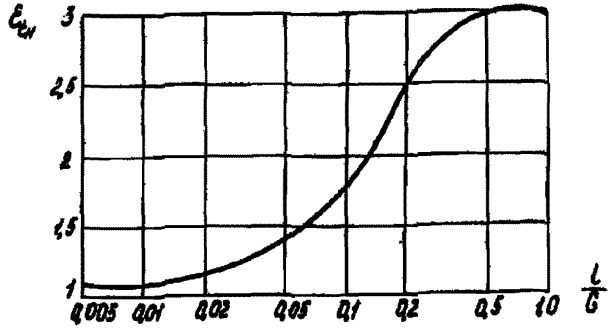


Рис.2. График для определения параметра ε_{cu}

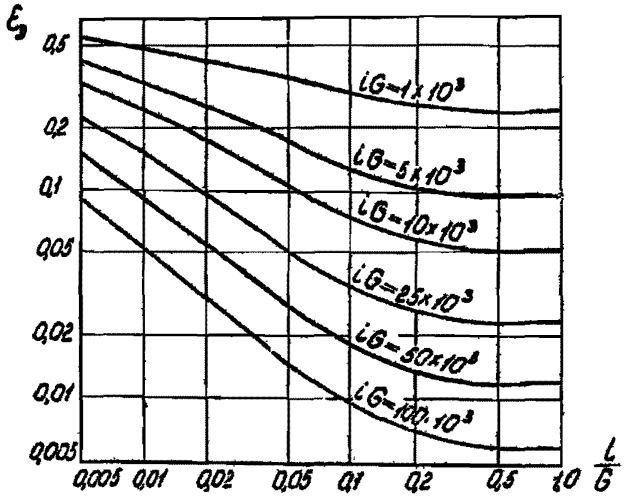


Рис.3. График для определения параметра ε_p

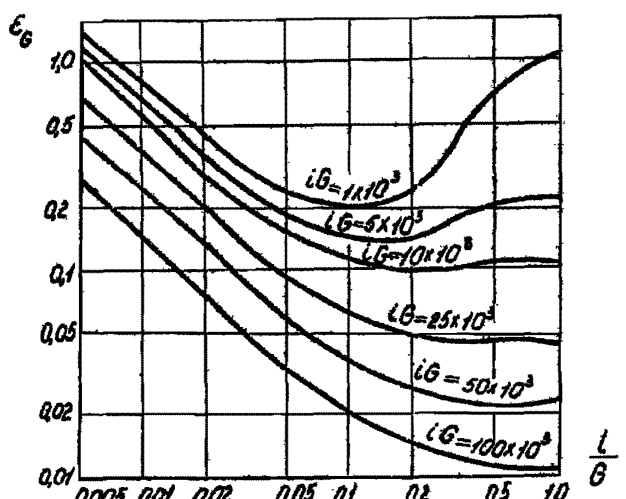


Рис.4. График для определения параметра ε_G

где $t_н(t_к)$ – среднемесячная температура нефти на ближайшем к НПС пункте замера, расположенном ближе к началу (концу) нефтепровода, °С;

l_x – расстояние от пункта замера температуры $t_н$ до промежуточной НПС;

l – общая длина участка нефтепровода, расположенного между пунктами замера температуры $t_н, t_к$;

При значительной разности температуры на участке ($|t_н - t_к|$) расчет ведется по формуле:

$$\ln\frac{t_н - t_0 - A}{t_к - t_0 - A} = \frac{K\pi D l}{G C_p}, \qquad (24)$$

где t_0 – среднемесячная температура грунта на глубине заложения оси нефтепровода по многолетним данным. Температура грунта t_0 на отдельных участках нефтепровода, расположенных между пунктами замера температур $t_н$ и $t_к$, может быть различной.

Для расчета берется средняя температура:

$$t_0 = \frac{1}{l}\sum t_{0i} l_i, \qquad (25)$$

t_{0i} – среднемесячная температура грунта на i-м участке нефтепровода;

l_i – длина i-го участка;

K – среднемесячное значение полного коэффициента теплопередачи от нефти в грунт, ккал/м^2 ч °С;

D – эквивалентный диаметр рассматриваемого участка нефтепровода;

G – среднемесячный массовый расход, получаемый делением перекачанного за месяц количества нефти на календарное время, кг/ч;

C_p – массовая теплоемкость нефти, ккал/кг ^{o}C;

$A = \frac{Gi}{K\pi DE}$;

E – механический эквивалент тепла, $E = 427 \frac{кгм}{ккал}$;

i – средний гидравлический уклон на участке,

$i = \beta \frac{\nu^m Q^{2-m}}{D^{5-m}}$,

Q – объемный расход, $м^3/с$;

$Q = \frac{G}{\rho \cdot 3600}$;

ρ – средняя плотность нефти, $кг/м^3$;

ν – вязкость кинематическая при средней температуре нефти на участке, $м^2/с$.

3.23. Расчет по формуле (24) ведется в следующей последовательности.

Определяется средняя температура нефти на участке по формуле:

$$t_{ср} = \frac{1}{3}(t_н + 2t_к). \qquad (26)$$

По вязкостно-температурной кривой находится средняя вязкость нефти при $t_{ср}$. Определяется плотность нефти при $t_{ср}$. Определяются по формуле значения i. Подставляя в зависимость (24) в качестве l длину участка нефтепровода, расположенного между пунктами замера температур $t_н$, $t_к$, находят коэффициент теплопередачи K. Так как величина K входит в правую и левую части зависимости (24) и не выражается в явном виде, определение K производится методом итераций. Сначала определяется значение K по приближенной зависимости:

$$K_1 = \frac{G_{ср}(t_н - t_к) + \frac{Gil}{E}}{\pi D \ell (t_{ср} - t_о)} \quad . \qquad (27)$$

Приближенное значение K, подставляется в левую часть выражения (24), а на правой части находится новое значение K, которое снова подставляется в левую часть выражения (24). Вычисление продолжается до совпадения последовательных значений K. Если при указанном порядке вычислений результаты расходятся, то необходимо расчет продолжить, подставляя приближенное значение K в правую часть выражения (24) и находя новое значение K из левой части.

После определения коэффициента K, подставляя в выражение (24) вместо ℓ величину ℓ_j (расстояние от пункта замера температуры $t_н$ до j-й промежуточной НПС), находит значение $t_к$, которое предоставляет искомую температуру нефти на j-й промежуточной НПС.

В случае невозможности определить величину K при обоих порядках подстановки приближенных значений в выражение (24) расчет среднемесячной температуры нефти на промежуточных НПС производится по формуле (23).

3.24. Расчет температурного режима прогнозируемого периода производится следующим образом.

На основе известных среднемесячных значений технологических параметров (температуры на пунктах замера, температуры грунта по многолетним данным, массового расхода, вязкости и плотности нефти, эквивалентного диаметра) по зависимостям (24) и (27) указанным выше методом определяются среднемесячные значения полного коэффициента теплопередачи для каждого месяца базисного периода. Коэффициент теплопередачи находится отдельно для каждого участка нефтепровода, заключенного между соседними пунктами контроля температуры. Если разность начальной и конечной температур на

участке невелика ($|t_н - t_к| \leqslant 5^{o}C$), то расчет ведется по формуле (27). При более значительной разности температур используется зависимость (24).

По найденным значениям K определяются среднемесячные значения базисного периода:

$$K_{ср} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} K_i , \qquad (28)$$

где K_i – значение K в i-м году базисного периода;

n – число лет базисного периода.

Температура в начале нефтепровода в прогнозируемом периоде находятся по формуле:

$$t_{нк} = \sum_{i=1}^{n} r_i t_{нi} , \qquad (29)$$

где $t_{нi}$ – среднемесячная температура нефти i-го источника поступления по данным последнего года базисного периода.

Среднемесячная температура в конце нефтепровода (или его части, расположенной между началом и первым путевым подключением) находится по зависимости:

$$t_к = t_0 + A + (t_н - t_0 - A)e^{-\frac{K\pi D\ell}{GC_р}} , \qquad (30)$$

где $A = \frac{Gi}{K\pi D E}$;

$$i = \rho \frac{\nu^m Q^{2-m}}{D^{5-m}} .$$

Ввиду зависимости ν от $t_к$ решение осуществляется методом итерации. Первое приближение $t_{к1}$ может быть найдено из зависимости (30) при условии $A = 0$. Далее вычисляется средняя температура нефти нефтепровода (части) по формулам:

при $|t_н - t_{к1}| \leqslant 5^{o}C$, $t_{ср} = \frac{1}{2}(t_н + t_{к1})$; (31)

при $|t_н - t_{к1}| > 5^{o}C$, $t_{ср} = \frac{1}{3}(t_н + 2t_{к1})$. (32)

По вязкостно-температурной кривой, построенной для прогнозируемого периода, находится вязкость нефти при средней температуре. Вычисляется средний гидравлический уклон и параметр А. По зависимости (30) находится уточненное значение температуры нефти в конце нефтепровода (части). Вычисление продолжается до совпадения последовательных значений $t_к$. После этого, подставив в зависимость (30) последнее из расчетных значений параметра А и вместо l расстояние l_j от начала нефтепровода до j-й промежуточной НПС, находят среднемесячные температуры нефти на промежуточных НПС.

Расчет температурного режима следующей части нефтепровода производится аналогично. В этом случае при расчете начальной температуры необходимо учитывать, что температура нефти, поступающей из предшествующей части нефтепровода, принимается равной расчетной температуре нефти в конце предшествующей части нефтепровода.

На основе найденных среднемесячных температур нефти НПС и пунктов путевых подключений по формулам (31), (32) определяют среднемесячные температуры нефти на участках нефтепровода, расположенных между указанными пунктами. Среднемесячные температуры нефти на участках с разбивкой по месяцам года приводятся в виде таблицы в п."Температурный режим нефтепровода" регламента (Приложение, форма 9).

Характер изменения гидравлических характеристик участков нефтепровода в период между очистками его полости

3.25. Характер изменения гидравлических характеристик участков нефтепровода устанавливается на основе данных по характеристике нефти (п.3.15), температурному режиму (п.3.24) и величинам

эффективных диаметров. Эффективные диаметры участков нефтепровода между НПС определяются по фактическим параметрам, которые берутся за год, предшествующий началу составления регламента.

3.26. В случаях, когда перекачка по участку нефтепровода ведется с пониженной скоростью (менее I м/с) или не производится регулярная очистка внутренней полости нефтепровода от отложений, эффективный диаметр определяется следующим способом.

По диспетчерским данным в каждом месяце выбираются 5-I0 промежутков времени, продолжительностью 8-24 часа, в пределах которых параметры перекачки (расход, давления) существенно не меняются. Фиксируются давления в начале и конце участков НПС и объемы перекачки по двухчасовым замерам. Вычисляются средние напоры в начале и в конце участков НПС и средний объемный расход за весь промежуток времени.

Эффективный диаметр для каждого промежутка времени находится по формуле:

$$D_{эф} = \left(\frac{0{,}0251 \cdot Q^{2-m} \nu^{m} L}{H - h - \Delta Z} \right)^{\frac{1}{5-m}} , \qquad (33)$$

где L – длина участка нефтепровода, м;

Q – средний объемный расход, $м^3/с$;

H – средний напор в начале участка, м;

h – средний напор в конце участка, м;

ΔZ – разность геодезических отметок конца и начала участка нефтепровода, м;

ν – коэффициент кинематической вязкости при среднемесячной температуре участка нефтепровода (определяется по данным п.3.I5, 3.I7, 3.22), $м^2/с$.

Определяется среднемесячное значение эффективного диаметра:

$$D_{эф} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} D_{эф\,i} , \qquad (34)$$

где $D_{эфi}$ – значение эффективного диаметра в i-м промежутке времени;

n – число промежутков в месяце.

В пункте регламента "Характер изменения гидравлических характеристик участков нефтепровода в период между очистками его полости" приводятся среднемесячные значения эффективного диаметра, вязкости и плотности для каждого месяца года по всем участкам НПС в виде таблицы (Приложение, форма 10).

3.27. Если скорость перекачки более 1 м/с и производится регулярная очистка нефтепровода скребками, то эффективный диаметр определяется на основе результатов оценки состояния полости нефтепровода, проводимой в соответствии с руководством по очистке магистральных нефтепроводов (РД 39-30-295-79), перед очистками и после их проведения в году, предшествующем началу составления регламента.

Находится среднее значение эффективного диаметра после очистки:

$$D_{эф1} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} D_{эф1i}, \qquad (35)$$

где $D_{эф1i}$ – величина эффективного диаметра после i-го пропуска очистного устройства;

n – число пропусков очистного устройства.

Определяется среднее значение эффективного диаметра перед очисткой:

$$D_{эф2} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} D_{эф2i}, \qquad (36)$$

где $D_{эф2i}$ – величина эффективного диаметра перед i-м пропуском очистного устройства.

Средний эффективный диаметр $d_{ср}$ в прогнозируемом периоде находится по зависимостям

при $D_{эф2} \geq 0{,}99\,D_{эф1}$ $D_{ср} = \frac{1}{2}(D_{эф1} + D_{эф2})$; (37)

при $D_{эф2} < 0{,}99\,D_{эф1}$ $D_{ср} = \frac{1}{2}(D_{эф1} + 0{,}99\,D_{эф1})$. (38)

Для данного случая в разделе регламента „Характер изменения гидравлических характеристик участков нефтепровода в период между очистками его полости" указываются средние эффективные диаметры, среднемесячные значения вязкости и плотности нефти для каждого месяца года по всем участкам НПС.

4. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

4.1. Предельно допустимые параметры перекачки устанавливаются проектом нефтепровода.

В случае каких-либо отклонений от проектных решений (например, при строительстве, реконструкции и т.д.) производится уточнение предельно допустимых параметров перекачки.

Максимально допустимое рабочее давление на выходе НПС (после регулирующего органа) принимается в соответствии с главами СНиП II-45-75 и III-42-80 с учетом фактической раскладки труб и фактических испытательных давлений.

Максимально допустимое рабочее давление на выходе насосов (в коллекторе до регулирующего органа) устанавливается в соответствии с главой СНиП II-45-75 в 1,25 раза ниже фактического испытательного давления напорных трубопроводов с учетом прочностных характеристик корпусов насосов и напорных задвижек.

Минимально допустимое рабочее давление на приеме НПС определяется по методике ВНИИСПТнефть, приведенной в "Унификации технологических расчетов по магистральным трубопроводам для нефти и нефтепродуктов" с учетом вязкости и упругости паров перека-

чиваемой товарной нефти. Данные по предельно допустимым параметрам перекачки по всем НПС отражаются в таблице (Приложение, форма II).

4.2. Рациональные варианты технологических режимов работы приводятся отдельно для каждого эксплуатационного участка нефтепровода для различных периодов года и значений производительности.

Годовой цикл эксплуатации нефтепровода разбивается на такие периоды, в течение которых его характеристики существенно не изменяются. В качестве периодов могут быть приняты месяцы года, но как показали исследования действительных условий и технологических режимов эксплуатации ряда магистральных нефтепроводов, требованиям практики вполне удовлетворяет разбивка годичного цикла на три периода: зимний, весенне-осенний и летний. В периоды группируются отрезки времени (месяцы), в которых температурные режимы нефтепровода существенно не отличаются (разница в температурах не более 7^{0}С). В зимний период, как правило, включаются январь, февраль, март месяцы; в весенне-осенний – апрель, май, ноябрь и декабрь, в летний – июнь, июль, август, сентябрь и октябрь месяцы. В зависимости от условий работы нефтепровода группировка может быть и иной.

Для каждого периода задается ряд наиболее экономичных режимов, включающий работу нефтепровода в любых возможных ситуациях.

Выбор режимов может производиться любыми известными методами, но эти методы должны обеспечивать выбор так называемых "фиксированных режимов" – режимов без дросселирования, с такими распределениями общего требуемого напора между НПС, при которых суммарная стоимость потребляемой на перекачку энергии минимальная. То есть, должны быть выбраны такие комбинации включения насосов на насосных, при которых суммарные затраты на перекачку минимальные.

Например, может быть использована методика и программа "ОРТПМ-I", разработанная лабораторией эксплуатации трубопроводов отдела трубопроводного транспорта и вычислительным центром ВНИИСПТнефть, которая отвечает приведенным требованиям.

Программа "ОРТПМ-I" *) написана на алгоритмическом языке "Фортран". Рабочая программа и исходные данные вводятся с перфокарт.

При реализации программы используются следующие внешние устройства процессора:

- устройство ввода информации с перфокарт;
- устройство вывода на печать;
- пультовая пишущая машинка;
- внешний накопитель с прямым доступом на магнитных дисках.

Задача решается на ЭВМ "ЕС-1020", "ЕС-1022" с использованием транслятора "Фортран IУ". Программа составлена и реализована средствами математического обеспечения ДОС-ЕС. При решении задачи используются стандартные модули "Фортран IУ", предназначенные для вычисления различных математических функций и служебных действий.

Для решения задачи вводятся данные по технической характеристике нефтепровода (участка): длина и диаметры линейных участков (п.3.5), геодезические отметки насосных (п.3.4), оборудование насосных и их характеристики (п.3.6), ограничения по технологическим параметрам: минимально и максимально допустимые напоры на приемах и выходах насосных (п.4.I); данные по свойствам перекачиваемой нефти: вязкость и плотность (п.п.3.I0-3.I5); стоимость единицы энергии на насосных.

---

*) Пакет программы с инструкцией по эксплуатации может быть выслан заинтересованным организациям по официальному запросу.

В программе предусмотрено максимальное количество

периодов времени - 12;

линейных участков нефтепровода - 10;

комбинаций включения насосов на одной насосной - 15;

типов насосов (роторов) - 10;

значений напора, а также и КПД для насоса одного типа -29.

Для каждого периода времени задаются свои значения диаметров линейных участков, вязкости и плотности перекачиваемой нефти. Остальные данные по периодам не изменяются.

Если необходимо рассчитать режимы до максимальной производительности (пропускной способности) нефтепровода, то в качестве верхней границы диапазона, в котором требуется рассчитать режимы, задается любое число, заведомо больше пропускной способности. Режимы рассчитываются отдельно для каждого эксплуатационного участка (перегона), работающего на независимом режиме.

Для упрощения программы условно принято, что на всех НПС установлено по 5 насосов. На головной насосной четыре основных и один подпорный насос , два или три параллельно работающих подпорных насоса считаются как один насос. На промежуточных НПС в качестве пятого насоса используется фиктивный насос с напором, равным нулю, и КПД, равным единице при всех значениях производительности. Поэтому в общее число типов насосов включается один такой насос. Если насосная находится в неработоспособном состоянии или необходимо рассмотреть случай, когда она не работает,то принимается, что насосная оборудована только такими (фиктивными) насосами.

Характеристики насосов, зависимость их напоров и КПД от расхода вводятся табличко. КПД двигателей принят постоянным.

Результаты расчетов выводятся в виде таблиц для каждого значения расхода.

Программа позволяет для нескольких (до I2) периодов рассчитать ряд режимов для заданных с определенным шагом значений производительности перекачки в требуемом диапазоне. Производится анализ полученных режимов, и из них отбираются "фиксированные". Анализ может заключаться в простроении графиков зависимости стоимости перекачки от расхода и нахождении точек, наиболее близко лежащих к плавной кривой, проведенной через самые правые и нижние точки. Эти точки соответствуют режимам с наилучшими показателями и включаются в рекомендуемый ряд режимов. По каждому режиму приводятся параметры, указанные в приложении (форма I2).

4.3. Для выбора оптимального варианта оснащения насосных по типу и размеру рабочих колес насосов рассматривается несколько вариантов оснащения насосных. Выбор оптимального варианта производится, как правило, путем последовательного сопоставления вариантов. Предварительно задается любой (например, существующий) вариант оснащения. Рассчитываются режимы для различных периодов года и значений производительности (близких к пропускной способности нефтепровода). Проводится их анализ, на основе которого задается другой скорректированный вариант. Рассчитываются режимы для этого варианта, проводится их анализ и сопоставление результатов по вариантам и так далее, пока не будет найден вариант, удовлетворяющий всем требованиям и обеспечивающий выбор необходимого, достаточно большого количества экономичных режимов в рабочем диапазоне по производительности, удобство (плавность) перехода с одного режима на другой с минимальным количеством переключений.

При назначении вариантов, анализе и сопоставлении результатов расчетов по ним необходимо руководствоваться следующими соображениями.

Заданный вариант должен обеспечивать работу насосных без

дросселирования. При наличии дросселирования необходимо стремиться исключить его путем замены большего числа работающих насосов с меньшими рабочими колесами на меньшее число насосов с большими колесами, только при невозможности этого - путем уменьшения размеров рабочих колес некоторых насосов.

Выбор достаточно большого числа "фиксированных режимов" и плавный переход с одного режима на другой обеспечиваются при оснащении насосов НПС рабочими колесами разного размера. Достаточно хорошие результаты получаются уже при оснащении насосов каждой из НПС колесами двух размеров (на двух насосах - колеса одного размера, а на двух других - другого).

Из имеющегося набора роторов максимально должны использоваться рабочие колеса с наибольшими размерами, имеющие, как правило, наибольшие КПД. При этом общее количество работающих на всех станциях насосов будет минимальным. То есть, из двух вариантов, имеющих одинаковые показатели по затратам на потребляемую энергию, необходимо выбирать тот, в котором работает меньшее число насосов.

По возможности на головной насосной, если она не лимитирующая, необходимо создавать напор меньше предельно допустимого. На насосных, где стоимость энергии выше, должны создаваться минимально возможные дифференциальные напоры.

В регламент вносятся наилучший вариант оснащения насосных и ряд "фиксированных" режимов для каждого периода года при этом оснащении.

5. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Порядок пуска и остановки нефтепровода, отдельных НПС и насосных агрегатов при нормальных условиях

5.1. Приводятся применяемые программы запуска насосных агрегатов (на открытую, приоткрытую или закрытую задвижку) и основные принципы, определяющие порядок пуска и остановки нефтепровода:

- остановка насосной станции осуществляется отключением насосных агрегатов, начиная с последнего по ходу движения нефти;

- пуск насосной станции в работу производится поочередным включением насосных агрегатов, начиная с первого по ходу движения нефти;

- пуск нефтепровода осуществляется последовательным включением насосных агрегатов, начиная с головной насосной станции; при этом вывод нефтепровода на заданный режим работы, как правило, проводится в несколько этапов: вначале на каждой станции запускаются по одному агрегату, затем включаются вторые агрегаты и т.д. до выхода нефтепровода на заданный режим работы;

- остановка нефтепровода также осуществляется, начиная с головной насосной станции, последовательным отключением насосных агрегатов, вначале на первой станции, затем на второй и т.д. до полной остановки нефтепровода.

Порядок перехода с одного режима на другой при изменении производительности

5.2. Приводятся безопасные диапазоны значений давлений на нагнетании и всасывании каждой НПС, в пределах которых осуществляются операции включения (отключения) насосных агрегатов при

пуске, остановке или изменении режима работы нефтепровода, а также основные принципы, определяющие порядок перехода с одного режима работы трубопровода на другой:

- перевод нефтепровода с одного режима работы на другой производится поочередным переводом насосных станций на новый режим, начиная с головы нефтепровода;

- переход нефтепровода на режим с пониженной производительностью осуществляется в два этапа: вначале, если на новом режиме число работающих насосов меньше, отключаются лишние агрегаты, затем по необходимости производится замена одного работающего агрегата на другой;

- переход на режим с более высокой производительностью производят также в два этапа; однако в этом случае переключения насосных агрегатов осуществляют в обратном порядке (вначале замена насосов, затем включение необходимых дополнительных агрегатов).

6. КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

6.1. Приводятся данные, отражающие объем, периодичность и порядок проведения контроля параметров технологических режимов, а также вопросы регистрации результатов контроля и краткая функциональная характеристика применяемых технических средств контроля.

6.2. Перечень параметров, по которым осуществляется контроль технологических режимов перекачки:

- расход;
- физико-химические показатели перекачиваемой нефти;
- комбинации включения в работу насосных агрегатов по НПС;
- давление на приемах НПС;

- давление на выходах насосов;

- давление на выходе НПС;

- расход электроэнергии.

6.3. Данные по объему и периодичности контроля параметров технологических режимов на НПС, РНУ и УМН оформляются в виде таблицы, приведенной в приложении (форма I3).

6.4. Приводятся формы документов, в которых регистрируются результаты контроля параметров перекачки на НПС и РНУ.

6.5. Указываются объем и порядок передачи информации по технологическому процессу перекачки в РДП с насосных станций нефтепровода.

6.6. В случае наличия отклонений от общепринятых схем указываются места установки регулирующих органов и датчиков технологических параметров перекачки.

6.7. Настройка приборов защиты по предельным и аварийным давлениям на всасывании и нагнетании насосных станций производится в соответствии с указаниями СНиП II-42-80 и "Основными положениями по автоматизации и телемеханизации магистральных нефтепроводов" института Гипротрубопровод.

7. ОЧИСТКА НЕФТЕПРОВОДА

7.I. В разделе указывается, что все работы по очистке осуществляются в соответствии с "Руководством по очистке магистральных нефтепроводов" (РД 39-30-295-79) и приводятся особенности и конкретные способы и средства очистки нефтепровода:

- периодичность очистки по участкам, устанавливаемая на основе обобщения опыта и результатов очистки в году, предшествующем составлению регламента;

- порядок (способ и периодичность) оценки состояния полости

нефтепровода и назначения очередной очистки его участков: очередная очистка участка нефтепровода проводится при снижении его пропускной способности не более чем на 3%;

- причина снижения пропускной способности нефтепровода и в соответствии с этим способ и средство его очистки;

- работа промежуточных НПС в период приема или пропуска очистных устройств;

- имеющиеся особенности в организации и проведении очистки, не отраженные в "Руководстве...";

- сведения о предварительной очистке (когда проведена, чем и основные результаты).

7.2. Если на нефтепроводе не введена регулярная очистка, то по результатам предварительной и последующих опытных очисток периодичность, способ и средство очистки могут быть уточнены.

8. УЧЕТ И РЕГИСТРАЦИЯ ПОСТАВКИ НЕФТИ

Порядок приема и поставки нефти

8.1. Указываются документы, которые определяют порядок приема и поставки нефти и регулируют взаимоотношения между нефтедобывающими предприятиями, нефтепроводными управлениями и нефтеперерабатывающими предприятиями.

Приводится информация том, где и какими способами и средствами осуществляется замер и определение количества сданной или отгруженной нефти при приемо-сдаточных операциях и в процессе перекачки.

Контроль качества нефти

8.2. Указывается, кто контролирует качество нефти при приеме от поставщиков, перекачке по нефтепроводам и сдаче потреби-

телям.

Приводится информация о порядке, периодичности, месте, способах и средствах отбора проб нефти из резервуаров и трубопроводов.

Указываются показатели качества нефти, подлежащие обязательному определению (контролю), и документы, в которых регистрируются результаты контроля.

Объем, оформление и периодичность передаваемой оперативной информации о качестве и объеме перекачки нефти по НПС, РНУ и УМН.

Составление документации

8.3. Указываются документы, в которых фиксируются результаты анализов проб образцов нефти, отбираемых из резервуаров и трубопроводов.

Приводятся сведения о том, кем и через какой интервал времени оперативная информация о качестве нефти по НПС и РНУ передается в УМН и ОДУ.

Указываются документы, на основании которых составляются месячный, квартальный и годовой отчеты о качестве принятой и сданной нефти.

Приводится информация: кем осуществляется оперативный контроль и учет объемов перекачанной нефти, периодичность передачи данных по контролю и учету диспетчеру РНУ и УМН.

Указываются первичные и основные документы по учету нефти, отражающие ее фактическое наличие на магистральном трубопроводе (в резервуарах, внутрипотанционных коммуникациях и трубопроводах линейной части), а также документы, в которых фиксируются сведения о технологическом процессе приема и перекачки нефти по участку трубопровода за сутки.

Приложение

Формы таблиц регламента

Форма I

ВЕДОМОСТЬ
фактической раскладки труб нефтепровода
.....на участке.....км

Км от	до	Пикетах от	до	Длина, м	Диаметр и толщина, мм	Марка стали
1		2		3	4	5

Форма 2

Размещение НПС

НПС или пункт путевого подключения	Расстояние от ГПС, км	Высотные отметки, м	Длина участка, км	Экв. диаметр Дэкв, м
1	2	3	4	5

Форма 3

Характеристика насосов

Шифр	Марка	Завод-изготовитель	Число оборотов в мин	Тип установленного ротора			
				Подача, $м^3/ч$	Диаметр, мм	Напор, м	Потребл. мощность, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8

Форма 4

Характеристика электродвигателей

Шифр	Марка	Завод изготовитель	Мощность, квт	Число оборотов, об/мин	К.П.Д.
I	2	3	4	5	6

Форма 5

Шифр установленных на НПС агрегатов

НПС	Номера агрегатов								
	Основных					Подпорных			
	I	2	3	4		I	2		3
I. "Ленинск"	2/4[x]	6/2	3/3	4/I		2/I	2/I		2/I

x) В числителе приводится шифр насоса, в знаменателе шифр электродвигателя.

Форма 6

Список резервных роторов

Шифр ротора	Подача, $м^3/ч$	Диаметр,мм	Напор,м.ст.жид

Форма 7

Характеристика технологических резервуаров

Номер резервуара по технсхеме	Тип резервуара	Геомет. емкость, $м^3$	Полезн. емкость, $м^3$	Допустим. производ. заполнен., $м^3/ч$	Минимально-допустимый уровень заполнения, м	Максимально-допуст. уровень заполнения, м	Высотные отметки днища резервуара, м	Дыхательные клапаны	
								Тип и диаметр условного прохода, Ду, мм	К-во, шт.

Форма 8

Характеристика нефтей

Участок нефтепровода	Плотность кг/м³	Вязкость м²/с	Содержание воды, %	Содержание солей, мг/л	Содержание мех. примес. %	Упругость паров (мм рт.ст.)

Форма 9

Среднемесячная температура нефти
по участкам трубопровода

Участок нефтепровода	Порядковый номер месяца											
	I	II	III	IУ	У	УI	УII	УIII	IX	X	XI	XII

Форма IO

Среднемесячное значение эффективного диаметра, вязкости и плотности

Участок нефтепровода	Обозначение параметра	Порядковый номер месяца											
		I	II	III	IУ	У	УI	УII	УIII	IX	X	XI	XII
Юргамыш-Мишкино	Дэф												
Мишкино-Медведское	Дэф												

Форма II

Предельно-допустимые рабочие давления

НПС	Максимально-допустимое рабочее давление на выходе НПС, Па(кгс/см^2)	Максимально-допустимое рабочее давление на выходе насосов, кгс/см^2	Минимально-допустимое рабочее давление на приеме НПС, кгс/см^2

Форма I2

Параметры технологического режима

Перегон Юргамыш-Ленинск Трубопровод УЖКУА Вариант 5I0

Период I Расход 8000, м^3/ч Стоимость I76 руб/ч

Наименование НПС	№ комб. включ. насосов	Давление, кгс/см^2				Пропуск. способн. уч-ков м^3/ч
		на приеме НПС	диф. насосов	на выкиде насосов	на выходе НПС	
I	2	3	4	5	6	7
Юргамыш	5	0,34	32,35	32,69	32,43	I7750

Форма I3

Объем и периодичность контроля технологических параметров

Наименование параметра	НПС		РНУ		УМН		Примечание
	наличие контроля	периодичн.	наличие контр	периодичн.	наличие контр	периодичн.	
Расход	-	-	+	2 час	+	2 час	На НПС "Березняки" и НПС "Волково" расход определяется через каждые 2 часа

Руководящий документ

Методическое руководство по составлению регламента технологического режима эксплуатации нефтепровода

РД 39 - 30 - 598 - 81

ВНИИСПТнефть

г.Уфа-55, просп.Октября, 144/3

Подписано к печати 17.12.81. П03694

Формат 60 х 90 1/16. Уч.-изд.л 2,1. Тираж 135 экз.

Заказ 272

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru