

Министерство энергетики Российской Федерации

СОГЛАСОВАНО

Федеральный горный и  
Промышленный надзор России  
Госгортехнадзор России  
Письмо № 10-03/970  
От 26.12.2001г.

УТВЕРЖДЕНО



Первый вице-президент  
ОАО «АК «Транснефть»  
В.В. Калинин

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

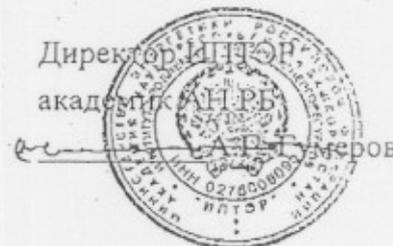
ПРАВИЛА  
ИСПЫТАНИЙ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ДЕЙСТВУЮЩИХ  
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

РД 153-39.4Р - 118-02

Вице-президент  
ОАО «АК «Транснефть»  
Ю.В. Лисин

A handwritten signature in black ink, corresponding to the name Ю.В. Лисин.

Директор ИИИ  
академик АН РБ  
А.В. Гумеров



# РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

---

## П РА В И Л А

### ИСПЫТАНИЙ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ДЕЙСТВУЮЩИХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

---

Дата введения

#### 1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящие Правила испытаний линейной части действующих магистральных нефтепроводов (МН), именуемые в дальнейшем Правила, устанавливают основные требования к организации и технологии проведения гидравлических испытаний и переиспытаний МН с целью повышения их надежности и безопасности при эксплуатации.

1.2 Правила устанавливают порядок периодических испытаний:

- трубопроводов линейной части МН (ЛЧ МН) или их участков, в т.ч. переходов через естественные и искусственные препятствия;
- технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций (НПС).

1.3 Гидравлические испытания должны проводиться:

- на участках нефтепроводов на которых был выполнен капитальный ремонт и реконструкция с заменой трубы;
- на нефтепроводах, на которых по различным причинам не может проводиться внутритрубная диагностика (конструктивные особенности, недостаточный режим перекачки и др.);
- перед вводом в работу нефтепроводов, которые были выведены из эксплуатации на срок 3 года и более без освобождения от нефти, независимо от того проводилась на этих нефтепроводах перед выводом их из эксплуатации внутритрубная диагностика или не проводилась;
- перед вводом в работу нефтепроводов, которые были выведены из эксплуатации на срок 1 год и более с освобождением от нефти, независимо от того проводилась на этих нефтепроводах перед выводом их из эксплуатации внутритрубная диагностика или не проводилась.

1.4 На каждый испытываемый участок нефтепровода (или на весь нефтепровод) оператор МН (или привлеченная организация) разрабатывает проект производства работ (ППР), включающий в себя проект организации испытаний (ПОИ) и проект производства испытаний (ППИ). Проект разрабатывается с учетом плана и профиля трассы, рабочих давлений, раскладки труб по трассе и технического состояния испытываемого участка.

1.5 Проект переиспытания нефтепровода с графиком производства работ должен быть согласован ОАО «АК «Транснефть»».

1.6 Все организационные и технические мероприятия по подготовке и проведению испытаний нефтепроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями настоящих Правил и с соблюдением требований Правил охраны магистральных трубопроводов, Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов и других нормативных документов, действующих в сфере строительства и эксплуатации МН, с учетом требований охраны окружающей среды, правил пожарной безопасности и требований техники безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов.

1.7 Периодичность испытаний трубопроводов линейной части МН должна устанавливаться с учетом технического состояния трубопроводов и в соответствии с требованиями раздела 4 настоящих Правил.

1.8 Периодичность переиспытаний действующих технологических трубопроводов НПС должна устанавливаться с учетом положений ПБ 03-108-96 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

## 2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем руководящем документе использованы ссылки на следующие документы:

Закон РФ “Об охране окружающей природной среды”. Указ Президента № 2060-1 от 19.12.91.

ГОСТ 12.4.026-76. ССБТ Цвета сигнальные и знаки безопасности.

ГОСТ 17.1.3.10-83 Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами при транспортировании по трубопроводу.

СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы. - М.: Стройиздат, 1997.

СНиП III-4-80 Техника безопасности в строительстве. - М.: Стройиздат, 1980.

СНиП III-42-80\* Магистральные трубопроводы. - М.: Стройиздат, 1997.

ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. – М.: ВНИИСТ, 1989.

ВСН 31-81 Инструкция по производству строительных работ в охранной зоне магистральных нефтепроводов. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981.

ВППБ 01-05-99 Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. (Открытое акционерное общество “Акционерная компания по транспорту нефти”). - М.: 1999.

Правила охраны магистральных нефтепроводов. Утв. Минтопэнерго, 1992.

Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. - М.: Недра, 1989.

ПБ 03-108-96 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. - М.: НПО ОБТ, 1997.

ТУ 102-488-95 Детали соединительные и узлы магистральных и промысловых трубопроводов на  $P_p$  до 10 МПа ( $100 \text{ кгс/см}^2$ ) (согласовано Госгортехнадзором 07.02.95 письмо № 10-03/95).

ТУ 38.11145-83 Заглушки быстросъемные. Технические требования  
ТУ 38.114233-81 Прокладки спирально- навитые. Технические требова-  
ния.

РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышлен-  
ности (Постановление Госгортехнадзора России № 24 от 09.04.98).

РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных  
нефтепроводов.

Система организации работ по охране труда и промышленной безопас-  
ности на нефтепроводном транспорте (СОРОТ). - М.: ОАО “АК “Транснефть”,  
2000.

Регламент по организации планирования и оформления остановок маги-  
стральных нефтепроводов в ОАО “АК Транснефть”.

### 3 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВИП	- внутритрубный инспекционный прибор
МН	- магистральный нефтепровод
НПС	- нефтеперекачивающая станция
ОАО МН	- открытое акционерное общество магистральных нефтепроводов
ППР	- проект производства работ
ПОИ	- проект организации испытаний
ППИ	- проект производства испытаний
ППМН	- подводный переход магистрального нефтепровода
ПДК	- предельно допустимая концентрация
ПДС	- предельно допустимое содержание

## **4 ПАРАМЕТРЫ ИСПЫТАНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

4.1 Проведение испытаний действующих нефтепроводов (участков) выполняет ОАО МН по согласованию с ОАО “АК “Транснефть” на основании оценки их фактического технического состояния – результатов комплексного обследования, включающего:

- дефектоскопию стенки трубопровода или сварных стыков с применением неразрушающих методов контроля (акустико-эмиссионного, ультразвукового и др.);
- сбор и анализ данных по защите нефтепровода от коррозии;
- сбор и анализ информации по видам ремонта - капитального с заменой труб, аварийно-восстановительного;
- результаты анализа аварийности;
- сбор и анализ информации о плановых мероприятиях по повышению надежности - технического обслуживания и ремонта (ТОР) в соответствии с РД 39-30-499;
- оценку перекачки нефти по нефтепроводам на перспективу (изменение технологических схем, режимов, объемов и направлений перекачки нефти).

4.2 Переиспытание нефтепроводов, временно выведенных из эксплуатации, перед вводом их в работу выполняет ОАО МН по согласованию с ОАО “АК “Транснефть” на основании сведений о развитии коррозионных повреждений и наличии механических повреждений и внешних воздействий за период вывода их из эксплуатации. Для нефтепроводов, прошедших перед выводом их из эксплуатации внутритрубную диагностику, кроме того должны учитываться данные об устранении дефектов, подлежащих ремонту, выявленных в процессе диагностирования.

4.3 Если техническое состояние нефтепровода или его участка, временно выводившегося из эксплуатации, не позволяет провести переиспытания, то до проведения испытания должны быть выполнены ремонтно-восстановительные

работы в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

4.4 Протяженность испытываемых участков определяется исходя из максимального и минимального испытательного давления и не должна превышать 30-40 км.

4.5 Границы испытываемых участков определяются по профилю трассы и назначаются по имеющимся на трассе МН линейным задвижкам, с учетом категории МН. Линейная арматура может быть использована в качестве ограничительного элемента при испытании в случае, если перепад давления не превышает максимальной величины, допустимой по паспорту для данного типа арматуры. При несовпадении границ испытываемых участков с расположением линейных задвижек или их негерметичности, или если перепад давлений превышает максимальную величину, допустимую для данного типа арматуры, необходимо предусматривать рассечение нефтепровода на участки с установкой сферических днищ по ТУ 102-488.

Участки МН, имеющие лупинги, могут испытываться одновременно с ними или отдельно, в зависимости от длины лупинга, его диаметра, толщины стенки труб, марок стали, схемы обвязки с основной ниткой. Если длина лупинга превышает 30 км, лупинг имеет другой диаметр или толщину стенки, другую марку стали, то испытания лупинга проводятся отдельно. Если лупинг имеет длину менее 30 км, имеет одинаковый диаметр, толщину стенки и материал, то его испытания можно проводить совместно с основной ниткой. Лупинги перед испытанием необходимо очистить и промыть.

4.6 Давление переиспытания и испытания, как правило, рассчитывается так, чтобы по результатам испытаний и устранения выявленных дефектов трубопровод готов был к работе на проектных объемах перекачки. При соответствующем обосновании по согласованию с ОАО «АК «Транснефть» испытательное давление может быть принято с учетом перспективы объемов перекачки. Испытания МН проводятся на уровне напряжений, соответствующих 0,95 предела текучести материала труб в нижней точке трубопровода.

4.7 Давление гидравлического испытания в нижней точке испытываемого участка МН определяется по формуле:

$$P_{исп} = 2R \frac{\delta}{D_n - 2\delta}, \text{ МПа}, \quad (4.1)$$

где  $\delta$  - минимальная (по исполнительной документации, с учетом минусового допуска) толщина стенки трубы, м (минусовой допуск на толщину стенки трубы определяется по техническим условиям на изготовление труб. Для новых газонефтепроводных труб диаметром от 530 до 1420 мм минусовой допуск рекомендуется принимать равным 0,8 мм);

$D_n$  - номинальный наружный диаметр трубы, м;

$R$  - расчетное значение напряжения, которое определяется по формуле

$$R = \kappa \sigma_T, \text{ МПа} \quad (4.2)$$

где  $\kappa$  - коэффициент, устанавливающий величину испытательного давления при гидравлических испытаниях в зависимости от заданного уровня долговечности трубопровода на период после испытаний,  $\kappa = 0,95$ ;

$\sigma_T$  - нормативный предел текучести стали трубы, МПа (4.10).

4.8 По эпюре испытательных давлений назначаются точки контроля при испытаниях, определяются расчетные значения давления опрессовочных агрегатов и места их расположения на трассе.

Наполнительные и опрессовочные агрегаты целесообразно устанавливать у линейных задвижек, узлов пуска и приема скребков и разделителей, у существующих врезок в трубопровод.

4.9 Параметры испытаний линейной части МН приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Параметры испытаний линейной части МН

Параметр испытаний	Значения параметра испытаний
Испытательное давление $P_{исп}$	$P_{исп} = \frac{2R \delta}{D_n - 2\delta}; R = \kappa \cdot \sigma_T; \kappa = 0,95$
Суммарное время выдержки под испытательным давлением $t_{исп}$ , ч	$t_{исп} = 24$ ч
Количество циклов изменения испытательного давления	1

4.10 Нормативный предел текучести стали трубы  $\sigma_T$  принимается по ТУ или сертификату на трубы (принимается минимальное его значение на испытываемом участке).

4.11 Испытательное давление в наиболее высокой точке профиля трассы для участков нефтепроводов I, II категории назначается не менее  $1,25 P_{раб}$  - для участков III, IV категории,  $1,1 P_{раб}$  ( $P_{раб}$  – рабочее давление трубопровода).

4.12 Участки нефтепроводов категории В испытываются на давление  $P_{исп}=1,5 P_{раб}$  в верхней точке испытываемого участка.

4.13 При отсутствии ТУ (сертификатов) на трубы необходимо выполнить выборочное определение механических свойств металла труб на испытываемом участке нефтепровода.

4.14 Если на испытываемом участке имеются трубы разного диаметра, толщины стенки, марок стали, то границы испытываемых участков и величина испытательного давления определяются таким образом, чтобы нефтепровод после испытаний и устранения выявленных дефектов можно было эксплуатировать в проектном режиме.

4.15 Для определения возможности проведения испытаний на давление, определенное в соответствии с 4.9 и 4.10 и с целью обеспечения экологической безопасности при испытании и снижения экономических затрат могут быть назначены контрольные участки трубопроводов для испытаний.

Контрольные участки должны быть ограниченной длины (не более 10-15 км), находиться на таком удалении от промышленных предприятий, населенных пунктов, водоемов, чтобы исключалось попадание воды, использованной для испытаний, в указанные объекты в случае разрыва трубы. Контрольные участки назначаются при сроках эксплуатации трубопроводов более 30 лет или при аварийности на участке выше среднего по ОАО “АК “Транснефть” на 20 %.

Контрольные участки должны иметь такой же срок эксплуатации и параметры надежности, как испытываемый участок.

По результатам испытаний контрольного участка комиссия принимает решение о дальнейших действиях по испытанию участка нефтепровода. Рекомендуется, в случае, когда разрыв на контрольном участке произошел при давлении меньшем рассчитанного по (4.1), то разрыв необходимо отремонтировать и участок испытать вторично. Если при вторичном испытании также не удастся обеспечить испытательное давление по (4.1), то весь испытываемый участок нефтепровода подлежит замене.

Если контрольный участок выдержал испытательное давление по (4.1), то оставшаяся часть участка нефтепровода испытывается на это испытательное давление.

4.16 В случае необходимости определения величины рабочего давления по фактической прочности трубопровода испытательное (сниженное) давление  $P^*_{исп}$  назначается ОАО МН по согласованию с ОАО “АК “Транснефть”, используя анализ разрывов трубопроводов контрольных участков.

Величина сниженного рабочего давления по результатам испытаний определяется по формуле

$$P'_{раб} = \frac{P^*_{исп}}{P_{исп}} P_{раб}, \quad (4.3)$$

где  $P_{исп}$  - испытательное давление, определяемое по формуле (4.1).

$P_{раб}$  - проектное рабочее давление.

4.17 Испытательное давление в точке установления опрессовочного агрегата определяется по формуле

$$P_{исп.агр.} = P_{исп} - P_{ст}, \quad (4.4)$$

где  $P_{исп.агр.}$  - давление испытания на опрессовочном агрегате, МПа;

$P_{ст}$  - статическое давление в низшей точке испытываемого участка, МПа.

$$P_{ст} = 0,98 \times 10^{-2} \times \Delta Z, \quad (4.5)$$

$\Delta Z$  - разница отметок между низшей точкой испытываемого участка и местом установки опрессовочного агрегата, м.

Изменения давления и температуры воды в процессе проведения испытаний и время выдержки испытательного давления должны фиксироваться на диаграммах в непрерывном режиме и в журнале испытаний. Диаграммы должны храниться в архиве оператора трубопровода до окончания следующих испытаний или прекращения эксплуатации нефтепровода.

4.18 Испытания МН проводятся водой. Вода, используемая для испытаний, должна иметь рН в пределах от 6,0 до 9,0 и содержать механических примесей не более 60 мг/л.

4.19 Объем закачиваемой в трубопровод воды перед началом испытания (создание водяной пробки) определяется с учетом объема максимального по протяженности испытываемого участка МН, профиля трассы, наличия и расположения источников воды по трассе, потерь воды при возможных разрушениях трубопровода в процессе испытаний, наличия технических средств закачки воды и других факторов.

4.20 Водяная пробка может быть сформирована одновременно, или с последующим пополнением её по мере перемещения по трубопроводу.

4.21 Объем водяной пробки, необходимый для испытания участка (нескольких участков) МН, определяется в зависимости от протяженности испытываемого участка и длины головной и хвостовой частей водяной пробки (не менее 10 км каждая).

4.22 В зависимости от длины водяной пробки может предусматриваться одновременное испытание нескольких участков МН. При этом одновременное испытание двух соседних участков не допускается.

4.23 Периодичность испытаний определяется в соответствии с приложением П и должна быть не менее одного раза в 10 лет. Решение о проведении внеочередного испытания принимается по техническому состоянию нефтепровода в случае, если на одном участке нефтепровода между НПС в течение года произошло две аварии по одной из причин: брак сварочно-монтажных работ, заводской брак труб, коррозия.

## **5 ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ**

## 5.1 Организационные мероприятия

5.1.1 Для осуществления комплекса организационно-технических мероприятий, проведения подготовительных работ и испытаний МН приказом по ОАО МН назначаются ответственные лица, создается комиссия по проведению испытаний. В разрабатываемых мероприятиях определяется перечень работ, сроки их выполнения и необходимые для этого подготовленный персонал и материально-технические средства.

К приказу о проведении испытаний, при необходимости, прилагаются графики дежурства персонала по объектам, графики работы транспорта, порядок организации связи, представления информации.

Перечень документов на испытываемый участок МН:

- ППР (ПОИ и ППИ);
- заявка на остановку нефтепровода;
- документы о предупреждении организаций, ведущих работы в зоне испытываемого участка.

К участию в работе комиссии по проведению испытаний могут привлекаться представители научно-исследовательских и строительно-монтажных организаций, представители ОАО МН, ответственные за осуществление отдельных этапов испытаний, представители местных органов власти, местной технической инспекции профсоюза и пожарного надзора, органов бассейновой инспекции, охраны окружающей среды и др.

5.1.2 На комиссию возлагается ответственность за организацию и проведение испытаний на нефтепроводе в указанные сроки, за безопасность и качество работ при испытаниях нефтепровода.

Комиссия по проведению испытаний МН обязана довести приказ до сведения персонала, привлекаемого к испытаниям.

5.1.3 На период испытаний приказом по ОАО МН составляется и утверждается график круглосуточного дежурства членов комиссии. Весь персонал,

участвующий в испытаниях, независимо от ведомственной принадлежности, в период испытаний находится в оперативном подчинении комиссии.

Представители вышестоящих и контролирующих организаций могут давать только письменные указания лицам, занятым испытаниями, через председателя комиссии или лицо, его замещающее.

5.1.4 Оперативные указания, связанные с технологическими операциями на нефтепроводе в период испытаний (пуск и остановка магистральных насосов, закачка воды в нефтепровод, перемещение водяной пробки нефтью, сброс воды, открытие и закрытие задвижек и т.д.), отдаются через диспетчера ОАО МН.

5.1.5 Все необходимые изменения и дополнения по организации и проведению испытаний нефтепровода (изменение режимов испытаний, протяженность испытываемых участков и т.п.) осуществляются только на основании письменного распоряжения ОАО МН, утвердившего ПОИ и ППИ.

5.1.6 В период подготовки к проведению испытаний магистрального нефтепровода ОАО МН разрабатывает комплекс организационных мероприятий с учетом требований настоящих Правил и Инструкции по безопасному ведению работ при гидравлических испытаниях МН.

5.1.7 Все работники, привлекаемые к проведению испытаний МН, проходят внеочередной инструктаж по охране труда и пожарной безопасности, знакомятся с приказом по проведению испытаний МН, целями, задачами и особенностями испытаний МН и их подводных переходов, технологических трубопроводов НПС, а также с порядком действий и своими обязанностями при возникновении аварийных ситуаций.

5.1.8 ОАО МН должно заблаговременно подать заявку согласно Регламенту по организации планирования и оформления остановок магистральных нефтепроводов в ОАО "АК "Транснефть" на остановку перекачки нефти по трубопроводу, с расчетом времени его простоя (приложение В) на период ремонта трубопровода и его испытаний.

В заявке указываются требуемое время остановки перекачки, сроки окончания организационно-технических мероприятий и подготовительных работ, проведения капитального ремонта, связанного с остановкой нефтепровода или частичным снижением давления, планируемые сроки испытания.

Заявка подлежит рассмотрению и утверждению в ОАО “АК “Транснефть”.

5.1.9 Организациям, ведущим работы в районах испытываемого МН, выдаются предупреждения, запрещающие выполнение всех видов работ в охранной зоне МН (земляных, строительно-монтажных, посевных, уборочных и т.п.), с указанием периода времени запрета работ. К предупреждениям прилагается ситуационный план с указанием зон, в которых запрещается присутствие людей, техники и выпас скота. Охранная зона обозначаются в соответствии с ГОСТ 12.4.026.

## **5.2 Структура и содержание проекта организации испытаний (ПОИ), проекта производства испытаний (ППИ)**

5.2.1 В ПОИ указываются: технологическая схема проведения испытаний; протяженность испытываемых участков; величина испытательного давления; привлекаемый для испытаний персонал; даты и время начала и окончания испытаний (по участкам); точные границы участков и параметры испытаний (давление испытания на опрессовочных агрегатах, контрольное давление на постах наблюдений); время прибытия персонала на закрепленные объекты трубопровода; режимы работы и отдыха обслуживающего персонала в период испытаний и другие необходимые сведения. Технологическая схема проведения испытаний включает в себя профиль трассы, эпюры испытательных давлений по длине трубопровода, технологические схемы трубопроводов с имеющейся и устанавливаемой арматурой, ситуационный план трассы в пределах охранной зоны, сведения о раскладке труб по трассе, эпюры давлений при предыдущих гидравлических испытаниях, границы испытываемых участ-

ков и последовательность их испытаний, места расположения постов наблюдения, наполнительных и опрессовочных агрегатов, приборов для измерения давления и температуры, места размещения бригад аварийно-восстановительных служб, схему организации оперативной связи и иные необходимые сведения и данные.

5.2.2 ППИ разрабатывается на основе ПОИ и должен предусматривать комплекс организационно-технических мероприятий подготовительных работ и порядок (технология) проведения испытаний МН. Организационно-технические мероприятия включают в себя согласование сроков и порядок испытаний нефтепровода с местными органами власти, органами ГУ ГПС МВД РФ и Госгортехнадзора, Минприроды России, Государственной бассейновой инспекцией, с землепользователями, поставщиками и потребителями нефти, с организациями и предприятиями, эксплуатирующими сооружения и коммуникации, пересекающие МН или расположенные в пределах его охранной зоны.

5.2.3 В ППИ уточняются источники и места забора воды для заполнения МН, а также необходимые устройства и системы для отделения нефти от воды с последующей её утилизацией. В ППИ также разрабатываются мероприятия по укомплектованию рабочих бригад инженерно-техническими кадрами, по обеспечению служб техническими средствами: транспортом, ремонтными механизмами, агрегатами, инструментами, а так же средствами связи, необходимыми материалами, приспособлениями для безопасного ведения работ и т.п.

### **5.3 Освобождение нефтепроводов от нефти и очистка его полости от отложений перед испытаниями**

5.3.1 Испытания участков МН должны проводиться после очистки полости трубопровода от нефти с последующей промывкой полости трубопровода водой.

При отсутствии на участке, предназначенном для очистки и испытаний, узла камер приема и пуска средств очистки и диагностики (ПП СОД), необходимо соорудить временный узел. Если трубопровод имеет неравнопроходное сече-

ние, то для очистки необходимо применять эластичные разделители переменного диаметра, шары-разделители или гель, вводимый в трубопровод через вантуз.

Контроль качества очистки участка нефтепровода осуществляется определением остаточного содержания нефтепродуктов в опрессовочной воде. Величина остаточного содержания нефтепродуктов в опрессовочной воде в каждом конкретном случае устанавливается по согласованию с местными органами Минприроды России, Государственной бассейновой инспекции.

Объем воды для промывки нефтепровода должно быть не менее 10-15 % объема очищаемого участка.

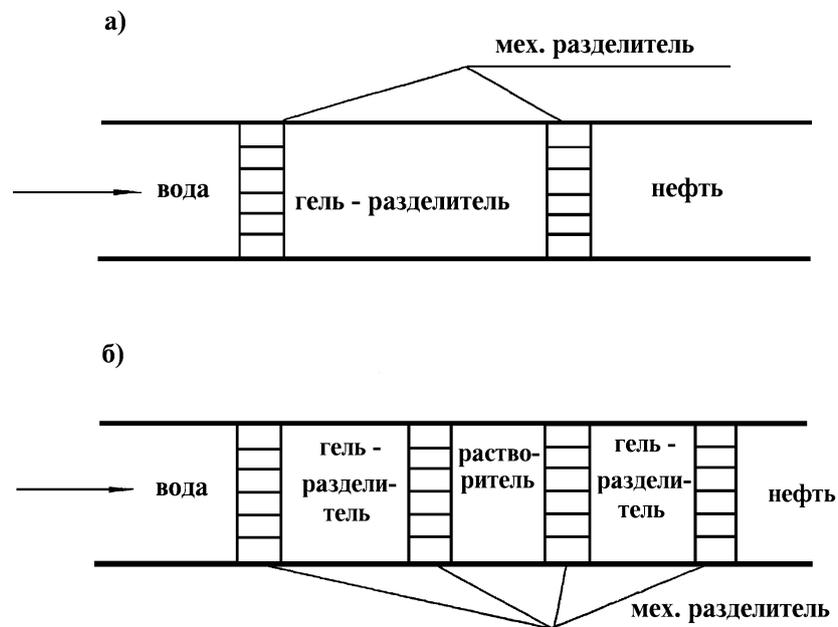
5.3.2 С целью повышения качества очистки полости трубопровода и уменьшения объема водонефтяной эмульсии на границе сред вода-нефть, закачка воды должна проводиться с обязательным применением разделителей различных типов - механических и гелей (рисунок 1).

5.3.3 В качестве механических разделителей могут применяться скребки-разделители типа СКР конструкции ОАО "ЦТД "Диаскан".

5.3.4 Определение необходимого объема гелевой пробки в зависимости от диаметра и длины трубопровода проводится согласно действующей инструкции по применению геля-разделителя при испытаниях (опрессовках) нефтепроводов [2]. Технология формирования гелевой пробки приведена в приложении Н.

5.3.5 Для улучшения качества очистки полости трубопровода от нефти и парафиновых остатков применяются растворители. В качестве растворителей могут быть применены растворители, включающие бензин и кислородосодержащие соединения (например, смесь: головной поток или кубовый остаток производства 2-этиленгексанола – (10-30) %, бензин – (70-90) %).

Требования к хранению, транспортировке растворителей приведены в приложении Р.



а) заполнение нефтепровода водой с применением геля-разделителя;

б) заполнение нефтепровода водой с применением геля-разделителя и растворителя.

Рисунок 1 - Схема применения геля-разделителя при испытаниях нефтепровода

5.3.6 Трубопроводы подводных переходов МН, с целью очистки от парафинистых отложений, механических примесей, промываются переключением потока нефти в одну нитку в течение 2-3 суток в соответствии с ПТЭ.

5.3.7 Заполнение водой участка МН или подводного перехода может осуществляться двумя способами: закачкой водяной пробки насосными агрегатами НПС и перемещением её в район испытываемого участка (или подводного перехода) нефтью (с целью промывки и заполнения); отключением испытываемой нитки подводного перехода и выдавливанием нефти водой передвижными высоконапорными насосными агрегатами, с очисткой и промывкой его с применением передвижных и низконапорных наполнительных агрегатов.

5.3.8 Для вытеснения нефти водой на стороне подводного перехода, расположенной ниже по абсолютным геодезическим отметкам, проводится врезка патрубка для закачки воды. Закачка воды проводится с одновременной откачкой нефти с наиболее высоких участков подводного перехода МН в трубопровод за береговыми задвижками. В некоторых случаях для полного удаления нефти могут быть выполнены врезки патрубков с обеих сторон подводного перехода и закачка воды выполняется последовательно, сначала с одной, затем с другой стороны. Вытеснение нефти осуществляется плавно, чтобы предотвратить образование эмульсии.

5.3.9 Количество воды, необходимое для процесса очистки, промывки и испытаний подводного перехода МН, в случае подачи воды с НПС, определяется как сумма объема испытываемого участка, тройного объема испытываемого участка на его промывку и объема хвостовой части, равного 0,5 объема испытываемого участка.

#### **5.4 Подготовка объектов МН к испытаниям**

5.4.1 В местах расположения наземных постов наблюдения, размещения наполнительных и опрессовочных агрегатов проводят врезку в нефтепровод соединительных патрубков для подсоединения насосных агрегатов, контроль-

ных приборов, с учетом возможности использования существующих на МН патрубков и вантузов.

5.4.2 Проводится проверка исправности линейных задвижек, подтяжка соединений, набивка сальников, а также проверка камер пуска и приема скребков, имеющихся патрубков и вантузов, оснащенных запорной арматурой.

5.4.3 Проводятся мероприятия по укомплектованию бригад, служб, привлекаемых к испытаниям, кадрами, техническими средствами, (транспортом, ремонтными механизмами, агрегатами, инструментом, приборами, средствами связи), а также необходимыми материалами для безопасного ведения работ, знаками ограждения, предупредительными знаками в соответствии с действующими нормативными документами по техническому оснащению специализированной бригады по испытанию действующих нефтепроводов.

5.4.4 В целях обеспечения четкой надежной связи в подготовительный период необходимо:

- подготовить аварийный запас средств связи;
- провести перед испытаниями проверку их работоспособности и устойчивости связи.

5.4.5 В местах расположения аварийно-восстановительных бригад, постов наблюдения, размещения наполнительных, опрессовочных и других агрегатов при необходимости, проводятся работы по устройству рабочих площадок для техники и персонала, подготавливаются помещения для временного размещения, отдыха и питания дежурного персонала (палатки, передвижные вагончики).

5.4.6 При отсутствии водоисточников, расположенных вдоль трассы или пересекающих её, должно быть обеспечено накопление воды в количестве, достаточном для заполнения испытываемых участков МН.

Требуемый объем воды может быть определен по номограмме (приложение Г). Накопление воды проводят в резервуарах НПС или специально оборудованных емкостях.

5.4.7 Для проведения гидравлических испытаний нефтепровода приказом по ОАО МН создается комиссия.

В состав комиссии входят:

- главный инженер ОАО МН;
- начальник отдела эксплуатации (ОЭ) ОАО МН;
- работник отдела промышленной безопасности ОАО МН;
- работник отдела экологической безопасности и рационального природопользования;
- представитель Госгортехнадзора Российской Федерации (ГГТН РФ);
- представители природоохранных органов.

В случае необходимости представители ГГТН РФ оповещаются в установленном порядке.

В приказе указываются цели и задачи предстоящих испытаний.

5.4.8 Комиссия обязана перед началом испытаний проверить готовность к проведению всех мероприятий, предусмотренных ПОИ и ППИ. Отмеченные при проверке недостатки и упущения в подготовке трубопровода к испытаниям должны быть устранены до начала испытаний в установленные комиссией сроки.

Готовность МН к испытаниям оформляется специальным протоколом комиссии.

## **5.5 Технические средства и материалы**

5.5.1 Для проведения испытаний объектов МН, в зависимости от принятой схемы, должны использоваться агрегаты, обеспечивающие необходимую подачу воды для вытеснения нефти и требуемый уровень давления (напора).

5.5.2 Техническое оснащение для проведения испытаний включает технические средства АВС и дополнительное оборудование и механизмы, указанные в приложении Д.

5.5.3 Марки и количество наполнительных и опрессовочных агрегатов выбираются из Перечня (приложение Д) с учетом технологической схемы подачи воды в испытываемый участок трубопровода (от НПС или местного водоемисточника), диаметра и протяженности участка МН.

5.5.4 В ходе подготовки к испытаниям проверяется и комплектуется аварийный запас материалов, деталей трубопроводов и арматуры.

## **6 ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ**

### **6.1 Технологический процесс проведения испытаний**

6.1.1 По распоряжению комиссии диспетчер прекращает перекачку нефти согласно с Инструкцией по остановке МН или его участка.

6.1.2 Наполнительные и опрессовочные агрегаты приводят в рабочее положение и подключают к трубопроводу на испытательном участке.

6.1.3 Магистральными насосами НПС или наполнительными агрегатами проводят закачку воды в испытываемый участок (участки) МН.

6.1.4 По достижении водяной пробки пикета (км), установленного с учетом указаний в 4.20-4.23, закачку воды прекращают и перекрывают линейные задвижки по концам испытываемого участка (участков).

6.1.5 При закачке воды и освобождении от нее трубопровода должны быть обеспечены условия закачки воды и нефти без остановки агрегатов и с применением разделителей с целью уменьшения объемов водонефтяной эмульсии.

6.1.6 При перемещении водяной пробки по трубопроводу необходимо учитывать рельеф трассы таким образом, чтобы при остановке пробки её головная часть располагалась на восходящем уклоне трассы, а концевая (хвостовая) – на нисходящем.

6.1.7 Для контроля за процессом испытаний МН предусматриваются наземные посты наблюдения в наиболее ответственных местах трассы МН, расположение которых устанавливается комиссией.

Как правило, посты наблюдения должны располагаться в наиболее низкой точке профиля трассы, в начале и конце испытываемого участка, а также в местах перехода через водные преграды, железные и шоссейные дороги и других наиболее опасных, с точки зрения повреждения МН, местах. Посты наблюдения должны иметь устойчивую связь с пунктом управления испытаниями.

6.1.8 На весь период испытаний на постах наблюдения обеспечивается круглосуточное дежурство наблюдателей. В состав каждой дежурной смены должно входить не менее двух наблюдателей. Наблюдатели должны быть обеспечены техникой передвижения (вертолеты, вездеходы, автомобили высокой проходимости и т.п.).

6.1.9 При испытаниях МН должен проводиться контроль:

- давления в испытываемом трубопроводе с помощью манометра класса точности не ниже 0,5 с пределом шкалы на давление около  $5/4$  от испытательного;
- режима испытаний с помощью самопишущего манометра давления;
- времени выдержки под испытательным давлением по часам.

6.1.10 Режим работы процесса испытаний (подъем давления, выдержка под испытательным давлением) - круглосуточный. Обслуживание процесса испытаний - постоянное.

6.1.11 После перекрытия линейных задвижек, ограничивающих испытываемый участок, и создания максимального напора наполнительными агрегатами, включают в работу опрессовочные агрегаты и повышают давление в трубопроводе до испытательного, затем останавливают опрессовочные агрегаты и перекрывают линию подачи воды в МН.

6.1.12 Гидравлические испытания участка МН проводят с соблюдением параметров, регламентированных в 4.7-4.23 настоящих Правил.

6.1.13 В процессе выдержки МН под испытательным давлением ведется постоянное наблюдение за показаниями приборов контроля давления и температуры воды. Величины давления и температуры воды фиксируются на диаграммах в непрерывном режиме и в рабочих журналах наблюдений (приложение Е). В случае возможности использования безбумажной технологии (электронной записи), показания приборов фиксируются в памяти ПЭВМ.

6.1.14 В процессе испытаний на каждом из испытываемых участков может наблюдаться постепенное снижение (повышение) испытательного давле-

ния вследствие снижения (повышения) температуры воды в трубопроводе за счет влияния теплового поля окружающей МН среды.

Степень и темп снижения (повышения) испытательного давления не должны отличаться от значений, определяемых по номограмме (приложение А) по замеренным перепадам температуры воды.

6.1.15 Замер температуры воды на испытываемом участке МН должен проводиться не менее, чем в трех точках, относительно равномерно расположенных по длине участка.

Средняя температура воды на участке определяется как среднеарифметическое из всех показаний.

6.1.16 По решению комиссии снижение (повышение) испытательного давления, вследствие охлаждения (нагрева) воды, может быть компенсировано её подкачкой (сбросом). Изменения давления фиксируются в протоколе испытаний.

6.1.17 На участках, соседних с испытываемым, с целью контроля герметичности и во избежание непредвиденного повышения давления, должны быть установлены контрольные манометры и обеспечено наблюдение за их показаниями.

6.1.18 Гидравлические испытания трубопровода должны быть прерваны и давление снижено до 0,5 от уровня рабочего давления на данном участке МН в случаях:

- резкого падения давления на испытываемом участке МН;
- подъема давления на участках, соседних с испытываемым;
- обнаружения выхода воды или нефти;
- возникновения непредвиденных обстоятельств, при которых продолжение испытаний может привести к аварии или опасной ситуации.

Распоряжение о прекращении или перерыве в испытаниях отдает председатель комиссии (дежурный член комиссии).

Причины прекращения испытаний фиксируются в рабочем журнале комиссии.

6.1.19 После снижения давления на участке (по распоряжению председателя комиссии) наблюдатели проводят осмотр закрепленного за ними участка МН.

6.1.20 В случае обнаружения разрыва нефтепровода с выходом водонефтяной эмульсии или воды наблюдатели должны немедленно доложить комиссии о повреждении МН, точном месте нахождения и возможных последствиях. Дефектный участок отключается путем закрытия близлежащих задвижек, выставляются предупредительные знаки и принимаются меры по предотвращению допуска в опасную зону людей, животных, транспорта.

6.1.21 Выявленные при испытаниях дефекты и повреждения устраняются в порядке, предусмотренном действующими нормативными документами.

6.1.22 Не допускается ликвидация выявленных при испытаниях дефектов и повреждений МН наложением муфт, латок, хомутов, бандажей.

Дефектный участок МН должен быть удален и заменен новым согласно Инструкции по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

После устранения дефектов испытания МН проводят по установленному регламенту.

6.1.23 Данные о характере каждого выявленного при испытаниях дефекта или повреждения трубопровода, а также работы по их устранению фиксируются в специальном акте (приложение Ж).

6.1.24 Испытания последующих участков МН проводят в указанном выше порядке.

6.1.25 По окончании испытаний опрессовочные агрегаты отключают, присоединительные патрубки заглушают или удаляют, открывают линейные задвижки на испытываемом участке МН, подготавливают нефтепровод к заполнению нефтью.

6.1.26 После окончания испытаний последнего участка производят вытеснение опрессовочной воды из трубопровода нефтью с применением разделителей, сбор и утилизацию вытесненной воды.

6.1.27 Об окончании испытаний и заполнении нефтью трубопровода комиссия официально уведомляет руководство и диспетчера ОАО МН.

6.1.28 После окончания испытаний в течение 5 дней ведется наблюдение за трассой МН путем ежедневного патрулирования для обнаружения возможных утечек.

## **6.2 Испытания подводных переходов МН**

6.2.1 Испытания подводных переходов магистральных нефтепроводов (ПП МН) должны проводиться после контроля технического состояния трубопровода. Контроль должен подтверждать, в первую очередь, соответствие высотного положения подводного перехода в плане - проектному.

При несоответствии положения в плане и высотного положения подводного перехода проектному, а также при выявлении других отклонений от проекта, отдельные его части или весь ПП МН в целом должны подвергаться контрольному расчету на прочность и устойчивость с целью определения его остаточной (действительной) несущей способности. Испытательное давление назначается по результатам контрольного расчета с учетом рекомендаций методических документов по расчету предельно допустимых давлений в ПП МН.

6.2.2 Опрессовка (поднятие давления в испытываемом подводном переходе до  $P_{исп}$  и выдержка  $P_{исп}$  по времени) проводится опрессовочными агрегатами, указанными в приложения Д.

6.2.3 Испытания отдельных ниток ПП МН могут выполняться без отключения их от МН или с отключением. В первом случае границами испытываемых ниток подводного перехода будут служить береговые задвижки (при условии их полной герметичности и исправности). При значительной длине переходов допускается их испытания проводить по частям (пойменная и русловая части).

6.2.4 Испытания ПП МН проводятся давлением  $P_{исп}$ , вызывающим в низшей точке испытываемого участка трубопровода напряжения, соответствующие  $0,95 \sigma_T$ , и выдержкой под этим давлением в течение 24 часов.

6.2.5 Все необходимые изменения и дополнения при организации и проведении испытаний ПП МН (изменение режимов испытаний, протяженность испытываемых участков и т.п.) осуществляются только на основании письменного распоряжения организации, утвердившей ППИ.

6.2.6 Расчет необходимой производительности и напора при заполнении водой ПП МН приведен в приложении И.

### **6.3 Испытания технологических трубопроводов НПС**

Испытания технологических трубопроводов НПС должны выполняться с учетом требований СНиП III-42, ПБ 03-108-96, ВППБ 01-05-99.

#### ***Подготовка к испытаниям***

6.3.1 Испытания технологических трубопроводов проводятся участками, разделяемыми по рабочим давлениям:

- трубопроводы высокого давления (коллектор основной насосной до узла регулирования давления, трубопроводы от узла подключения НПС);
- трубопроводы низкого давления (трубопроводы резервуарного парка, коллектор подпорных насосов).

Указанные трубопроводы могут разделяться на отдельные участки для обеспечения безопасности производства работ.

Испытываемые участки высокого давления отключаются от остальных трубопроводов с закрытием задвижек или разрезкой трубопроводов и приваркой сферических днищ по ТУ 102-488.

Испытательное давление для трубопроводов высокого давления принимается по п.4.9, но не менее  $1,25 P_{раб}$  в верхней точке.

Испытательное давление для трубопроводов низкого давления  $P_{исп} = 1,5 P_{раб}$ , но не менее  $1,1 P_{раб}$  в верхней точке.

6.3.2 Перед проведением испытаний выполняется комплекс подготовительных работ:

- проверка герметичности задвижек;

- подтяжка фланцевых соединений;
- набивка сальников задвижек;
- врезка патрубков для опрессовочных агрегатов;
- монтаж штуцеров для установки манометров;
- установка сферических днищ;
- проверка наличия емкостей аварийного сброса (емкостей утечек) и работоспособности защитного противопожарного оборудования;
- проверка готовности АВС;
- шурфовка трубопровода, контроль состояния стенки и сварных швов.

6.3.3 При подготовке к испытаниям технологические трубопроводы низкого давления могут быть разделены на участки в зависимости от возможности полного или частичного вывода из эксплуатации НПС и отключены от остальных линий. Отключение проводится установкой металлических заглушек между фланцами, снабженными хвостовиком-указателем или глухих фланцев. Толщина ( $\delta$ ) заглушек зависит от диаметра трубопровода испытываемого участка и величины испытательного давления и определяется согласно ТУ 38.11145 по формуле

$$\delta = K D_R \sqrt{\frac{P_{исп}}{[\sigma]}}$$

- где
- $K=0,41$ ;
  - $D_R$  - диаметр спирально-навитой прокладки по ТУ 38.114233;
  - $[\sigma]$  допустимое напряжение для материала заглушки по ГОСТ 14249;
  - $P_{исп}$  - испытательное давление в трубопроводе.

Места расположения заглушек на время проведения испытания отмечают предупредительными знаками. Заглушки нумеруются и их номера указываются на технологической схеме НПС.

6.3.4 При проведении испытаний вся запорная арматура, установленная на трубопроводе, должна быть полностью открыта, сальники - уплотнены; на месте регулирующих клапанов и измерительных устройств должны быть уста-

новлены монтажные катушки, все врезки, штуцера, бобышки для КИП должны быть заглушены.

6.3.5 До проведения испытаний участки трубопровода, при необходимости, подвергаются акустико-эмиссионной диагностике.

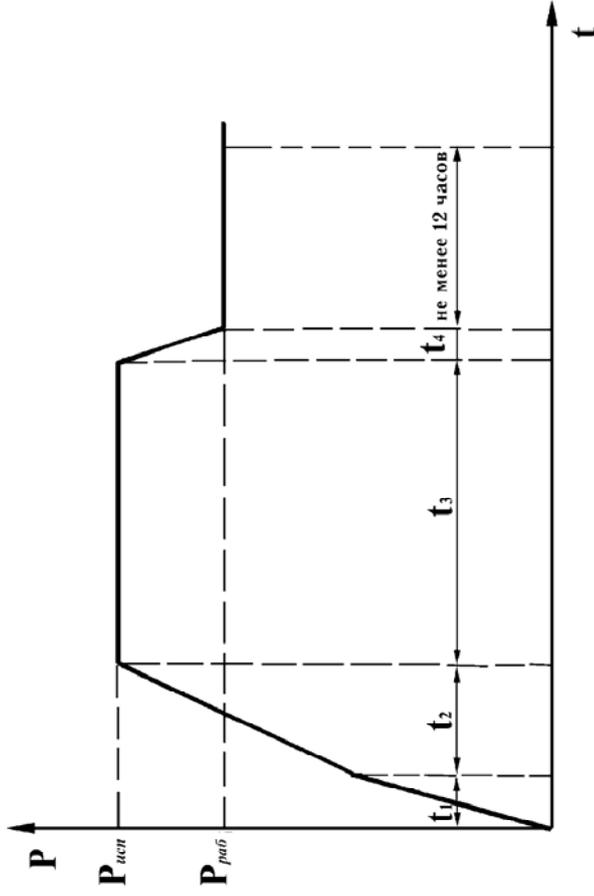
6.3.6 Врезку патрубков в испытываемый трубопровод для подсоединения наполнительно-опрессовочных агрегатов, а также для установки контрольно-измерительных приборов следует проводить в соответствии с действующими нормативными документами по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

### ***Проведение испытаний***

6.3.7 Режим проведения испытаний технологических трубопроводов высокого давления аналогичен режиму испытаний линейной части МН, а для технологических трубопроводов низкого давления режим проведения испытаний должен соответствовать указанному на рисунке 2.

6.3.8 Заполнение полости трубопровода производится насосом внутрибазовой перекачки, а в случае невозможности его применения наполнительно-опрессовочными агрегатами АНО-202. Испытания технологических трубопроводов НПС проводятся водой.

6.3.9 В процессе испытаний, контроль давления в трубопроводе проводится манометрами класса точности не ниже 0,5, а герметичность нефтепровода контролируется течеискателем типа АЭТ-1МС.



$t_1$  - время заполнения;  $t_2$  - время подъема давления до  $P_{исп}$ ;

$t_3$  - время испытания постоянным давлением ( $t_3 = 24$  часа);

$t_4$  - время снижения испытательного давления до  $P_{раб}$ .

Величина испытательного давления:  $P_{исп} = 1,5 P_{раб}$ , но не менее  $1,1 P_{раб}$  в верхней точке.

**Рисунок 2 - График проведения испытаний технологических трубопроводов  
низкого давления на прочность и герметичность**

6.3.10 Время выдержки под испытательным давлением - 24 часа, а затем выдержка при  $P_{\text{раб}}$  в течение 12 часов (проверка на герметичность, осмотр трубопровода).

6.3.11 В случае испытания технологических трубопроводов водой нефть с испытываемого участка необходимо слить в емкость для сбора утечек и перекачать в резервуары.

6.3.12 Загрязненную воду после опрессовки по системе промливневой канализации направляют на очистные сооружения НПС.

6.3.13 Одновременные гидравлические испытания нескольких участков трубопроводов, смонтированных на общих несущих строительных конструкциях или эстакаде, допускаются только в том случае, если это разрешено проектом.

6.3.14 Периодичность испытания трубопроводов на прочность и плотность приурочивают к времени проведения ревизии трубопроводов.

Сроки проведения испытаний должны быть равны удвоенной периодичности проведения ревизии, принятой согласно требованиям ПБ 03-108-96, но не реже одного раза в 8 лет.

## **7 ОЦЕНКА И ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ ОБЪЕКТОВ МН**

7.1 По окончании испытаний нефтепровода, комиссия оценивает результаты испытаний на основании материалов испытаний (рабочего журнала комиссии, рабочих журналов наблюдателей и других документов, составленных в период подготовки и проведения испытаний).

7.2 Результаты гидравлических испытаний МН на прочность и герметичность признаются удовлетворительными, если во время испытаний не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и в местах приварки патрубков не обнаружено течи и отпотин.

7.3 О проведении гидравлических испытаний каждого из участков МН составляется акт установленной формы (приложение К), к которому прилагаются:

- график режима испытаний участка МН (приложение М) с фактическими данными об условиях и параметрах испытаний;
- диаграммы с записью в непрерывном режиме давления и температуры воды при испытаниях и соответствующие выписки из журналов наблюдений;
- акты на устранение выявленных дефектов и повреждений (приложение К).

7.4 Проведение гидравлических испытаний всего нефтепровода оформляется актом установленной формы (приложение Л).

В акте испытаний МН должны быть отражены:

- основания для проведения испытаний;
- цели и задачи испытаний;
- сроки испытаний (начало и окончание);
- основные результаты;
- заключение о возможности ввода МН в эксплуатацию;
- решение о предполагаемой продолжительности дальнейшей эксплуатации МН до следующего испытания;

- другие рекомендации, направленные на повышение надежности МН.

7.5 К акту испытаний МН прилагаются:

- приказ о проведении испытаний;
- технологическая схема испытаний МН (приложение В) с фактическими данными об условиях и параметрах испытаний;
- протоколы о внесении изменений и дополнений в ПОИ и ППИ нефтепровода;
- сведения (справка) о простое МН в период проведения испытаний;
- сведения (справка) о потерях нефти, затратах на организацию и проведение испытаний, а также на ликвидацию повреждений и их последствий;
- акты испытаний участков МН с приложениями.

7.6 Акты испытаний МН служат исходными документами для разработки режимов дальнейшей эксплуатации нефтепровода, исследования причин возникновения дефектов и разработки рекомендаций по их предупреждению, для выработки предложений и рекомендаций заводам-изготовителям труб и арматуры, проектным и строительно-монтажным организациям, для оформления формуляров разрешенных рабочих давлений на нефтепроводах, а также для решения других технических, плановых и организационных задач эксплуатации МН.

7.7 Акт испытаний нефтепровода подписывается членами комиссии, утверждается руководством ОАО МН.

7.8 Все изменения в конструкции объектов МН, выполненные в период подготовки и проведения испытаний (замена отдельных участков труб, установка катушек, патрубков, вантузов и т.п.), должны быть внесены (отражены) в техническую документацию, паспорт МН и подтверждены исполнительно-технической документацией, оформленной в установленном порядке.

7.9 После приемки испытанных участков комиссией (в случаях испытания МН для проверки надежности) и приемки законченных работ после капитального ремонта, готовый участок трубопровода подключается к линейной части нефтепровода или к технологическим трубопроводам.

Выполнение работ по подключению проводится с учетом требований нормативных документов (СНиП III-42-80\*, РД 39-00147105-015-98, Регла-

мент плановых работ по замене трубы при капитальном ремонте и реконструкции МН АК “Транснефть” и другие).

Вытеснение опрессовочной воды из трубопровода линейной части производится нефтью с применением механических или гелевых разделителей в соответствии с планом мероприятий по пуску нефтепровода. Заполнение технологических трубопроводов производится прямым контактированием нефти с водой. При этом должны соблюдаться требования по утилизации опрессовочной воды, указанные в 6.3.12, 8.12, 8.14, 9.6-9.10.

## **8 МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ИСПЫТАНИЯХ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

8.1 Меры безопасности при проведении гидравлических испытаний магистральных нефтепроводов должны быть отражены в специальной инструкции, входящей в состав документации, регламентирующей проведение испытаний.

8.2 При испытаниях каждого отдельного участка нефтепровода распоряжением по ОАО МН назначаются работники, ответственные за обеспечение безопасности обслуживающего персонала, населения и сохранности техники и сооружений вдоль трассы трубопровода (в пределах охранной зоны), перемещение техники в охранной зоне МН, организацию бытовых условий для работников.

8.3 При испытаниях участка МН, независимо от его диаметра, устанавливается охранный зона (зона безопасности) по 100 м в обе стороны от оси трубопровода. В процессе испытаний участка нефтепровода люди, механизмы и оборудование должны находиться за пределами охранной зоны.

8.4 На время испытаний нефтепроводов в распоряжение комиссии должны выделяться люди для оцепления опасных участков МН. Оцепление снимается только по указанию председателя комиссии.

8.5 Все работы при проведении испытаний участков нефтепроводов, особенно в местах сбора водонефтяной эмульсии, должны выполняться с соблюдением правил пожарной и экологической безопасности.

8.6 При подготовке и проведении гидравлических испытаний объектов МН следует руководствоваться следующими документами по безопасности:

- СНиП III-4 Техника безопасности в строительстве. Правила производства и приемки работ;
- Правила безопасности при эксплуатации МН;
- ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание;

- Система организации работ по охране труда и промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте (СОРОТ);
- РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов (ВППБ 01-05-99);
- Правила охраны магистральных трубопроводов;
- ВСН 31-81 Инструкция по производству строительных работ в охраняемых зонах магистральных трубопроводов министерства нефтяной промышленности;
- ГОСТ 12.4.026 ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности.

8.7 При монтаже и эксплуатации насосных агрегатов, машин и механизмов необходимо соблюдать указания, изложенные в соответствующих разделах инструкций и паспортах на них.

8.8 Врезку патрубков в испытываемый трубопровод для подсоединения наполнительных и опрессовочных агрегатов, а также для установки измерительных приборов и сигнализаторов следует выполнять в соответствии с требованиями Инструкции по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах и СНиП III-4.

Замер параметров при испытаниях должен проводиться дистанционными приборами, вынесенными за пределы охранной зоны.

Допускается установка манометров над поверхностью земли. В этом случае для снятия показаний манометров должны применяться оптические средства.

8.9 При необходимости проведения в процессе испытания сварочных работ под давлением необходимо руководствоваться требованиями действующих нормативных документов по безопасному ведению сварочных работ при ремонте нефтепроводов под давлением и по врезке отводов к магистральным нефтепроводам под давлением.

8.10 В случае обнаружения выхода воды или нефтяной эмульсии необходимо немедленно сбросить давление и прекратить процесс испытаний, выставить предупредительные знаки в местах выхода. Испытания возобновляются после выявления мест, причин повреждения трубопровода и их ликвидации.

8.11 Работы по ликвидации повреждений и дефектов, выявленных при испытаниях, должны выполняться с соблюдением требований действующих нормативных документов по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах и требований по охране окружающей природной среды.

8.12 Мероприятия по приему воды, эмульсии и нефти, очистке воды и утилизации нефти на линейной части МН проводятся по согласованию с местными органами власти, землепользователями, местными органами водного хозяйства, Госгортехнадзора.

8.13 В зонах наиболее вероятного попадания неочищенной опрессовочной воды в водоемы, реки или иные водные источники, в случае разрушения трубопровода, должно предусматриваться сооружение насыпей, дамб, водоотводных каналов.

Естественные водостоки (овраги, ручьи и др.) должны быть оборудованы устройствами для улавливания пленки нефти.

8.14 Для сбора воды, водонефтяной эмульсии и нефти для последующей утилизацией нефти и нефтяных отходов, должны быть подготовлены специальные устройства и емкости (котлованы, пруды-накопители, резервуары, средства по сбору нефти) в соответствии с требованиями Инструкции по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

Работа по сбору и утилизации нефти должна выполняться с соблюдением требований охраны труда, противопожарной охраны и охраны окружающей природной среды.

## **9 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ ПРИ ИСПЫТАНИЯХ**

9.1 При проведении гидравлических испытаний магистральных нефтепроводов распоряжением по ОАО МН назначается лицо, ответственное за соблюдение требований экологической безопасности.

9.2 Предотвращение ущерба окружающей природной среде в период испытаний обеспечивается организацией дежурства персонала, в местах расположения постов, с целью немедленного обнаружения утечек опрессовочной воды (нефти); проверкой герметичности задвижек перед началом опрессовки; постоянной готовностью аварийно-восстановительной службы к ликвидации повреждений.

9.3 В случае порыва трубопровода в процессе гидравлических испытаний должны приниматься оперативные меры по его ликвидации согласно плану ликвидации возможных аварий.

9.4 В период проведения гидравлических испытаний нефтепроводов средства ограничения разливов и сбора опрессовочной воды (нефти) должны быть приведены в готовность к немедленному их использованию.

9.5 После завершения гидравлических испытаний нефтепроводов должны быть выполнены мероприятия по восстановлению (рекультивации) земель, нарушенных или загрязненных при их выполнении.

9.6 При проведении гидравлических испытаний разрабатываются мероприятия по приему опрессовочной воды для очистки от нефти. При этом должно быть предусмотрено максимальное использование водоочистных сооружений и систем нефтеперерабатывающих заводов, наливных пунктов, НПС или нефтебаз.

9.7 В случае, когда отсутствует возможность использования стационарных водоочистных сооружений для приема опрессовочной воды из трубопровода, после окончания испытаний для приема опрессовочной воды используются имеющиеся земляные амбары, котлованы, построенные при сооружении

нефтепроводов и обновленные перед испытанием, или дополнительно сооруженные емкости.

9.8 В земляных амбарах проводится отстой опрессовочной воды с целью отделения нефти. Отстоявшуюся нефть с поверхности воды в земляных амбарах собирают в передвижные емкости и доставляют на НПС, где осуществляется окончательное отделение нефти от воды на очистных сооружениях НПС.

9.9 Очистку воды, там, где это возможно, необходимо вести непосредственно из трубопровода с использованием очистных установок, снижающих концентрацию нефти в воде, с последующим выпуском воды в изолированные емкости.

9.10 Сбрасывать опрессовочные воды в водоемы допускается после очистки до степени чистоты, соответствующей требованиям ГОСТ 17.1.3.10.

9.11 При сбросе очищенных опрессовочных вод в водоемы обязательно оформление нормативов предельно допустимого содержания (ПДС) загрязняющих веществ в сточных водах, сбрасываемых в водоем (рельеф) по предельно допустимой концентрации (ПДК) воды водоема рыбохозяйственного назначения с концентрацией нефтепродуктов не более  $0,05 \text{ мг/дм}^3$ .

Для сброса воды в водоем с разбавлением необходимо оформление разрешения на спецводопользование.

Приложение А  
(обязательное)

**НОМОГРАММА**  
**для определения изменения испытательного давления**  
**в зависимости от изменения температуры воды**

Одной из причин изменения давления при выдержке под испытательной нагрузкой может быть изменение температуры испытательной среды (вода, нефть).

При длительной выдержке участка трубопровода под давлением начинает действовать температурный фактор: изменение объема закачанной воды, температурная деформация металла трубы. Сопоставлением расчетной поправки температурного влияния на испытываемом участке можно выявить причину изменения давления.

Замером можно определить изменение температуры воды. Зависимость между изменением давления и температурой в трубопроводе выражается формулой

$$\Delta m = \frac{\Delta t(\beta_t - 2\alpha)}{\frac{D_o}{E \cdot \delta} + C}, \quad (\text{A.1})$$

где  $\Delta P$  - изменение давления, МПа (кгс/см<sup>2</sup>);

$\Delta t$  - изменение температуры, град.  $\Delta t = t_2 - t_1$ ;

$t_1$  - температура воды в трубопроводе в начале опрессовки (°С);

$t_2$  - температура воды в трубопроводе в конце опрессовки (°С);

$\beta_t$  - коэффициент температурного расширения воды 1/град;

$\alpha$  - коэффициент расширения стали, 1/ град;

$D_o$  - наружный диаметр трубопровода, мм;

$C$  - коэффициент объемного сжатия воды,  $44,3 \cdot 10^{-6}$  см<sup>2</sup>/кгс;

$E$  - модуль упругости металла,  $2,1 \cdot 10^6$  кгс/см<sup>2</sup>;

$\delta$  - толщина стенки трубы, мм.

Коэффициенты  $\alpha$ ,  $C$  и  $E$  в области температур и давлений, при которых испытывается трубопровод, можно считать постоянными.

Коэффициент  $\beta_t$  зависит от температуры и может быть вычислен по формуле

$$\beta_t \cdot 10^5 = \frac{-6,4286(t_2 - t_1) + 0,850975(t_2^2 - t_1^2) - 0,0067989(t_2^3 - t_1^3) + 0,00004(t_2^4 - t_1^4)}{t_2 - t_1} \quad (\text{A.2})$$

В таблице А.1 даны вычисленные значения  $\beta_t$  во всех диапазонах изменения температуры от 0 °С до 25 °С.

Таблица А.1 - Изменение коэффициента температурного расширения воды в зависимости от изменения температуры

$t_1 - t_2, \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta t, \text{ }^\circ\text{C}$	$\beta_t \cdot 10^5$ 1/град	$t_1 - t_2, \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta t, \text{ }^\circ\text{C}$	$\beta_t \cdot 10^5$ 1/град
1	2	3	1	2	3
0-1	1	-6,087	1-8	7	0,610
0-2	2	-5,093	1-9	8	1,358
0-3	3	-4,195	1-10	9	2,093
0-4	4	-3,344	1-11	10	2,815
0-5	5	-2,522	1-12	11	3,52
0-6	6	-1,721	1-13	12	4,22
0-7	7	-0,939	1-14	13	4,91
0-8	8	-0,172	1-15	14	5,598
0-9	9	0,580	1-16	15	6,25
0-10	10	1,318	1-17	16	6,91
0-11	11	2,050	1-18	17	7,55
0-12	12	2,759	1-19	18	8,18
0-13	13	3,462	1-20	19	8,82
0-14	14	4,154	1-21	20	9,43
0-15	15	4,834	1-22	21	10,02
0-16	16	5,505	1-23	22	10,62
0-17	17	6,165	1-24	23	11,22
0-18	18	6,815	1-25	24	14,80
0-19	19	7,457	2-3	1	-2,28
0-20	20	8,089	2-4	2	-1,497
0-21	21	8,713	2-5	3	-0,73
0-22	22	9,310	2-6	4	0,036
0-23	23	9,912	2-7	5	0,766
0-24	24	10,511	2-8	6	1,53
0-25	25	11,102	2-9	7	2,25
1-2	1	-4,426	2-10	8	2,97
1-3	2	-3,451	2-11	9	3,68
1-4	3	-2,573	2-12	10	4,37
1-5	4	-1,740	2-13	11	5,06
1-6	5	-0,937	2-14	12	5,73
1-7	6	-0,154	2-15	13	6,40

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	1	2	3
2-16	14	7,05	4-9	5	3,76
2-17	15	7,70	4-10	6	4,60
2-18	16	8,34	4-11	7	5,17
2-19	17	8,97	4-12	8	5,85
2-20	18	9,58	4-13	9	6,52
2-21	19	10,20	4-14	10	7,19
2-22	20	10,78	4-15	11	7,64
2-23	21	11,37	4-16	12	8,49
2-24	22	11,96	4-17	13	9,13
2-25	23	12,54	4-18	14	9,75
3-4	1	-0,72	4-19	15	10,37
3-5	2	0,06	4-20	16	10,98
3-6	3	0,81	4-21	17	11,58
3-7	4	1,55	4-22	18	12,15
3-8	5	2,29	4-23	19	12,73
3-9	6	3,01	4-24	20	13,31
3-10	7	3,72	4-25	21	13,88
3-11	8	4,42	5-6	1	2,34
3-12	9	5,11	5-7	2	3,07
3-13	10	5,80	5-8	3	3,79
3-14	11	6,48	5-9	4	4,50
3-15	12	7,13	5-10	5	5,20
3-16	13	7,78	5-11	6	5,89
3-17	14	8,02	5-12	7	6,57
3-18	15	9,05	5-13	8	7,24
3-19	16	9,67	5-14	9	7,90
3-20	17	10,29	5-15	10	8,55
3-21	18	10,89	5-16	11	9,19
3-22	19	11,47	5-17	12	9,82
3-23	20	12,06	5-18	13	10,44
3-24	21	12,64	5-19	14	1,05
3-25	22	13,21	5-20	15	11,66
4-5	1	0,63	5-21	16	12,26
4-6	2	1,56	5-22	17	12,82
4-7	3	2,32	5-23	18	13,40
4-8	4	3,05	5-24	19	13,97
			5-25	20	14,59

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	1	2	3
6-7	1	3,81	7-25	18	15,83
6-8	2	4,53	8-9	1	6,65
6-9	3	5,23	8-10	2	7,33
6-10	4	5,93	8-11	3	8,01
6-11	5	6,61	8-12	4	8,68
6-12	6	7,28	8-13	5	9,33
6-13	7	7,95	8-14	6	9,97
6-14	8	8,60	8-15	7	10,61
6-15	9	9,25	8-16	8	11,23
6-16	10	9,88	8-17	9	11,85
6-17	11	10,51	8-18	10	12,46
6-18	12	11,13	8-19	11	13,05
6-18	13	11,81	8-20	12	13,65
6-19	14	12,33	8-21	13	14,22
6-20	15	12,93	8-22	14	14,78
6-22	16	13,49	8-23	15	15,34
6-23	17	14,06	8-24	16	15,90
6-24	18	14,63	8-25	17	16,45
6-25	19	15,19	9-10	1	8,03
7-8	1	5,25	9-11	2	8,70
7-9	2	5,95	9-12	3	9,36
7-10	3	6,64	9-13	4	10,00
7-11	4	7,32	9-14	5	10,64
7-12	5	7,99	9-15	6	11,27
7-13	6	8,65	9-16	7	11,89
7-14	7	9,29	9-17	8	12,50
7-15	8	9,93	9-18	9	13,11
7-16	9	10,56	9-19	10	13,70
7-17	10	11,18	9-20	11	14,29
7-18	11	11,79	9-21	12	14,86
7-19	12	12,40	9-22	13	15,41
7-20	13	12,99	9-23	14	15,96
7-21	14	13,58	9-24	15	16,52
7-22	15	14,14	9-25	16	17,07
7-23	16	14,70	10-11	1	9,37
7-24	17	15,27	10-12	2	10,02

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	1	2	3
10-13	3	10,67	12-22	10	17,24
10-14	4	11,30	12-23	11	17,78
10-15	5	11,93	12-24	12	18,33
10-16	6	12,54	12-25	13	18,86
10-17	7	13,15	13-14	1	13,22
10-18	8	13,75	13-15	2	13,83
10-19	9	14,33	13-16	3	14,43
10-20	10	14,97	13-17	4	15,02
10-21	11	15,49	13-18	5	15,61
10-22	12	16,03	13-19	6	16,18
10-23	13	16,58	13-20	7	16,75
10-24	14	17,13	13-21	8	17,31
10-25	15	17,68	13-22	9	17,83
11-12	1	10,63	13-23	10	18,37
11-13	2	11,32	13-24	11	18,91
11-14	3	11,95	13-25	12	19,44
11-15	4	12,57	14-15	1	14,14
11-16	5	13,18	14-16	2	15,04
11-17	6	13,78	14-17	3	15,63
11-18	7	14,38	14-18	4	16,21
11-19	8	14,96	14-19	5	16,78
11-20	9	15,54	14-20	6	17,34
11-21	10	16,11	14-21	7	17,90
11-22	11	16,64	14-22	8	18,41
11-23	12	17,18	14-23	9	18,94
11-24	13	17,73	14-24	10	19,48
11-25	14	18,28	14-25	11	20,02
12-13	1	11,96	15-16	1	15,64
12-14	2	12,59	15-17	2	16,22
12-15	3	13,20	15-18	3	16,80
12-16	4	13,81	15-19	4	17,37
12-17	5	14,41	15-20	5	17,93
12-18	6	14,99	15-21	6	18,48
12-19	7	15,58	15-22	7	18,98
12-20	8	16,15	15-23	8	19,51
12-21	9	16,71	15-24	9	20,05
			15-25	10	20,58

Окончание таблицы А.1

1	2	3	1	2	3
16-17	1	16,81	21-23	2	22,67
16-18	2	17,38	21-24	3	23,22
16-19	3	17,95	21-25	4	23,75
16-20	4	18,51	22-23	1	23,11
16-21	5	19,05	22-24	2	23,70
16-22	6	19,54	22-25	3	24,24
16-23	7	20,07	23-24	1	24,32
16-24	8	20,60	23-25	2	24,84
16-25	9	21,13	24-25	1	25,36
17-18	1	17,96			
17-19	2	18,52			
17-20	3	19,07			
17-21	4	19,51			
17-22	5	20,08			
17-23	6	20,61			
17-24	7	21,50			
17-25	8	21,67			
18-19	1	19,08			
18-20	2	19,63			
18-21	3	20,17			
18-22	4	20,63			
18-23	5	21,15			
18-24	6	21,69			
18-25	7	22,20			
19-20	1	20,19			
19-21	2	20,2			
19-22	3	21,16			
19-23	4	21,68			
19-24	5	22,21			
19-25	6	22,73			
20-21	1	21,26			
20-22	2	21,66			
20-23	3	22,19			
20-24	4	22,72			
20-25	5	23,20			
21-22	1	22,13			

От момента начала испытаний и до окончания изменяется температура закачанной воды (трубопровода) за счет выравнивания её с температурой окружающей среды (грунта). При этом будет изменяться испытательное давление в сторону понижения или повышения. При оценке результатов испытаний это должно учитываться.

Для облегчения расчетов по определению изменения давления при испытаниях в зависимости от изменения температуры, построена номограмма (рисунок А.1) для наиболее распространенных областей изменения температуры в пределах допустимой погрешности. Для более точного подсчета изменения давления при испытаниях рекомендуется пользоваться уравнением (А.1).

Следует отметить, что в силу аномальных свойств воды при низких температурах ( $0 \div +4$  °С) расчеты по уравнению (А.1) могут дать отрицательные результаты, указывая на уменьшение давления при повышении температуры.

Порядок пользования номограммой приведен в примере.

Пример. Требуется определить изменение давления, если температура изменилась с 21 °С до 17 °С. Диаметр трубопровода 720 мм, толщина стенки 10,5 мм. По таблице Б.1 находим среднеинтегральное значение коэффициента

$$\beta_t = 19,6 \cdot 10^5 \left[ \frac{1}{\text{град}} \right].$$

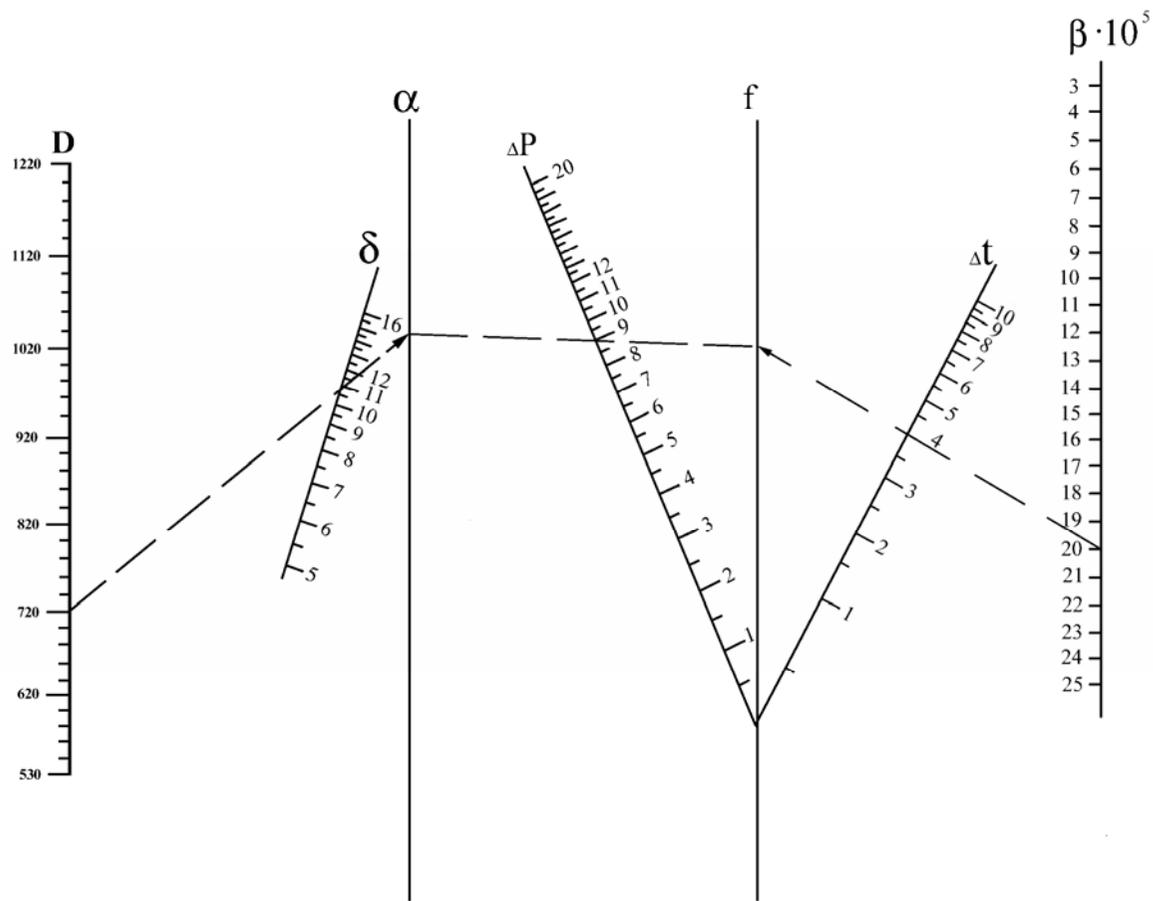
Соединим на шкалах  $D$  и  $\delta$  отметки 720 и 10,5 прямой, продолжим её до пересечения с немой шкалой  $\alpha$ .

На шкалах  $\beta \cdot 10^5$  и  $\Delta t$  соединяем прямой отметки 19,6 и 4 до пересечения с немой шкалой  $f$ .

Засечки на немых шкалах соединяем прямой, пересечение её со шкалой  $\Delta P$  дает искомый ответ - 9 кгс/см<sup>2</sup>.

Расчет по формуле (А.1) дает значение  $\Delta P = 9,052$  кгс/см<sup>2</sup>.

$$\text{Ошибка составляет } \frac{9,052 - 9}{9,052} \cdot 100 \% \approx 0,5 \%$$



**Рисунок Б.1 - Номограмма для определения изменения давления в трубопроводе при изменении температуры воды**

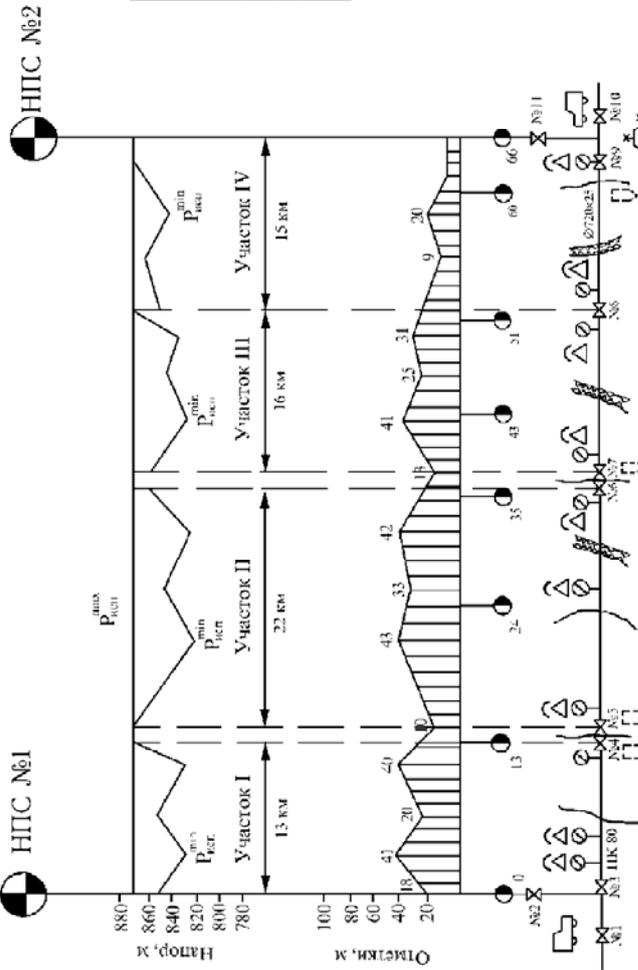
Приложение В  
(рекомендуемое)

График режима испытаний  
участка нефтепровода

УТВЕРЖДАЮ  
Главный инженер

\_\_\_\_\_ г.  
"\_\_\_" \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

Технологическая схема гидравлического испытания  
нефтепровода А-Б



01 0 км, 0 ПК  
до 66 км 660 ПК

Основные данные:

№ уч.	Диам., мм	Мини-толщ. стенок, мм	Протяж-ность, км	Давление испытания, кгс/см <sup>2</sup>		Испытательная жидкость
				максим. малым.	миним. малым.	
I	720	8,5	13	87	83,3	вода
II	720	8,5	22	87	82,3	вода
III	720	8,5	16	87	82,5	вода
IV	720	8,5	15	87	85,0	вода

Наиболее опасные участки

1. Ручей ПК 29-ПК31+3
2. Лощина ПК239 - ПК241+10

- Условные обозначения:**
- ∅ - прибор для замера давления;
  - - пункты связи;
  - △ - места расположения пунктов наблюдения;
  - - места подключения и перебазировки опрессовочных агрегатов;
  - ☐ - места расположения аварийных бригад;
  - \*☐ - вертолетная площадка.

Приложение В  
(рекомендуемое)  
**РАСЧЕТ**

**времени простоя при подготовке и испытаниях  
нефтепровода \_\_\_\_\_  
на участке \_\_\_\_\_  
(диаметр \_\_\_\_\_ мм, протяженность \_\_\_\_\_ км)**

Наименование работ	Ед. изм.	Кол-во	Время простоя	Примечание
2	3	4	5	6
<b><u>Подготовительные работы</u></b>				
1 Подтяжка болтов соединений, задвижек, набивка сальников				
2 Установка (врезка) штуцеров для манометров				
3 Врезка штуцеров с задвижками под опрессовочный агрегат				
4 Капитальный ремонт нефтепровода, связанный со снижением давления или полной его остановкой				
<b>Итого:</b>				
<b><u>Испытания нефтепровода</u></b>				
1 Наполнение нефтепровода водой				
2 Подъем давления				
3 Время выдержки под испытательным давлением				
4 Время снижения давления до рабочего				
5 Время осмотра трассы				
6 Время ликвидации отказов				
7 Время опорожнения от воды и подключение участка к испытанному нефтепроводу				
<b>Итого:</b>				
<b>Всего:</b>				
<b>Примечания</b>				
1 Расчет составляется на основании норм времени на ремонтные работы для магистральных трубопроводов (рисунок В.1)				
2 При расчете следует предусматривать одновременное проведение работ на нескольких участках				

## **Продолжительность испытаний действующих нефтепроводов**

Расчет продолжительности испытаний отдельных участков МН проводится согласно принятого режима испытаний (Приложение М). Кроме того учитывается время проведения подготовительных работ, время ликвидации отказов, возникших во время испытаний.

Расчет времени наполнения нефтепровода предполагает применение двух способов: магистральными насосами со средней скоростью перекачки  $n$  и дополнительными агрегатами АН-501 со средней скоростью наполнения 480 м<sup>3</sup>/ч на 1 агрегат.

Время выдержки под испытательным давлением принимается равным 24 часам.

Время ликвидации отказов определяется из расчета 1 отказ на 20 км испытываемого нефтепровода (по опыту испытаний действующих МН) и принимается по средним значениям времени восстановления для указанных диаметров.

Время опорожнения испытанных участков от воды при расчете не учитывается, поскольку процесс перекачки нефти при этом продолжается.

Другие составляющие времени испытаний принимаются по средним значениям составляющих.

Продолжительность испытаний действующих МН для различных исходных данных приведены в таблице В.1

Таблица В.1 - Продолжительность испытаний действующих нефтепроводов

Длина участка, км	Условный диаметр нефтепровода, мм	Время, ч									
		Заполнения			Подъема давления до испытательного значения	Выдержки под испытательным давлением	Снижения давления до рабочего	Осматра участка	Ликвидации отказов	Испытаний	
		подготовительные работы	магистральными насосами	насосными установками типа АН-501						при заполнении магистральными насосными агрегатами	насосными установками типа АН-502
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13
10	500	3	2,1	2	0,5	24	0,5	12	13	55,1	55
	700	3	1,8	4	0,5	24	0,5	12	15	56,8	59
	1000	3	1,3	4,2	0,5	24	0,5	12	21,5	62,8	65,7
	1200	3	1,2	6	0,5	24	0,5	12	21,5	66,7	71,5
20	500	3	4,2	4	1	24	1	12	26	71,2	71
	700	3	3,6	8	1	24	1	12	30	74,6	79
	1000	3	2,6	8	1	24	1	12	43	86,6	92
	1200	3	2,4	11	1	24	1	12	51	94,4	103
30	500	3	6,3	6	1,5	24	1	12	39	86,8	86,5
	700	3	5,4	12	1,5	24	1	12	45	91,9	98,5
	1000	3	3,9	12,5	1,5	24	1	12	64,5	109,9	118,5
	1200	3	3,6	18	1,5	24	1	12	76,5	121,6	136
40	500	3	8,4	8	2	24	1,5	12	52	112,9	112,5
	700	3	7,2	16	2	24	1,5	12	60	109,7	118,5
	1000	3	5,2	16,5	2	24	1,5	12	86	133,7	145
	1200	3	4,8	22,5	2	24	1,5	12	102	149,8	167,5

Примечание Для заполнения нефтепровода с условным диаметром 500 и 700 мм взяты два насосных агрегата АН-501, а диаметром 1000 и 1200 мм - четыре агрегата АН-501

Приложение Г  
(рекомендуемое)

**НОМОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМА ВОДЫ,  
ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ И ВРЕМЕНИ  
НАПОЛНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА**

Номограмма (рисунок Г.1) состоит из двух частей. В правой части по оси абсцисс отложена протяженность участков трубопровода от 1 до 100 км. Наклонные линии в этой части номограммы обозначают условные диаметры  $D_y$  трубопроводов от 100 до 1600 мм.

По оси абсцисс в левой части номограмм отложена продолжительность наполнения трубопровода  $t_n$  от 0,1 до 1000 ч. Наклонные линии в этой части номограммы обозначают производительность  $Q$  (в  $\text{м}^3/\text{час}$ ) наполнительных агрегатов.

По оси ординат отложена емкость трубопровода в  $\text{м}^3$ . Для сокращения размеров и удобства пользования номограмма построена по логарифмической сетке.

Для определения по номограмме времени заполнения участка трубопровода водой длиной  $L$  и диаметром  $D_y$  с помощью наполнительного агрегата производительностью  $Q$  необходимо выполнить действия в соответствии с ключом номограммы, нанесенным пунктирной линией со стрелками.

При использовании для заполнения трубопровода насосов или компрессоров, производительности которых не нанесены на номограмму, построение линии производительности осуществляют следующим образом:

в левой части номограммы находятся точки (А и Б), соответствующие емкости трубопровода, которые будут заполнены при работе агрегата в течение 1 и 100 ч.

Пусть для примера производительность агрегата будет  $200 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Тогда точки А и Б будут соответствовать емкости 20 и  $2000 \text{ м}^3$ , заполняемым соответственно за 1 и 100 ч. Через точки А и Б проводят наклонную линию, которая и будет соответствовать производительности  $200 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Естественно, что эта линия пройдет параллельно ранее нанесенным.

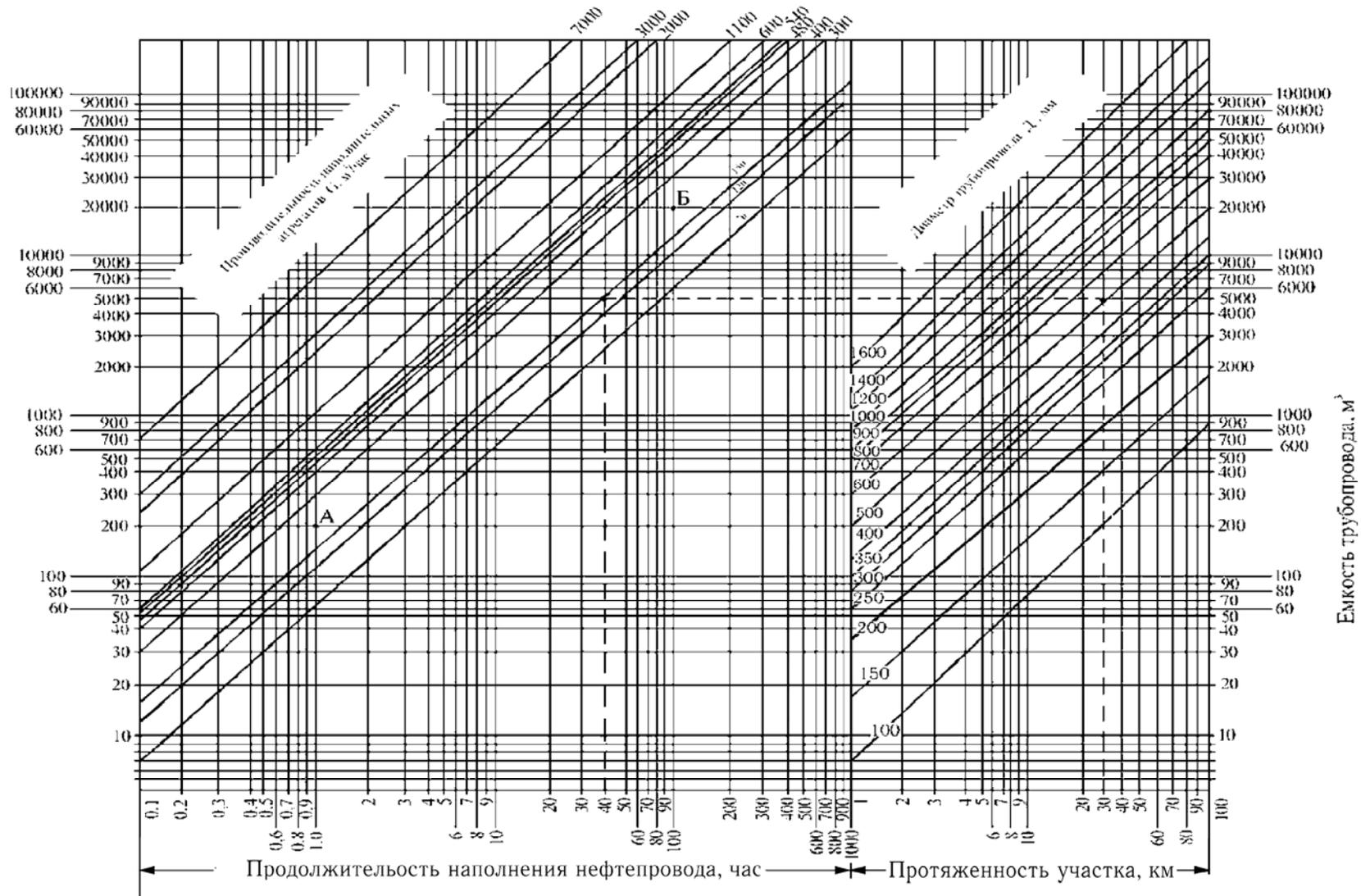


Рисунок Г.1 – Номограмма для определения объема воды, производительности и времени заполнения трубопровода

При использовании однотипных агрегатов время, определенное по номограмме при заполнении одним агрегатом, делят на число агрегатов.

При использовании агрегатов с различной производительностью определяют их суммарную часовую производительность и по ней находят время заполнения участка трубопровода.

Рассмотрим следующие примеры:

1. Определить время заполнения водой участка трубопровода  $D_y = 500$  мм протяженностью 30 км.

Для заполнения используется один агрегат типа АН-151, производительностью  $Q = 150$  м<sup>3</sup>/ч.

На оси абсцисс правой части номограммы находим точку, соответствующую  $L = 30$  км и от неё проводим вертикальную линию до пересечения с наклонной линией, обозначающей  $D = 500$  мм.

Из точки пересечения этих линий проводим горизонтальную линию в левую часть номограммы до пересечения с наклонной линией, обозначающей производительность  $Q = 150$  м<sup>3</sup>/ч. Из этой точки опускаем перпендикуляр на ось абсцисс и находим, что время заполнения  $t_n = 40$  ч.

2. Определить время вытеснения воды из участка трубопровода, указанного в примере 1, нефтью при использовании для её закачки магистрального насоса производительностью  $Q = 600$  м<sup>3</sup>/ч.

Построение аналогично описанному в примере 1, но горизонтальная линия проводится до пересечения с наклонной линией, обозначающей производительность  $Q = 600$  м<sup>3</sup>/ч.

Опускаем из точки пересечения перпендикуляр на ось абсцисс и находим, что время вытеснения составляет 10 ч.

Приложение Д  
(рекомендуемое)

**Перечень механизмов, применяемых при испытаниях действующих  
магистральных нефтепроводов**

Таблица Д.1

Марка агрегата	Марка насоса	Производительность агрегата, м <sup>3</sup> /ч		Напор при наполнении, м	Давление при опрессовке, МПа, (кгс/см <sup>2</sup> )	Мощность двигателя, кВт	Масса, кг
		при наполнении	при опрессовке				
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Наполнительные агрегаты</b>							
АН-2	8МС-7×3	200-400	-	200-150	2	220	8200
АН-261	ЦНС 300-180	260	-	1,55	2	220	9400
АН-501Б	ЦН 400-210	450	-	1,6	-	310	9400
АН-1001	12НДС	1000	-	60	-	220	8200
АСН-1000	ЦН 1000-180	1000	-	180	-	664	20000
АН-151	6МС-6×8	130-160	-	360	-	220	8100
<b>Опрессовочные агрегаты</b>							
АО-2	9Т	-	25-56	-	8-3,5(80-36)	77,8	9250
АО-161	9МТр-73	-	22	-	13	96	9500
АО-181	9ТМ	-	12,6-93,6	-	4,5-18,5 (45-185)	176	9000
Азинмаш-32	ГНП-160	-	12-51	-	16-4(160-40)	73	15100
АО-401	Т2-2,5/400	-	2,5	-	40	45	
ЦА-320М	9Т	-	18,4-82,2	-	18,2-4(182-40)	118	17200
МЦА-1,4/150	4Т	-	18,6-84,0	-	12,3-12,7(132-127)	81	11000

Окончание таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Наполнительно-опрессовочные агрегаты</i>							
АНО-202	К-45/55	45	-	0,55	-	22	-
	ГВ-351А	-	1,8	-	20 (200)	22	2360
ПНУ-1	ПН 150-50	350	-	750	-	400	8500
ПНА-2	-	230	-	480	-	587	19555

Приложение Е  
(обязательное)

**ЖУРНАЛ НАБЛЮДЕНИЙ**

при испытаниях нефтепровода \_\_\_\_\_

на участке \_\_\_\_\_

Пост наблюдения ПК \_\_\_\_\_

Наблюдатели \_\_\_\_\_

Дата	Время, час, мин.	Давление, МПа	Температура, °С	Примечание
1	2	3	4	5

Подписи: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Примечания:

1 Показания приборов заносятся в журнал через каждые 15 мин.

2 В случае резкого изменения контролируемых параметров производится запись их в журнале с фиксацией времени

Приложение Ж  
(обязательное)

**АКТ**

**на устранение дефекта, выявленного при испытаниях участка**

от \_\_\_\_\_ км \_\_\_\_\_ ПК

до \_\_\_\_\_ км \_\_\_\_\_ ПК

нефтепровода \_\_\_\_\_

1. Дефект обнаружен на \_\_\_\_\_ км \_\_\_\_\_ ПК
2. Расчетное давление в месте расположения дефекта в момент разрушения \_\_\_\_\_ кгс/см<sup>2</sup>
3. Стадии испытания \_\_\_\_\_  
(подъем давления, выдержка при испытательном давлении)
4. Характеристика трубы в месте разрушения (диаметр, толщина стенки, марка стали, завод-изготовитель и выписка из сертификата) \_\_\_\_\_
5. Характеристика повреждения (дефекты металла трубы, заводских швов, кольцевых стыков, размеры, расположение, эскиз) \_\_\_\_\_
6. Восстановление повреждения \_\_\_\_\_  
(принятый метод, размер катушки  
\_\_\_\_\_ фамилии сварщиков, эскиз)
7. Характеристика материала катушки (трубы) \_\_\_\_\_

Подписи: Председатель комиссии \_\_\_\_\_

Члены комиссии: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Приложение И  
(рекомендуемое)

**Заполнение и промывка водой  
подводных переходов МН**

И.1 При заполнении подводного перехода водой низконапорными агрегатами с целью уменьшения смесеобразования вода-нефть, выбор наполнительных передвижных агрегатов (марка, количество) должен выполняться из условия создания в нефтепроводе турбулентного режима движения жидкости. Критическая скорость движения жидкости, определяющая создание такого режима с условием полного вымывания нефти, должна быть не менее 0,90 м/с.

И.2 С учетом заданной скорости (0,90 м/с) должны быть определены необходимая производительность наполнительных агрегатов в зависимости от диаметра нефтепровода и напор, развиваемый ими в зависимости от длины заполняемой нитки подводного перехода по формуле

$$Q_{\text{зап}} = 3600F \cdot V \quad (\text{И.1})$$

где  $Q_{\text{зап}}$  - производительность заполнения подводного перехода, м<sup>3</sup>/ч;

$F$  - площадь поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>;

$V$  - скорость заполнения с учетом вытеснения нефти, м/с

$$H = \lambda \frac{L}{D_g} \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (\text{И.2})$$

где  $H$  - напор, необходимый для заполнения подводного перехода водой, м;

$\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления;

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} \quad (\text{И.3})$$

$\text{Re}$  - число Рейнольдса,  $\text{Re} = \frac{V D_g}{\nu_v}$ ;

$\nu_v$  - кинематическая вязкость воды,  $\nu_v = 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с;

$L$  - длина подводного перехода, м;

$D_g$  - внутренний диаметр нефтепровода, м;

$g$  - ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>.

Расчет необходимой производительности и напора при заполнении подводного перехода в зависимости от диаметра и длины приведен в таблице И.1.

**Расчет необходимой производительности и напора при заполнении водой  
подводных переходов магистральных нефтепроводов**

Таблица И.1

Диаметр Д, м		Ско- рость, м/с	Произво- дитель- ность, м <sup>3</sup> /ч	Необходимый напор (м) при длине перехода, м									
услов- ный	внут- рен- ний			1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
0,351	0,330	0,9	277	1,70	3,40	5,10	6,80	8,50	10,20	11,90	13,60	15,30	17,00
0,426	0,400	0,9	407	1,33	2,66	3,99	5,32	6,65	7,98	9,31	10,64	11,97	13,30
0,529	0,510	0,9	662	0,99	1,98	2,97	3,96	4,95	5,94	6,93	7,92	8,91	9,90
0,720	0,700	0,9	1246	0,67	1,34	2,01	2,68	3,35	4,02	4,69	5,36	6,03	6,7
0,820	0,800	0,9	1628	0,56	1,12	1,68	2,24	2,8	3,36	3,92	4,48	5,04	5,6
1,020	0,995	0,9	2518	0,43	0,86	1,29	1,72	2,15	2,58	3,01	3,44,	3,87	4,3
1,220	1,190	0,9	3602	0,34	0,68	1,02	1,36	1,7	2,04	2,38	2,72	3,06	3,4

**Примечания**

- 1 Расчет приведен для случая равенства абсолютных отметок пунктов закачки воды и отметок котлованов (амбаров)
- 2 В случае разности отметок между пунктом закачки воды и отметки котлована (амбара) необходимый напор соответственно должен увеличиваться или уменьшаться

Приложение К  
(обязательное)

ОАО \_\_\_\_\_

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

**АКТ**  
**испытаний участка действующего нефтепровода**

\_\_\_\_\_ (наименование)

на участке от \_\_\_\_\_ км \_\_\_\_\_ ПК

до \_\_\_\_\_ км \_\_\_\_\_ ПК

1. Состав комиссии:

Председатель

\_\_\_\_\_

(ф.и.о., должность)

Члены комиссии

\_\_\_\_\_

(ф.и.о., должность)

\_\_\_\_\_

2. Места подключения опрессовочного агрегата \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(км, пикет, отметка, тип и характеристика агрегата)

3. Места установки приборов для замера давления и температуры \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(км, пикет, отметки, тип приборов, класс точности и дата проверки)

4. Испытательная жидкость \_\_\_\_\_

(вода, нефть)

5. Температура испытательной жидкости во всех точках замера, °С:

в начале испытания \_\_\_\_\_

в конце испытания \_\_\_\_\_

6. Дата и время (число, часы, минуты)

а) начала заполнения участка водой \_\_\_\_\_

б) окончание заполнения \_\_\_\_\_

в) начала подъема давления \_\_\_\_\_

г) достижения испытательного давления \_\_\_\_\_

д) возникновения разрушения и завершения работ по их устранению:

1-го \_\_\_\_\_

2-го \_\_\_\_\_

3-го \_\_\_\_\_

и т.д.

е) окончание выдержки под испытательной нагрузкой \_\_\_\_\_

7. Испытательное давление на участке:

максимальное \_\_\_\_\_ кгс/см<sup>2</sup> на \_\_\_\_\_ км \_\_\_\_\_ ПК

минимальное \_\_\_\_\_ кгс/см<sup>2</sup> на \_\_\_\_\_ км \_\_\_\_\_ ПК

Заключение комиссии:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Подписи:

Председатель комиссии \_\_\_\_\_

Члены комиссии \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

К акту прилагаются:

а) технологическая схема испытания участка нефтепровода;

б) диаграммы с записью давления и температуры при испытании  
(или журналы наблюдения за показаниями приборов для замера  
давления и температуры) в количестве \_\_\_\_\_ шт.

в) акт на устранение дефекта, выявленного при испытании участка  
нефтепровода, в количестве \_\_\_\_\_ шт.

Приложение Л  
(обязательное)

ОАО \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

**АКТ №**  
**ИСПЫТАНИЯ НА ПРОЧНОСТЬ, ПРОВЕРКИ НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ**  
**И УДАЛЕНИЯ ВОДЫ ПОСЛЕ ИСПЫТАНИЙ ТРУБОПРОВОДА**

Составлен комиссией, назначенной приказом

\_\_\_\_\_ (наименование организации.)  
\_\_\_\_\_ от "\_\_\_\_\_" \_\_\_\_\_ г.

Председатель комиссии: \_\_\_\_\_  
(должность, организация, Ф.И.О.)

Члены комиссии: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

о том, что "\_\_\_\_\_" \_\_\_\_\_ г. проведено гидроиспытание на прочность

\_\_\_\_\_ (трубопровода)

на \_\_\_\_\_  
(участке от км \_\_\_\_\_ ПК \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ до км \_\_\_\_\_ ПК \_\_\_\_\_ общей протяженностью \_\_\_\_\_ м,

в соответствии с требованиями ВСН 011-88, проекта \_\_\_\_\_, специальной инструкции, согласованной и утвержденной "\_\_\_\_\_" \_\_\_\_\_ г. в установленном порядке. Испытание на прочность выполнено при давлении в нижней точке \_\_\_\_\_ МПа, в верхней точке \_\_\_\_\_ МПа.

Время выдержки под испытательным давлением составило \_\_\_\_\_ ч.

В течение испытания давление измерялось техническими манометрами №№ \_\_\_\_\_ или дистанционными приборами №№ \_\_\_\_\_, самопишущими манометрами №№ \_\_\_\_\_ опломбированными, имеющими паспорта, класс точности приборов \_\_\_\_\_ со шкалой деления \_\_\_\_\_ (не ниже 1-го)

\_\_\_\_\_ проверенными госповерителем \_\_\_\_\_, (не менее 4/3 от испытательного) \_\_\_\_\_ (дата)

установленными на ПК \_\_\_\_\_ и ПК \_\_\_\_\_ .

Заключение комиссии: \_\_\_\_\_  
(указать результат испытания)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

После завершения испытания на прочность произведена проверка на герметичность давлением  $P_{\text{раб. макс.}}$  \_\_\_\_\_ МПа в течение \_\_\_\_\_ ч. на

\_\_\_\_\_ (участке от км \_\_\_\_\_ ПК \_\_\_\_\_)

\_\_\_\_\_ до км \_\_\_\_\_ ПК \_\_\_\_\_ общей протяженностью \_\_\_\_\_ м,) в соответствии с требованиями ВСН 011-88, проекта \_\_\_\_\_, специальной инструкции, согласованной и утвержденной “ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ г. в установленном порядке.

В течение испытания давление измерялось техническими манометрами №№ \_\_\_\_\_ или дистанционными приборами №№ \_\_\_\_\_, самопишущими манометрами №№ \_\_\_\_\_ опломбированными, имеющими паспорта, класс точности приборов \_\_\_\_\_ со шкалой деления \_\_\_\_\_ (не ниже 1-го) \_\_\_\_\_, проверенными госповерителем \_\_\_\_\_ (не менее 4/3 от испытательного) \_\_\_\_\_ (дата)

Заключение комиссии: \_\_\_\_\_ (указать результат проверки на герметичность)

Удаление воды после испытания \_\_\_\_\_ (участке от км \_\_\_\_\_ ПК \_\_\_\_\_)

\_\_\_\_\_ до км \_\_\_\_\_ ПК \_\_\_\_\_ общей протяженностью \_\_\_\_\_ м)

в соответствии с требованиями ВСН 011-88, проекта \_\_\_\_\_, специальной инструкции, согласованной и утвержденной “ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ г. в установленном порядке путем пропуска поршня-разделителя.

При этом были применены поршни-разделители \_\_\_\_\_ (указать тип поршня)

в количестве \_\_\_\_\_ шт.

Удаление воды проводилось до прекращения выхода воды.

Заключение комиссии: \_\_\_\_\_ (указать результат удаления воды и др. после испытания)

Председатель комиссии

\_\_\_\_\_ (Ф.И.О)

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (дата)

Члены комиссии

\_\_\_\_\_ (Ф.И.О)

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (дата)

\_\_\_\_\_ (Ф.И.О)

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (дата)

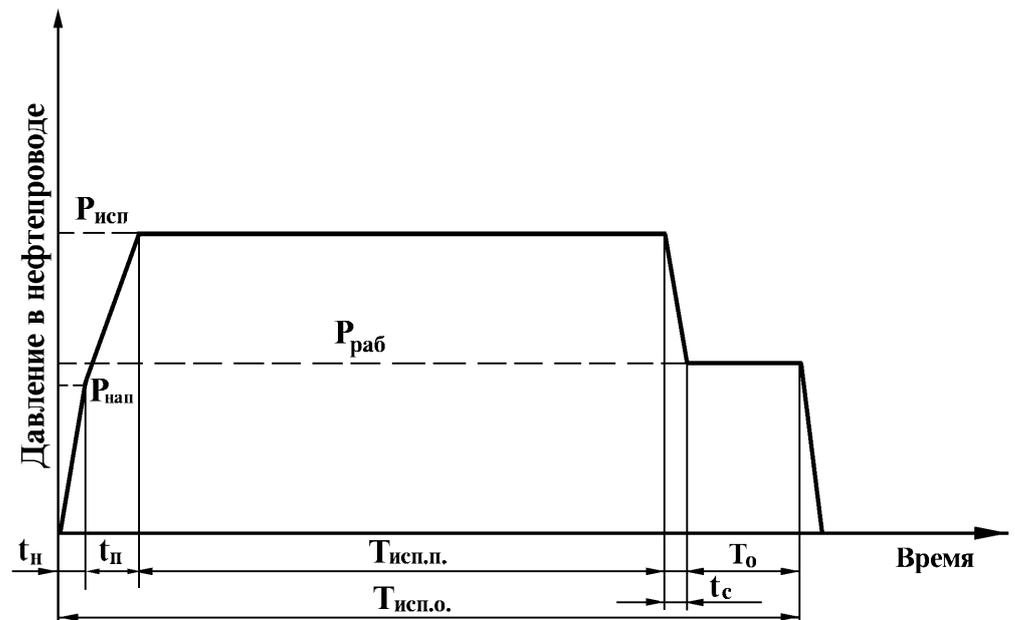
\_\_\_\_\_ (Ф.И.О)

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (дата)

Приложение М  
(обязательное)

**Режим испытания участка нефтепровода**



$P_{\text{нап}}$	$P_{\text{раб}}$	$P_{\text{исп}}$	$t_{\text{н}}$	$t_{\text{п}}$	$T_{\text{исп.п}}$	$t_{\text{с}}$	$T_{\text{о}}$
кгс/см <sup>2</sup>			часы				
			24				

Рисунок М.1 - График режима испытаний участка нефтепровода  
от км до км

$t_{\text{н}}$  - время заполнения участка;  $t_{\text{п}}$  - время начального подъема давления до  $P_{\text{исп}}$ ;  $T_{\text{исп.п}}$  - время испытания постоянным давлением  $P_{\text{исп}}$ ;  $t_{\text{с}}$  - время снижения давления до  $P_{\text{раб}}$  в конце испытания;  $T_{\text{о}}$  - время, необходимое для осмотра трассы нефтепровода.

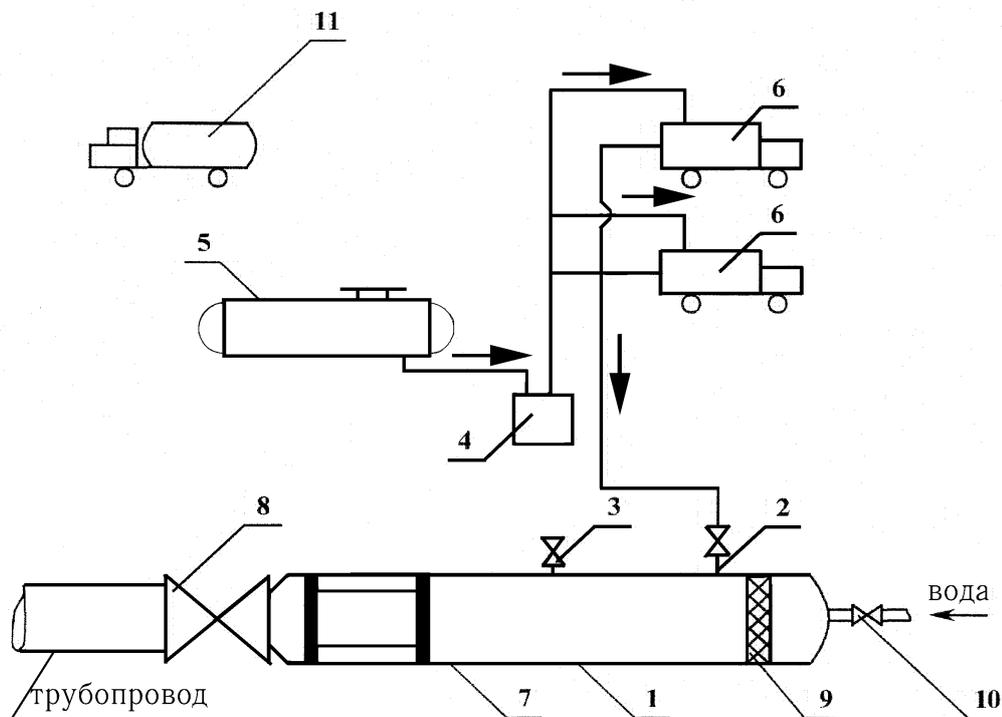
Подпись ответственного лица \_\_\_\_\_

## Приложение Н (рекомендуемое)

### Формирование гелевой разделительной пробки

При вытеснении нефти из трубопровода водой, между нефтью и водой рекомендуется сформировать гелевую разделительную пробку.

Применение такой пробки при вытеснении предотвращает образование водонефтяной эмульсии и одновременно очищает внутреннюю полость нефтепровода от рыхлых грязепарафиновых отложений.



1 - камера пуска скребка; 2 - вантуз Ду-50 с задвижкой и фланцем для присоединения насосных агрегатов; 3 - вантуз сброса воздуха Ду-12 ; 4 - емкость для приготовления геля; 5 - емкость для воды; 6 - насосный агрегат типа ЦА-320 - 2 шт; 7 - механический скребок; 8 - задвижка; 9 - пенополиуретановый поршень; 10 - вантуз Ду-50 для подачи воды в камеру пуска скребка.

Рисунок Н.1 - Принципиальная схема размещения техники и оборудования для формирования гелевой разделительной пробки (ГРП)

## Порядок формирования гелевой разделительной пробки

Для приготовления геля-разделителя могут использоваться следующие химические компоненты:

1. Полиакриламид по ТУ 6-16-2538-81 в виде сухого порошка или 8 %-го водного геля;
2. Формалин по ГОСТ 1625 -75% ;
3. Водорастворимый полимер - поливинилпиридийный метилсульфат (ЧС) по ТУ 6-14-22-103-82.

Используется следующее соотношение компонентов в геле-разделителе, масса в %

полиакриламид	- 1,5...3,0
формалин	- 0,5...2,0
ЧС	- 0,5...1,0
вода	- до 100.

Оптимальным является состав: полиакриламид - 2 %, формалин - 1,5 %, ЧС - 0,5 %, вода - 96 %.

Время созревания данного геля равно 24 часам.

Для приготовления полимерного геля-разделителя может использоваться металлическая емкость объемом 0,6-2,0 м<sup>3</sup>, оборудованная лопастной мешалкой с электроприводом и рассчитанная на избыточное давление до 3 кг/см<sup>2</sup> или серийный химический реактор типа РСЭ<sub>рн</sub> - 1,0-1-10.

Технология приготовления геля-разделителя в реакторе следующая.

В реактор подается 480 л воды. Расход воды контролируется по расходомеру. Затем загружается 10 кг сухого полиакриламида и смесь перемешивается в течение 2 часов. После этого, без прекращения перемешивания, последовательно загружается в реактор 7,5 кг формалина и 2,5 кг полимера ЧС. Смесь перемешивается в течение 5 минут. Далее с помощью насоса полученный полимерный гель перекачивается в емкость для хранения и транспортировки, в которой накапливается необходимый объем геля для гелевой пробки.

Подготовленный гель с помощью передвижного насосного агрегата может закачиваться непосредственно в камеру пуска скребка между механическим разделителем и поролоновой пробкой.

После опорожнения реактора приступают к приготовлению следующей порции геля-разделителя.

Закачку полимерного геля-разделителя также можно проводить при сброшенном давлении в трубопроводе с помощью подпорного насоса агрегатов ПНА-1, ПНА-2 через вантуз, используемый в дальнейшем для закачки воды.

Длина гелевой пробки определяется в зависимости от длины очищаемого участка по формуле:

$$\ell = 3 + L \cdot 5 \cdot 10^{-4}, \text{ м} \quad (\text{Н.1})$$

где  $L$  - общая длина очищаемого участка, м.

Объем гелевой пробки определяется в зависимости от её длины и диаметра нефтепровода

$$V_{\text{г}} = \frac{1}{4} \pi D_{\text{вн}}^2 \cdot \ell, \text{ м}^3, \quad (\text{Н.2})$$

где  $D_{\text{вн}}$  - внутренний диаметр нефтепровода.

Порядок перемещения гелевой пробки в нефтепровод

1. Разместить скребок 7 типа СКР-К или СКР-1 в камере пуска 1 за вантузом 2.
2. Разместить поролоновую пробку 9 в камере пуска до вантуза 2.
3. Через вантуз 2 заполнить гелем из емкости 4 пространство между скребками 7 и поролоновой (пенополиуретановой) пробкой 9 при помощи 6 - агрегата ЦА-320 (до полного прекращения выхода воздуха через вантуз 3).
4. Закрыть задвижку на вантузе 2 и продавить водой, поступающей через вантуз 10, скребок, ГРП и поролоновую пробку за секущую задвижку 8 в нефтепровод.
5. Закрыть секущую задвижку 8 и установить в камеру пуска 1 замыкающий скребок, разместив его до вантуза 2.
6. Открыть секущую задвижку 8 и через вантуз 2 закачать в полость нефтепровода необходимое количество воды.
7. Закрыть задвижку на вантузе 2.

8. Водой, поступающей через вантуз 10, продавить замыкающий скребок за задвижку 8 в нефтепровод.

## Приложение П

**Обоснование периодичности переиспытаний, проведения  
внеочередного испытания, величины испытательного давления  
и цикличности испытаний линейной части  
магистральных нефтепроводов**

**1. Периодичность переиспытаний и проведения  
внеочередного испытания**

а) Периодичность переиспытаний линейной части магистральных нефтепроводов определяется на основе оценки малоциклового долговечности трубопровода.

Оценка малоциклового долговечности трубопровода в зависимости от параметров гидравлического испытания проводится по формуле

$$N = \beta M \left[ 0,91 \left( \frac{n_g - 1}{n_g - n_u} \right) \right]^{\frac{1}{m_1}} \quad (\text{П.1})$$

где  $N$  - количество циклов изменения давления в трубопроводе после испытания до первого отказа;

$n_u$  - запас прочности по испытательному давлению, определяемый как отношение испытательного давления к рабочему;

$\beta$ ,  $M$ ,  $m_1$  - постоянные величины, зависящие от материала трубы. Для низколегированных сталей  $\beta = 0,23$ ;  $M = 225$ ;  $m_1 = 0,215$ , а для углеродистой стали  $\beta = 0,4$ ;  $M = 250$ ;  $m_1 = 0,16$ ;

$$n_g = \frac{\kappa_1 \cdot \kappa_H}{m} \quad (\text{П.2})$$

Здесь  $\kappa_1$  - коэффициент надежности по материалу. В зависимости от характеристики труб он равен:  $\kappa_1 = 1,34$  - трубы сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100 %-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами;  $\kappa_1 = 1,40$  - трубы сварные из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой

прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100 %-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами. бесшовные из катаной или кованой заготовки, прошедшие 100 %-ный контроль неразрушающими методами;  $\kappa_1 = 1,47$  - трубы сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100 %-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами;  $\kappa_1 = 1,55$  - трубы сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы;

$\kappa_n$  - коэффициент надежности. В зависимости от диаметра труб нефтепровода он равен;  $\kappa_n = 1,0$  - трубопроводы с условным диаметром до 1000 мм включительно;  $\kappa_n = 1,05$  - трубопроводы с условным диаметром 1200 мм;

$m$  - коэффициент условий работы трубопроводы и его участка. В зависимости от категории трубопровода и его участка он равен: 0,6 - категория В;  $m = 0,75$  - категория I и II;  $m = 0,9$  - категория III и IV.

По достижении числа циклов изменения давления в трубопроводе после испытаний величины  $N$  необходимо проводить следующее испытание.

В таблице П.1 даны вычисленные значения  $N$  для всех возможных значений  $\beta$ ,  $M$ ,  $n_s$ ,  $n_w$ ,  $m_1$ . При постоянном количестве циклов нагружения за один год  $N_r$  время между последующими испытаниями  $n$  (лет) определяется по формуле

$$n = \frac{N}{N_r} .$$

Вместе с тем, с учетом возможной коррозии стенки трубопровода, и вероятности появления неучтенных чрезмерных напряжений в стенке трубопровода (осадка грунта и т.п.) периодичность испытаний следует принять не менее одного раза в 10 лет.

Кроме того следует предусмотреть проведение внеочередных испытаний. Причинами таких испытаний могут являться повторяющиеся отказы участка нефтепровода по одной из причин: усиленная коррозия внутренней или наружной поверхности трубопровода, брак сварочно-монтажных работ, заводской брак труб. Повторение отказов по одной и той же причине показывает о наличии опасных дефектов одного характера,

Таблица П.1- Изменение  $N$  в зависимости от характеристик  
материала труб, параметров эксплуатации  
и давления испытания нефтепровода

$K_1$	$K_H$	$m$	$\beta$	$M$	$m_1$	$n_u$	$N$
1	2	3	4	5	6	7	8
1,34	1,0	0,6	0,4	250	0,16	1,48	1208
						1,5	1429
						1,52	1698
						1,54	2029
						1,56	2436
						1,58	2942
						1,60	3573
	0,75	0,4	250	0,16	1,30	1115	
					1,32	1450	
					1,34	1906	
					1,36	2538	
					1,38	3427	
					1,40	4697	
	0,9	0,4	250	0,16	1,20	1485	
					1,22	2326	
						1,24	3771
1,05	0,6	0,4	250	0,16	1,50	1013	
					1,52	1176	
					1,54	1371	
					1,56	1605	
					1,58	1886	
					1,60	2226	
1,34	1,05	0,75	0,4	250	0,16	1,34	1195
						1,36	1515
						1,38	1940
						1,40	2509
	0,9	0,4	250	0,16	1,42	3281	
					1,22	1224	
					1,24	1782	
					1,26	2656	
						1,28	4068
1,4	1,0	0,6	0,4	250	0,16	1,50	1046
						1,52	1218
						1,54	1423
						1,56	1669
						1,58	1966
	1,60	2326					
	0,75	0,4	250	0,16	1,34	1247	
					1,36	1588	
					1,38	2043	
					1,40	2656	
1,42					3492		
0,9	0,4	250	0,16	1,22	1295		
				1,24	1902		

1,26	2864
1,28	4438

Продолжение таблицы П.1

1	2	3	4	5	6	7	8
1,4	1,05	0,6	0,4	250	0,16	1,54	1019
						1,56	1171
						1,58	1350
						1,60	1562
	0,75	0,4	250	0,16	1,36	1046	
					1,38	1293	
					1,40	1610	
					1,42	2021	
					1,44	2559	
					1,46	3270	
	0,9	0,4	250	0,16	1,24	1088	
					1,26	1508	
1,28					2128		
1,30					3063		
1,47	1,0	0,75	0,2	225	0,215	1,52	1092
						1,54	1356
						1,56	1702
						1,58	2161
	0,9	0,2	225	0,215	1,60	2779	
					1,34	1041	
					1,36	1445	
					1,38	2058	
	1,42	0,2	225	0,215	1,40	3017	
					1,42	4578	
					1,58	1168	
					1,60	1425	
1,05	0,2	225	0,215	1,40	1313		
				1,42	1782		
				1,44	2470		
				1,46	3510		
				1,58	1116		
				1,60	1356		
1,55	1,0	0,75	0,2	225	0,215	1,40	1238
						1,42	1668
						1,44	2294
						1,46	3230
	0,9	0,2	225	0,215	1,48	4671	
					1,44	1123	
					1,46	1455	
					1,48	1916	
	0,9	0,2	225	0,215	1,50	2567	
					1,52	3507	
					1,54	4900	



заложенные при строительстве этого участка или его недостаточной защите от коррозии при эксплуатации. С целью выявления и устранения указанных дефектов следует проводить внеочередное испытание. С учетом значительного ущерба, приносимого авариями, внеочередное испытание следует проводить после двух аварий по одной причине на участке нефтепровода.

б) Определение периодичности на основе экспериментального исследования образцов из испытываемого трубопровода

Для данного метода необходимы следующие данные: испытательное давление  $P_{исп}$ , характеристики трубопровода (диаметр, толщина стенки, марка стали), рабочее давление  $P_{раб}$ , спектр нагруженности (число перепадов давления в год).

Экспериментально определяется максимальная глубина трещины  $h_{max}$ , которая может остаться в стенке трубопровода при испытании.

Учитывая математический аппарат малоциклового разрушения определяется время разрушения  $T_{разр}$  трубы с такой трещиной (глубиной  $h_{max}$ ) при заданном режиме эксплуатации. Математический аппарат для выполнения расчетов может быть использован из РД 39-00147105-001-91 “Методика оценки работоспособности труб линейной части нефтепроводов на основе диагностической информации”.

Следующие испытания необходимо провести через время  $T_{исп} < T_{разр}$ , где  $T_{исп}$  - время до следующего испытания. Обычно используют запас по долговечности  $n_T = 10$ . При этом получим  $T_{исп} = T_{разр} / n_T$ .

## 2. Величина испытательного давления

Величина испытательного давления определяется по формуле

$$P_{исп} = P_{раб} \left[ n_g - 0,91(n_g - 1) \left( \frac{\beta M}{[N]} \right)^{m_1} \right] \quad (\text{П.3})$$

где  $P_{раб}$  - рабочее давление;

$[N]$  - заданное количество циклов изменения давления в трубопроводе после испытания до первого отказа.

Напряжения в стенке трубы от испытательного давления равны

$$\sigma_{исп} = P_{исп} \frac{D_H - 2\delta}{2\delta} \quad (\text{П.4})$$

Расчеты, выполненные по формулам (П.3) и (П.4), показывают, что для приемлемых значений  $n_b$ ,  $[N]$  напряжения  $\sigma_{исп}$  близки к значению предела текучести металла труб.

Многочисленные экспериментальные исследования, опыт испытания трубопроводов показывают, что только испытания при давлении, которое вызывает в металле труб напряжение на уровне предела текучести, могут быть выявлены дефекты, которые приведут к авариям. При уровне напряжений порядка 95 % предела текучести снижается сопротивление стали развитию трещин и уменьшаются критические размеры трещины, способной к самопроизвольному развитию при данном уровне напряжений. Таким образом, трещины, которые в дальнейшем могли бы привести к разрушению в условиях эксплуатации, могут быть выявлены в процессе испытания при нагрузках на уровне 95 % от предела текучести.

Исходя из вышеизложенного и с учетом требований СНиП 2.05.06-85\* и СНиП III-42-80\* испытательное давление принято такого значения, чтобы напряжение в стенке трубы на самых низших точках трассы было на уровне 0,95  $\sigma_T$ .

### **3. Цикличность испытаний трубопровода**

От числа циклов нагружения при испытании повышенным давлением зависит степень выявления дефектов.

Вместе с тем, как показали экспериментальные исследования, влияние числа циклов на выявление дефектов проявляется только при большом количестве циклов - свыше 100 циклов (рис. П.1). Для действующих магистральных нефтепроводов такое количество циклов не может быть предложено.

С учетом вышесказанного и в соответствии со СНиП III-42-80\* и письмом Госгортехнадзора № 10-14/786 от 20.10.2000 г. количество циклов изменения испытательного давления принято равным одному, так как для приемлемых на практике переиспытания нефтепроводов циклов изменения испытательного давления степень выявления дефектов одинакова.

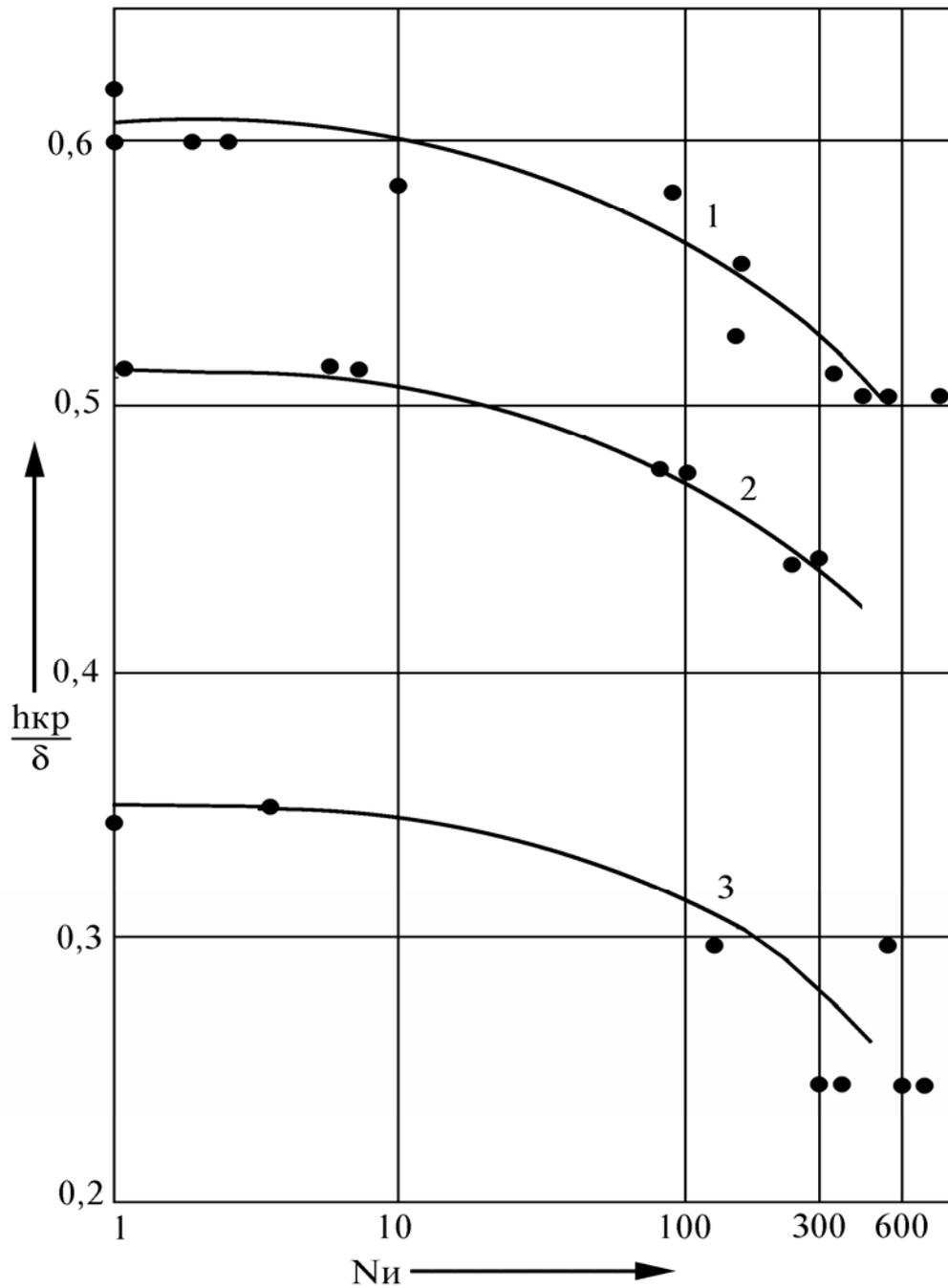


Рис. П.1. Зависимость остаточной дефектности  
от количества циклов нагружения

$h_{кр}$  – критическая глубина дефекта, выявляемая при испытании;  $\delta$  – толщина стенки трубопровода;  $N_{и}$  – количество циклов нагружения при испытании;  $\sigma_{и}$ ,  $\sigma_p$  – соответственно напряжения в стенке трубопровода при испытании и эксплуатации;  
1 –  $\sigma_{и} = \sigma_p$ ; 2 –  $\sigma_{и} = 1,25\sigma_p$ ; 3 –  $\sigma_{и} = \sigma_T$

Приложение Р  
(обязательное)

**Перечень хранилищ, тары и транспортных средств для хранения  
и транспортирования растворителей**

В качестве растворителей при очистке магистральных нефтепроводов используются нефтепродукты.

Растворители должны поставляться с ТУ и сертификатами в установленном порядке.

Растворители могут транспортироваться по трубопроводам, железнодорожным транспортом, автотранспортом, а так же мелкими партиями в бочках и канистрах.

Конструкция и условия эксплуатации средств хранения и транспортировки должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.018, ГОСТ 8505, ГОСТ 10214 и другими действующими нормативными документами.

При хранении и применении растворителей необходимо соблюдать требования ГОСТ 1510, пожарной безопасности и охраны труда.

В таблице Р.1 приведено извлечение из ГОСТ 1510 приложение 1.

Таблица Р.1

Наименование нефтепродуктов	Хранилище			Тара		Контейнер специализированный	Транспортное средство	
	Резервуар стационарный металлический			транспортная			Транспортирование наливом	
	Горизонтальный низкого давления	Вертикальный с понтоном, плавающей крышей и др.	Вертикальный без понтона	бочка	Канистра			
Нефтяные растворители	+	+	+	+	+	+	+	+

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

- 1 Методика определения механических характеристик металла труб действующих нефтепроводов без остановки перекачки. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1990.
- 2 Инструкция по применению геля-разделителя при испытаниях (опрессовках) нефтепроводов. - Томск: ОАО "Центрсибнефтепровод", институт химии нефти СО РАН.
- 3 РД 39-30-374-80 Табель технического оснащения специализированной бригады по испытанию действующих магистральных нефтепроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981.
- 4 Зайнуллин Р.С., Гумеров А.Г., Морозов Е.М., Галюк В.Х. Гидравлические испытания действующих нефтепроводов. – М.: Недра, 1990.
- 5 Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С., Мокроусов С.Н. и др. Оценка остаточного ресурса трубопроводов и их конструктивных элементов по параметрам переиспытаний (методические рекомендации).- М., 2000 (согласовано Госгортехнадзором России 21.04.2000).