

**МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть**

**МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО
ПО СОСТАВЛЕНИЮ РЕГЛАМЕНТА
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА
ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДА
РД 39 - 30 - 598 - 81**

Министерство нефтяной промышленности
Всесоюзный научно-исследовательский институт по
обору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов
(ВНИИСПНефть)

Утверждено
первым заместителем минн
В.И.Игровским
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 издании **"Положения о регламенте технологических режимов эксплуатации магистральных нефтепроводов"** (РД 39-30-49-78).

Базой для составления методического руководства явились:

- исследования отдела трубопроводного транспорта ИНИСГНефть;
- 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.Саятгареевым.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. 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 доставки 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.1. Настоящее руководство распространяется на все магистральные нефтепроводы, кроме нефтепроводов, на которых исполняются специальные методы перекачки (например, последовательная перекачка, перекачка с подогревом, перекачка высоковязких нефтей с разбавителями, перекачка нефтей, проявляющих неьютоновские 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, руководствуемые в работе регламентом.

2.4. Кем составлен регламент

Перечисляются организации исполнителя и соисполнителя 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, картография, 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, в пример, 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, нефть каких нефтедобывающих районов или месторождений транспортируются на пункты нефтепереработки, какого района страны.

3.3. Проектная производительность и фактическая пропускная способность

Приводится проектная производительность, соответствующая

достигнутой стадии развития, наличному составу сооружений и оборудования нефтепровода. Указывается также проектная производительность, которая будет достигнута в результате полного развития нефтепровода.

В качестве фактической пропускной способности указывается производительность нефтепровода при данном его техническом состоянии, перекачке нефти со средними свойствами на максимальном уровне в наиболее холодное время года. Определение фактической пропускной способности производится на основе изучения режима работы нефтепровода в различные периоды года (п.4.2).

При определении годового объема перекачки суточная производительность умножается на 350.

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

На основе исполнительной технической документации нефтепровода определяются с точностью до 0,1 км расстояния по трассе от ПС до узлов подключения НПС к магистральному трубопроводу, до утевых подключений (оброс, подкачка), а также длины приемных и выкидных трубопроводов от узлов подключения НПС до насосных. определяются с точностью до 0,1 м высотные отметки оси трубы на злах путевых подключений и приемных патрубков первых (по ходу нефти) 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 определяются, как разности их расстояний от НПС с добавлением длин выкидных и приемных трубопроводов НПС.

Эквивалентный диаметр - это внутренний диаметр простого од-

неяточного нефтепровода, равноценного (эквивалентного) по гидравлической характеристике рассматриваемому сложному нефтепроводу без отклонений.

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:

$$D_i = D_{ni} - 2\delta_i, \quad (1)$$

где D_{ni} - наружный диаметр труб, м;
 δ_i - толщина стенки труб, м.

Эквивалентный диаметр нефтепровода для его части вычисляется по формулам:

для однониточного участка

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

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

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

где $D_{эj}$ - эквивалентный диаметр j -ой нитки;
 z - 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-сигловое оборудование НПС

Составляется таблица, в которой на 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 устанавливаемых 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 даны в подразделе "Информационные материалы" регламента.

3.7. Резервуарная емкость головных и промежуточных НПС

Для каждой НПС в виде таблицы приводятся: номер резервуара по технологической схеме; тип резервуара; геометрическая и полезная емкость; допустимая производительность заполнения (отки) $\text{м}^3/\text{ч}$; минимальные и максимальные допустимые уровни заполнения в зависимости от схемы работы резервуара (в емкость или с почечной емкостью); высотные отметки дна резервуаров; тип и количество дыхательных клапанов (приложение, форма?).

Общая характеристика системы телемеханики и автоматами и системы управления нефтепровода

3.8. В краткой форме отмечается достигнутый уровень автоматизация и телемеханизация объектов магистрального трубопровода - линейной части, НПС, резервуарных парков. Приводится краткая функциональная характеристика системы телемеханики с указанием следующих ее возможностей:

- телеизмерения параметров перекачки, в том числе давления всасывания, давление до регулирующего органа, давление в магистрали, мгновенное значение расхода, значения установок регуляторов перекачивающих станций;

- передача производственно-статистической информация, в числе количество нефти в наличии, количество перекачанного продукта, количество принятой нефти по источникам, количество нефти, сданной потребителю, наличие свободной емкости, расход электроэнергии;

- телеуправления основными перекачивающими агрегатами, стационарными и линейными задвижками;

- телеуправления положением основного и вспомогательного оборудования, стационарных и линейных задвижек, приема к дуси очистных устройств;

- аварийной телеосигнализации.

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 воли давления на всасывании.

Физико-химическая характеристика перекачиваемой нефти

3.10. 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).

3.11. 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:

II

$$\lg \lg (\nu + \delta) = a + b \lg t, \quad (4)$$

где ν - коэффициент кинематической вязкости нефти при температуре t , $\text{м}^2/\text{с}$;

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:

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

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 $+ 20^\circ\text{C}$. Та характеристикой нефти служит средняя плотность, которая находится, среднее арифметическое из плотностей отдельных проб.

Средняя плотность нефти при температуре t вычисляется по формуле:

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

где ρ_{20} - плотность нефти при температуре 20°C , $\text{кг}/\text{м}^3$;

ξ - температурная поправка (находится по таблицам).

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

$$\lg \lg (\nu_{см} + \delta) = \sum_{i=1}^k k_i \lg \lg (\nu_i + \delta), \quad (7)$$

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

$\nu_{см}, \nu_i$ - кинематическая вязкость смеси и компонентов, соответственно, m^2/s

S - число компонентов смеси.

Плотность смеси нефтей подсчитывается по формуле:

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

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 $20^\circ C$ по участкам нефтепровода, на которых не имеется подкачки нефти с другими свойствами.

Зависимости вязкости и плотности нефти от температуры по источникам поступления в 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 фактического температурного режима нефтепровода за несколько лет (2-3 года), предшествующих времени разработки регламента (базисный период).

3.17. Для изучения фактического температурного режима нефтепровода в базисном периоде производятся измерения температуры нефти в нефтепроводе на начальном и конечном пунктах, пунктах путевого поступления и сброса нефти, промежуточных НПС. На пунктах путевого поступления замер температуры осуществляется в двух точках: до и после слияния потоков нефти. На каждом пункте замера температура определяется не менее 10 раз в месяц через равные промежутки времени.

Наиболее точное значение измеряемой температуры обеспечивают приборы контроля, датчики которых помещены непосредственно в поток нефти или в специально оборудованные "карманы". При удалении температуры в струе нефти, выпускаемой из нефтепровода измеренное значение температуры следует уменьшать на величину Δt_3 , учитывающую повышение температуры нефти за счет потери энергии давления:

$$\Delta t_3 = 0,005 H_T, \quad (9)$$

где H_T - напор в трубопроводе в месте отбора нефти, м.

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

$$t_M = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_i, \quad (10)$$

где t_i - результаты отдельного измерения, °C;

n - число измерений в месяц.

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

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

3.18. 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 незначительно, 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 подстанции, 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:

$$t_r = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} t_{mi}, \quad (II)$$

где t_{mi} - 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:

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

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 зависи-мости:

$$t_{сг} = \frac{1}{l_n} \left[\frac{1}{2} l_1 t_{г1} + \dots + \frac{1}{2} (l_{i-1} + l_i) t_{гi} + \dots + \frac{1}{2} l_n t_{гk} \right], \quad (1)$$

где l_n - 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°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

3.21. В случае несущественного изменения технологических факторов в базисном периоде проводится оценка их изменения в прогнозируемом периоде в сравнении с базисным периодом. Находясь средние значения массового расхода G_B , вязкости ν_B , начальной температуры $t_{нБ}$ и эквивалентного диаметра D_B нефтепровода (части) в базисном периоде и соответствующие значения G_n , ν_n , $t_{нн}$, D_n - в прогнозируемом. Средние значения G_B , ν_B , $t_{нБ}$, D_B определяются под данным последнего года базисного периода.

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

Вязкость ν_B берется по усредненной вязкостно-температурной кривой перекачиваемой нефти при среднегодовой температуре нефтепровода (части), определяемой по формулам (12), (13).

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

ботки замеров температуры.

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

Средний массовый расход нефти G_n 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:

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

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

n - число источников.

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

$$\lg \lg(\nu_n + 0,8) = \sum_{i=1}^n \tau_i \lg \lg(\nu_i + 0,8), \quad (15)$$

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:

$$t_{нн} = \sum_{i=1}^n \tau_i t_{нi}, \quad (16)$$

где $t_{нi}$ - среднегодовая температура нефти, поступающей от i -1 источника.

Если i -м источником служит предыдущая часть нефтепровода, температурный режим которой на прогнозируемый период определяется 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_{δ} определяется расчетом (п.3.5) и состоянием на конец прогнозируемого периода с учетом предполагаемого ввода дуплингов и резервных ниток после окончания базисного периода. Для оценки изменения технологических параметров в прогнозируемом периоде находится изменение начальной температуры

$$\Delta t_H = t_{нн} - t_{н\delta} \quad (17)$$

и относительное изменение других параметров:

$$\delta G = \frac{G_n - G_{\delta}}{G_{\delta}}; \quad (18)$$

$$\delta \nu^m = \frac{\nu_n^m - \nu_{\delta}^m}{\nu_{\delta}^m}; \quad (19)$$

$$\delta D = \frac{D_n - D_{\delta}}{D_{\delta}}. \quad (20)$$

Вычисляется выражение:

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

где $\varepsilon_t, \varepsilon_G, \varepsilon_v, \varepsilon_d$ - параметры, определяемые по графикам (рис. 1, 2, 3, 4) в зависимости от величин $\frac{\ell}{G_s}$ и $i_s G_s$;

ℓ - длина нефтепровода (участка), м;

G_s - средний расход базисного периода, кг/ч;

i_s - гидравлический уклон в базисном периоде, м/м;

$$i_s = \beta \frac{\sqrt[5]{G_s^m} Q_s^{2-m}}{D_s^{5-m}}; \quad Q_s = \frac{G_s}{3600 \rho_s},$$

ρ_s - плотность нефти при среднегодовой температуре базисного периода, кг/м³.

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:

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

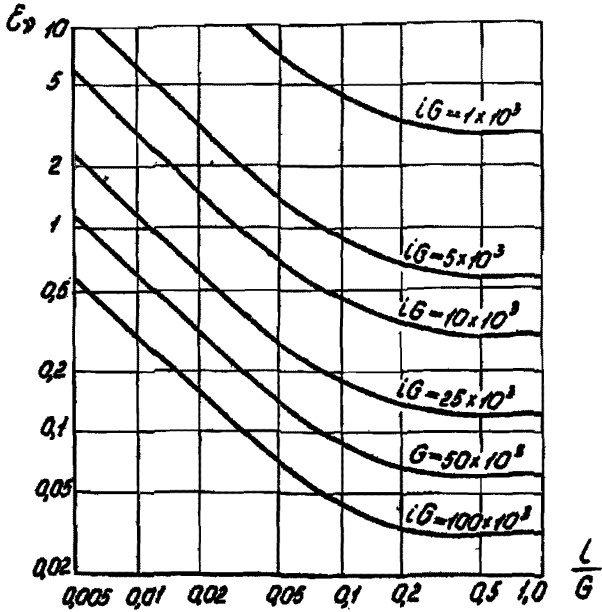
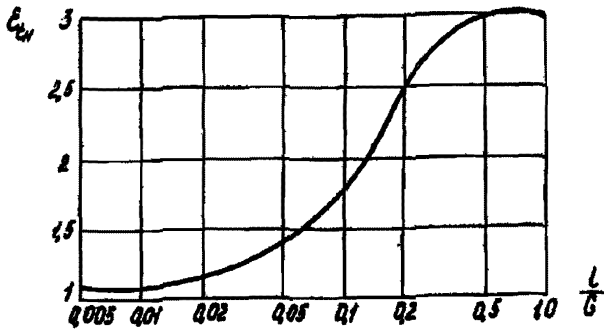
где t_{Mi} - среднемесячная температура i -го года базисного периода;

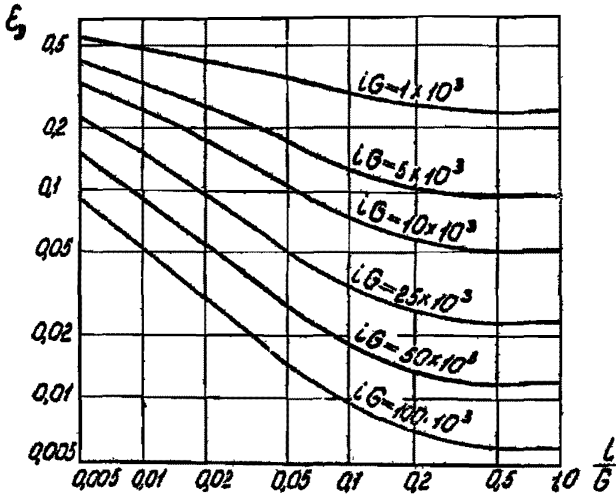
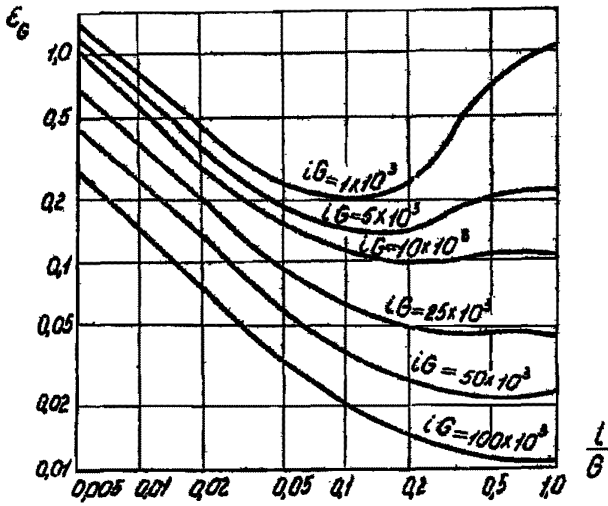
K - число лет в базисном периоде.

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

При небольшой разности температур ($|t_H - t_K| \leq 5^\circ\text{C}$) на участке нефтепровода, расположенном между соседними пунктами замера температуры, среднемесячная температура на промежуточных ИПС находится по линейной зависимости:

$$t_x = t_H + (t_K - t_H) \frac{\ell_x}{\ell}, \quad (23)$$

Рис.1. График для определения параметра ϵ_p Рис.2. График для определения параметра ϵ_w

Рис.3. График для определения параметра ϵ_3 Рис.4. График для определения параметра ϵ_6

где $t_n(t_k)$ - среднемесячная температура нефти на ближайшем к НПС пункте замера, расположенном ближе к началу (концу) нефтепровода, °С;

l_x - расстояние от пункта замера температуры t_n до промежуточной НПС;

l - общая длина участка нефтепровода, расположенного между пунктами замера температуры t_n, t_k ;

При значительной разности температур на участке ($|t_n - t_k|$) расчет ведется по формуле:

$$l_n \frac{t_n - t_0 - A}{t_k - t_0 - A} = \frac{\kappa \pi D l}{G C \rho}, \quad (24)$$

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_n и t_k , может быть различной.

Для расчета берется средняя температура:

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

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

l_i - длина i -го участка;

κ - среднемесячное значение полного коэффициента теплопередачи от нефти в грунт, $\text{ккал/м}^2 \text{ч } ^\circ\text{С}$;

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 °С;

$$A = \frac{G i}{\kappa \lambda D E};$$

E - механический эквивалент тепла, $E = 427 \frac{\text{ккал}}{\text{ккал}}$;

i - средний гидравлический уклон на участке,

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

Q - объемный расход, м³/с;

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

ρ - средняя плотность нефти, кг/м³;

ν - вязкость кинематическая при средней температуре нефти на участке, м²/с.

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

Определяется средняя температура нефти на участке по формуле:

$$t_{cp} = \frac{1}{3}(t_n + 2t_k). \quad (26)$$

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

$$K_1 = \frac{G_{cp}(t_n - t_k) + \frac{G_{il}l}{\epsilon}}{\pi D l (t_{cp} - t_o)} \quad (27)$$

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

После определения коэффициента K , подставив в выражение (24) вместо l величину l_j (расстояние от пункта замера температуры t_n до j -й промежуточной НПС), находят значение t_k , которое представляет 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 (температур на пунктах замера, температур 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

участка невелика ($|t_n - t_k| \leq 5^\circ\text{C}$), то расчет ведется по формуле (27). При более значительной разности температур используется зависимость (24).

По найденным значениям K определяются среднemesячные значения базисного периода:

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

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

n - число лет базисного периода.

Температура в начале нефтепровода в прогнозируемом периоде находится по формуле:

$$t_{нк} = \sum_{i=1}^n \alpha_i t_{ni}, \quad (29)$$

где t_{ni} - среднemesячная температура нефти i -го источника поступления по данным последнего года базисного периода.

Среднemesячная температура в конце нефтепровода (или его части, расположенной между началом и первым пунктом подключения) находится по зависимости:

$$t_k = t_0 + A + (t_n - t_0 - A) e^{-\frac{\kappa \pi D \ell}{6 \epsilon \rho}}, \quad (30)$$

где $A = \frac{6i}{\kappa \pi D E}$;

$$i = \rho \frac{\gamma^m Q^{2-m}}{D^{3-m}}.$$

Ввиду зависимости γ от t_k решение осуществляется методом итерации. Первое приближение t_{k1} может быть найдено из зависимости (30) при условии $A = 0$. Далее вычисляется средняя температура нефти нефтепровода (части) по формулам:

$$\text{при } |t_n - t_{k1}| \leq 5^\circ\text{C}, \quad t_{cp} = \frac{1}{2} (t_n + t_{k1}); \quad (31)$$

$$\text{при } |t_n - t_{k1}| > 5^\circ\text{C}, \quad t_{cp} = \frac{1}{3} (t_n + 2t_{k1}). \quad (32)$$

По вязкостно-температурной кривой, построенной для прогнозируемого периода, находится вязкость нефти при средней температуре. Вычисляется средний гидравлический уклон и параметр Λ . По зависимости (30) находится уточненное значение температуры нефти в конце нефтепровода (части). Вычисление продолжается до совпадения последовательных значений t_k . После этого, подставив в зависимость (30) последнее из расчетных значений параметра Λ 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 пучевых 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 повышенной скоростью (менее 1 м/с) или не производится регулярная очистка внутренней полости нефтепровода от отложений, эффективный диаметр определяется следующим способом.

По диспетчерским данным в каждом месяце выбираются 5-10 промежутков времени, продолжительностью 8-24 часа, в пределах которых параметры перекачки (расход, давление) 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:

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

где L - длина участка нефтепровода, м;
 Q - средний объемный расход, м³/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;
 $\sqrt{}$ - коэффициент кинематической вязкости при среднемесячной температуре участка нефтепровода (определяется по данным п.3.15, 3.17, 3.22), м²/с.

Определяется среднемесячное значение эффективного диаметра:

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

где $D_{эф i}$ - 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 среднemesячные значения эффективного диаметра, вязкости и плотности для каждого месяца года по всем участкам НПС в виде таблицы (Приложение, форма IO).

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:

$$D_{эф 1} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n D_{эф 1 i}, \quad (35)$$

где $D_{эф 1 i}$ - величина эффективного диаметра после i -го пропуса очистного устройства;

n - число пропусков очистного устройства.

Определяется среднее значение эффективного диаметра перед очисткой:

$$D_{эф 2} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n D_{эф 2 i}, \quad (36)$$

где $D_{эф 2 i}$ - величина эффективного диаметра перед i -м пропуском очистного устройства.

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

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

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

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 II-42-80 с учетом фактической раскладки труб и фактических испытательных давлений.

Максимально допустимое рабочее давление на входе 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 входе НПС определяется по методике НИИЖТнефть, приведенной в „Унификация технологических расчетов по магистральным трубопроводам для нефти и нефтепродуктов“ с учетом вязкости и удельности 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 меняются. В качестве периодов могут быть приняты месяцы года, но как показали исследования действительных условий и технологических режимов эксплуатации ряда магистральных нефтепроводов, требованиям практика вполне удовлетворяет разбивка годичного цикла на три периода: зимний, весенне-осенний и летний. В периоды группировки отрезки времени (месяцы), в которых температурные режимы нефтепровода существенно не отличаются (разница в температурах не более 7°C). 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 "ОПТИМ-1", разработанная лабораторией эксплуатации трубопроводов отдела трубопроводного транспорта и вычислительным центром ВНИИСПНефть, которая отвечает приведенным требованиям.

Программа "ОПТИМ-1" *) 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 IV". Программа составлена и реализована средствами математического обеспечения ДЭС-ЕС. При решении задачи используются стандартные модули "Фортран IV", 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.4.1); данные по свойствам перекачиваемой нефти: вязкость и плотность (п.п.3.10-3.15); стоимость единицы энергии на насосных.

*) Пакет программ 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 даются 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 таблично. КПД двигателей принят постоянным.

Результаты расчетов выводятся в виде таблиц для каждого значения расхода.

Программа позволяет для нескольких (до 12) периодов рассчитать ряд режимов для заданных с определенным шагом значений производительности перекачки в требуемом диапазоне. Производятся анализ полученных режимов, и из них отбираются "фиксированные". Анализ может заключаться в построении графиков зависимости стоимости перекачки от расхода и нахождения 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 12).

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

дресселирования. При наличии дресселирования 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 потребленную 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. Проводятся применяемые программы запуска насосных агрегатов (на открытую, протектированную 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 пропускной способности

5.2. Проводятся безопасные диапазоны значений давлений на магистральной и всасывающей 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: сначала, 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 производится также в два этапа; однако в этом случае переключения насосных агрегатов осуществляются в обратном порядке (сначала 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;
- комбинация 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 13).

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

7.1. 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;

- имеющаяся особенность 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 неравноличность, 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.

Проводится информация том, где и какими способами и объемами осуществляется замер и определение количества сданной или отгруженной нефти при приемно-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, РПУ 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 РПУ передается в УМН и ОДУ.

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

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

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

Формы таблиц регламента

Форма I

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

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

Форма 2

Размещение ППС

ППС для пункта путевого под- ключения	Расстояние от ППС, км	Высотные отметки , м	Длина участка , км	Экв. диа- метр Дэкв, м
1	2	3	4	5

Форма 3

Характеристика насосов

Шифр	Марка	Завод- изгото- витель	Число обо- ротов в мин	Тип установленного ротора			
				Подача, м ³ /ч	Диаметр, мм	Напор, м	Потребл. мощность, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8

Характеристика электродвигателей

Шифр	Марка	Завод изготовитель	Мощность, кВт	Число оборотов, об/мин	К.П.Д.
1	2	3	4	5	6

Шифр установленных на НПС агрегатов

НПС	Номера агрегатов									
	Основных					Подпорных				
	1	2	3	4	1	1	2	1	3	
I. "Ленинск"	2/4 ^ж	6/2	3/3	4/1	2/1	2/1	2/1	2/1	2/1	2/1

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

Список резервных роторов

Шифр ротора	! Подача, м ³ /ч	! Диаметр, мм	! Напор, м.ст.вод.
-------------	-----------------------------	---------------	--------------------

Характеристика технологических резервуаров

Номер резервуара по схеме	Тип резервуара	Газмет.	Полезн.	Допустим.	Минимально-	Максималь-	Высотные отметки дна резервуара.	Двухтактные клапаны	
		емкость м ³	емкость, м ³	проявляе- завонок. м ³ /ч	допустимый уровень за- полнения, м	но-допуст. уровень за- полнения, м		Тип и диа- метр услов- ного прохо- да, Ду, мм	К-во, шт.

Характеристика нефтей

Участок нефте- провода	Плотность кг/м ³	Вязкость м ² /с	Содержание			Упругость паров (мм рт.ст.)
			воды, %	солей, мг/л	мех. примес. %	

Среднемесячная температура нефти
по участкам трубопровода

Участок нефтепровода	Порядковый номер месяца											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII

Среднемесячное значение эффективного диаметра,
вязкости и плотности

Участок нефтепровода	Обозначение параметра	Порядковый номер месяца															
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII				
Органин-Машкино	Дэф																
Машкино-Медведское	Дэф																

Пределно-допустимые рабочие давления

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

Параметры технологического режима

Перегон Юргамыш-Ленинск Трубопровод УНКГА Вариант 510
 Пергод I Расход 8000, м³/ч Стоимость 176 руб/ч

Наименование НПС	№ вклч. насосов	Давление, кгс/см ²				Пропуск, способ. уч-ков м ³ /ч
		на приеме НПС	двф. насосов	на выходе насосов	на выходе НПС	
I	2	3	4	5	6	7
Юргамыш	5	0,34	32,35	32,69	32,43	17750

Объем и периодичность контроля технологических параметров

Наименование параметра	НПС		РНУ		УМН		Примечание
	налич контр год	перно дичи.	налич контр год	перно дичи.	налич контр год	перно дичи.	
Расход	-	-	+	2 час	+	2 час	На НПС "Береевники" и НПС "Болково" расход определяется через дат. две 2 часа

Руководящий документ

**Методическое руководство по составлению
регламента технологического режима эксплуатации
нефтепровода**

РД 39 - 30 - 598 - 81

ВНИИСПНефть

г. Уфа-55, просп. Октября, 144/3

Подписано к печати 17.12.81.

ПО3694

Формат 60 x 90 1/16. Уч.-изд. л 2,1.

Тираж 135 экз.

Заказ 272

Ротапринт ВНИИСПНефти