МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

ПРАВИЛА
ИСПЫТАНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ДЕЙСТВУЮЩИХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ
РД 39 - 30 -859 - 83

1983

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

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

УТВЕРЖДЕНЫ

Первым заместителем
Министра В.И.Кремневым
24 декабря 1982г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ПРАВИЛА
ИСПЫТАНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ДЕЙСТВУЮЩИХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

РД 39-30-859-83

1983

Настоящие правила разработаны в соответствии с утвержденным тематическим планом ВНИИСПТнефть на 1981-1982 гг. и являются основополагающим документом при проведении испытаний линейной части действующих магистральных нефтепроводов.

При разработке правил использованы результаты промышленных испытаний магистрального нефтепровода Калтасы-Куйбышев повышенным давлением и материалы исследований по вопросам гидравлических испытаний, проведенных институтом в 1976-1980гг.

Правила предназначаются для практического руководства в отрасли нефтепроводного транспорта для проведения испытаний повышенным давлением магистральных нефтепроводов, находящихся в эксплуатации.

Правила разработаны авторским коллективом:

Галюк В.Х., Гильмияров З.С., к.т.н. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., к.т.н. Ирмяков Р.З., к.т.н. Лебедич С.П., к.т.н. Маслов Л.С. (рук. темы), Овчинников И.С. (рук.темы), к.т.н. Поляков В.Г., к.т.н. Тимербаев Н.Ш.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Правила испытания линейной части действующих магистральных нефтепроводов

РД 39-30-859-83

Взамен "Временных правил испытания действующих нефтепроводов", утвержденных Главтранснефтью Миннефтепрома 3 мая 1976г.

Приказом Министерства нефтяной промышленности

от 01.06.83 г. № 284

Срок введения установлен с 01.06.83 г.

Срок действия по 01.06.88 г.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящие "Правила испытания линейной части действующих магистральных нефтепроводов", именуемые в дальнейшем "Правила", регламентируют основные требования к гидравлическим испытаниям линейной части действующих магистральных нефтепроводов с целью повышения их надежности в развитие требований строительных норм и правил (СНиП II-45-75 "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования" и СНиП III-42-80 "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ), а также организацию, подготовку и производство таких испытаний.

I.2. Правила распространяются на гидравлические испытания линейной части стальных магистральных нефтепроводов (участ-

ков нефтепроводов), именуемых в дальнейшем нефтепроводами, различных диаметров и протяженности с линейной арматурой, камерами пуска и приема скребков и разделителей, отводами до отсекающих задвижек и другими конструктивными элементами, находящимися в эксплуатации под действием давления транспортируемой среды.

I.3. Необходимость и сроки проведения испытания нефтепровода должны быть обоснованы технико-экономическими расчетами, выполняемыми эксплуатирующей и проектной организациями.

I.4. Основанием для назначения испытания нефтепровода служит перспективный план периодических испытаний или специально принятое решение.

I.4.I. Перспективный план периодических испытаний составляется на основе установленных нормативных сроков службы, проведенных обследований технического состояния нефтепроводов и результатов экспертных оценок, уровня надежности технического состояния, эксплуатационных и экономических показателей работы нефтепровода, с учетом состояния защиты окружающей среды и т.п. Перспективный план испытаний должен быть составной частью перспективного плана реконструкции и ремонта нефтепроводов. Испытания действующих нефтепроводов должны, как правило, проводиться после выполнения их реконструкций или капитального ремонта.

I.4.2. Специальные решения на проведение испытаний принимаются на основе результатов анализа аварийности, плановых мероприятий по повышению надежности охраны окружающей среды, изменений схем и режимов перекачки или реконструкции нефтепровода и др.

I.4.3. При планировании испытаний нефтепроводов постройки до 1976 г., до начала испытаний необходимо предусмотреть мероприятия по замене сварных отводов, переходников, морально устаревшей или не соответствующей условиям эксплуатации арматуры и другого оборудования.

I.5. На основе настоящих Правил на каждый испытываемый нефтепровод разрабатывается проект организации испытаний (ПОИ) и проект производства испытаний (ППИ) с учетом конкретной раскладки труб и технического состояния нефтепровода.

I.5.I. Проект организации испытаний разрабатывается проектной организацией и утверждается Главтранснефтью.

I.5.2. Проект производства испытаний разрабатывает и утверждает эксплуатирующая организация.

I.6. Испытания нефтепроводов

а) по перекачке подогретых нефтей ("горячие" нефтепроводы);

б) при отрицательных температурах окружающей среды (грунта, воды);

в) на переходах через крупные водные преграды (реки, озера, болота), оборудованные по берегам отключающими задвижками, проводить по индивидуально разработанным ПОИ и ППИ с учетом настоящих Правил.

I.7. Для проведения испытаний действующего нефтепровода приказом по Главтранснефти создается комиссия по организации и проведению испытаний.

К участию в работе комиссии должны включаться представители научно-исследовательских, проектных и строительно-монтажных организаций, местных органов власти, местной технической инспекции профсоюза и пожарного надзора, органов Государственной бассейновой инспекции, охраны окружающей среды и др.

I.8. На комиссию возлагается ответственность за организацию, проведение в указанные сроки, безопасность и качество работ по испытаниям нефтепровода.

I.9. На период испытаний приказом по УМН 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 испытанием, через председателя комиссии или лицо его замещающее.

I.IO. Все распоряжения и оперативные указания персоналу, участвующему в испытаниях, отдает председатель комиссии, а в его отсутствие-дежурный член комиссии.

I.IO.I. Оперативные указания, связанные с технологическими операциями на нефтепроводе в период испытаний (пуск и остановка магистральных насосов, закачка ими воды в нефтепровод, перемещение водной пробки нефтью, сброс воды, открытие и закрытие задвижек и т.д.), отдаются через диспетчера УМН (ГУМН). Вывод на испытательное давление нефтепровода должн оформляться актом.

I.IO.2. Распоряжения, связанные непосредственно с испытаниями нефтепровода, фиксируются в рабочем журнале испытаний, который ведется дежурным членом комиссии.

I.II. Все организационные и технические мероприятия по подготовке и проведению испытаний регламентируются настоящими Правилами и с соблюдением "Правил охраны магистральных трубопроводов", утвержденных Постановлением СМ СССР от I2.04.79,

№ 341, "Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов", "Правил безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов", "Правил пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов", СНиП Ш-4-80 "Техника безопасности в строительстве", "Правил техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов", "Инструкции по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах", "Инструкции по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах, проложенных на болотах".

1.12. Все необходимые изменения и дополнения в организацию и производство испытаний нефтепроводов (изменение режимов испытаний, протяженности испытываемых участков и т.п.) осуществляются только на основании письменного распоряжения организации, утвердившей ПОИ и ППИ.

2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОЕКТА ОРГАНИЗАЦИИ ИСПЫТАНИЙ (ПОИ)

2.1. Протяженность испытываемых участков, испытательное давление устанавливаются, исходя из технического состояния, условий прокладки, по технической документации на нефтепровод (профиль трассы, сертификаты на трубы, а также сведений о повреждениях и отказах данных коррозионных исследований).

2.2. Давление гидравлического испытания на испытываемом участке нефтепровода определяется по формуле

$$P_{исп} = 2R \frac{\delta}{D_н - 2\delta},$$

где R - расчетное значение напряжения в металле стенки труб, принимаемое равным 0,95 нормативного (минимального)

предела текучести ($\sigma_т$) - при определении давления в наиболее низкой точке профиля трассы на участке;

δ - минимальная (с учетом минусового допуска) толщина стенки трубы, мм;

$D_н$ - номинальный наружный диаметр трубы, мм.

2.2.I. Нормативный предел текучести стали $\sigma_т$ принимается по сертификатам на трубы (минимальное его значение на испытываемом участке, но не выше чем по ТУ).

2.2.2. Испытательное давление в наиболее высокой точке профиля трассы на участке должно назначаться не менее I,I $P_{раб}$ ($P_{раб}$ - проектное рабочее давление на трубопроводе).

2.2.3. Трубопроводы или их участки, построенные из цельнотянутых труб, испытываются на давление

в наиболее низкой точке профиля трассы на участке - I,5 $P_{раб}$;

в наиболее высокой точке профиля трассы на участке - I,25 $P_{раб}$.

2.2.4. При отсутствии сертификатов на трубы необходимо предварительно выполнить выборочный физико-химический анализ металла труб на испытываемом нефтепроводе.

2.2.5. Если на испытываемых участках имеются трубы различного диаметра, толщины стенки, марок стали уровень испытательного давления определяется по трубам, обладающим наиболее низкими характеристиками с учетом их раскладки по профилю трассы на участке.

2.2.6. При сильном поражении нефтепровода коррозией, при длительном нахождении трубопроводов в эксплуатации, при наличии на трассе конструктивно слабых элементов и в некоторых дру-

гих особых случаях должны быть назначены контрольные участки для испытаний. Анализ разрывов труб в процессе испытания контрольных участков, используется комиссией при назначении испытательного давления нефтепровода.

Контрольные участки должны быть ограниченной длины (не более 10-15 км), находиться в удалении от промышленных предприятий, населенных пунктов, рек и водоемов, в зоне низких рабочих давлений.

2.2.7. Для измерения давления должны применяться, как правило, приборы контроля давления класса точности не ниже 0,5. Поднятие и выдержка при испытательном давлении должны быть зафиксированы с помощью самопишущих манометров давления.

2.3. Протяженность испытываемых участков нефтепровода определяется по профилю трассы и не должна превышать 35-40 км. Границы испытываемых участков, как правило, назначаются по имеющимся на трассе нефтепровода линейным задвижкам с учетом категорийности нефтепровода.

В отдельных случаях испытываемые участки, например, при резко пересеченном рельефе трассы, должны отсоединяться от соседних участков путем разрезки нефтепровода и установки заглушек (по нормали НГ 978-65). Разрезку следует производить на возвышенных точках профиля трассы, либо ниже линейных задвижек с целью максимального сокращения стока жидкости из нефтепровода.

Участки нефтепроводов, имеющие лупинги, могут испытываться одновременно вместе с ними или раздельно, с учетом длины лупинга, его диаметра, толщины стенки труб, марок стали, схемы обвязки с основной ниткой и т.д.

2.4. После определения основных параметров и условий испытаний разрабатывается технологическая схема (Приложение 1) проведения испытания нефтепровода, на которую наносится профиль трассы; эпюра испытательных давлений по длине нефтепровода, технологическая схема с имеющейся и устанавливаемой арматурой; ситуационный план трассы в пределах охранной зоны; сведения о раскладке труб по трассе; эпюра давлений гидравлических испытаний при вводе нефтепровода в эксплуатацию; границы испытываемых участков и последовательность их испытаний; места расположения постов наблюдения, наполнительных и опрессовочных агрегатов, приборов для измерения давления и температуры, размещения бригад аварийно-восстановительных служб, схема организации оперативной связи и иные необходимые сведения и данные.

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

Размещение наполнительных и опрессовочных агрегатов целесообразно производить у линейных задвижек, у камер пуска и приема скребков и разделителей, у существующих врезок в нефтепровод.

2.4.2 На постах наблюдения должна предусматриваться установка приборов контроля давления и температуры.

2.5. Для создания более жесткого режима, испытания проводить циклической нагрузкой с несколькими циклами снижения давления от уровня $P_{исп}$ до $0{,}75\ P_{исп}$ (Приложение 2).

В качестве испытательных циклов допускается принимать снижение давления, возникающее при разрушениях нефтепровода в процессе испытания. В этих случаях назначенное количество циклов сокращается на количество разрушений.

2.6. Общее время выдержки участка нефтепровода под испытательным давлением, без учета времени циклов снижения давления и времени восстановления, должно быть не менее 24 часов.

Время выдержки участка под испытательным давлением до первого цикла снижения давления должно быть не менее 6 часов.

Время выдержки участка под испытательным давлением между циклами снижения давления рекомендуется не менее 3 часов.

Время выдержки участка под испытательным давлением после ликвидации последнего дефекта или последнего цикла снижения давления должно составлять не менее 3 часов.

2.7. Гидравлические испытания нефтепровода производятся водой *

2.8. Вода, используемая для гидравлических испытаний, должна быть чистой и химически нейтральной.

2.9. Объем закачиваемой в нефтепровод воды перед началом испытания (создание водной пробки) определяется с учетом объема максимального по протяженности испытываемого участка нефтепровода, профиля его трассы, наличия и расположения источников воды по трассе, потерь воды при возможных разрушениях нефтепровода в процессе испытаний, наличия технических средств закачки воды и др.факторов.

---

* В исключительных случаях гидравлические испытания нефтепровода могут производиться перекачиваемой нефтью. Решение об испытаниях нефтью должно быть обосновано с учетом характеристики нефтепровода, его состояния, оценки возможных последствий разрушения нефтепровода и загрязнения окружающей среды и утверждено Миннефтепромом.

2.9.1. Необходимый общий запас воды для проведения испытания всего нефтепровода должен составлять 30-35% его объема.

2.9.2. Формирование водяной пробки может предусматриваться как единовременное, так и с последующим пополнением ее по мере перемещения по нефтепроводу.

2.9.3. Объем водяной пробки, необходимый для испытания любого отдельного участка (нескольких участков) нефтепровода, определяется протяженностью испытываемого участка (нескольких участков) и длиной головной и хвостовой частей водяной пробки (не менее 10 км каждая).

2.9.4. В зависимости от длины водяной пробки может предусматриваться одновременное испытание нескольких участков нефтепровода.

При этом одновременное испытание двух соседних участков не допускается во избежание их взаимного влияния.

2.10. Определяются и согласовываются с соответствующими организациями или органами источники воды. Разрабатывается схема размещения необходимых объемов воды с использованием части емкости резервуарных парков НПС, а также рек, озер, запруд и т.п.

2.11. В местах расположения наполнительных и опрессовочных агрегатов должно быть предусмотрено размещение запасов воды в котлованах или передвижных емкостях.

2.12. Заполнение нефтепровода водой предусматривается магистральными насосными агрегатами головной НПС, промежуточной НПС, имеющей резервуарный парк, или передвижными насосными установками высокой производительности.

2.13. В целях уменьшения смесеобразования (сокращения объемов водонефтяной эмульсии) на границах контакта воды с нефтью должно предусматриваться применение разделителей.

3. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОЕКТА ПРОИЗВОДСТВА ИСПЫТАНИЙ (ППИ)

3.1. Проект производства испытаний разрабатывается на основе ПОИ и должен предусматривать комплекс организационно-технических мероприятий, подготовительных работ и порядок (технологию) проведения испытаний нефтепровода.

3.2. Для осуществления комплекса организационно-технических мероприятий и проведения подготовительных работ и испытания нефтепровода приказами по УМН назначаются ответственные лица, в разрабатываемых мероприятиях определяется перечень работ, сроки их выполнения и необходимые для этого производственный персонал и материально-технические средства.

3.3. К моменту испытаний организационно-технические мероприятия и подготовительные работы должны быть выполнены.

3.4. Заблаговременно, до составления плана перекачки нефти на следующий год, УМН подает заявку на остановку перекачки нефти по нефтепроводу с расчетом времени его простоя на период проведения капитального ремонта нефтепровода и его испытаний (Приложение 3).

В заявке указываются требуемое время остановки перекачки, планируемые календарные сроки испытаний, проведения капитального ремонта, связанного с остановкой нефтепровода или частичным снижением давления, сроки окончания организационно-технических мероприятий и подготовительных работ. Заявка подлежит рассмотрению и утверждению Главтранснефтью.

Организационно-технические мероприятия

3.5. Проводятся согласования сроков и порядка испытания нефтепровода с местными органами власти, органами пожарной ох-

раны, охраны природы, Государственной бассейновой инспекцией, с землепользователями, поставщиками и потребителями нефти и другими организациями и предприятиями, эксплуатирующими сооружения и коммуникации, пересекающие нефтепровод или расположенные в пределах его охранной зоны.

3.6. Организациям, ведущим работы в районах испытываемого нефтепровода, выдаются предупреждения, запрещающие выполнение всех видов работ в охранной зоне нефтепровода (земляных, строительно-монтажных, посевных, уборочных и т.п.). В предупреждениях указывается период времени запрета работ и прилагаются ситуационные планы с указанием зон, в которых запрещается присутствие людей, техники и выпас скота в период проведения испытаний нефтепровода.

3.7. Уточняются источники и места забора воды для заполнения нефтепровода.

3.8. Для приема опрессовочной воды из нефтепровода после окончания испытаний предусматриваются котлованы, пруды-накопители, а также необходимые устройства и системы для отделения нефти от воды и последующей ее утилизации.

3.8.1. Для приема опрессовочной воды должны максимально использоваться имеющиеся земляные амбары и котлованы. При сооружении дополнительных амбаров и котлованов их размещают по согласованию с землепользователями на расстоянии не менее 50 м от оси нефтепровода.

3.8.2. При разработке мероприятий по приему опрессовочной воды, утилизации нефти и очистки воды, особенно в конечных пунктах нефтепроводов, должны максимально использоваться водоочистные сооружения и системы нефтеперерабатывающих заводов, портов, наливных пунктов, а также их резервуарные парки.

3.9. В зонах наиболее вероятного попадания неочищенной опрессовочной воды в водоемы, реки и иные водные источники в случае разрушения нефтепровода должно предусматриваться сооружение насыпей, дамб, водоотводных каналов для улавливания нефтяной пленки при этом для сбора опрессовочной воды должны максимально использоваться естественные котловины, складки местности, овраги, а также имеющиеся на трассе земляные амбары.

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

3.10. Для контроля за процессом испытаний нефтепровода предусматриваются наземные посты наблюдения, расположение которых устанавливается комиссией в наиболее ответственных зонах трассы нефтепровода.

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

3.10.1. На весь период испытаний на постах наблюдения обеспечивается круглосуточное дежурство наблюдателей. В состав каждой дежурной смены должно входить не менее 2-х наблюдателей.

3.10.2. Для наблюдения за нефтепроводом по трассе во время проведения испытаний рекомендуется использовать авиацию (вертолеты).

3.II. В местах расположения наземных постов наблюдения, размещения наполнительных и опрессовочных агрегатов производят врезку в нефтепровод соединительных патрубков для подсоединения насосных агрегатов, контрольных приборов и в необходимых случаях сигнализаторов прохождения разделителей.

Для подключения наполнительных и опрессовочных агрегатов, а также приборов контроля должны использоваться существующие на нефтепроводе патрубки и вантузы.

3.I2. Производится проверка исправности линейных задвижек, подтяжка соединений, набивка сальников, а также проверка камер пуска и приема скребков и разделителей, имеющихся на нефтепроводе патрубков и вантузов, оборудованных арматурой.

3.I3. Проводятся мероприятия по укомплектованию бригад, служб, привлекаемых к испытаниям, кадрами, техническими средствами, транспортом, ремонтными механизмами, агрегатами, оснасткой, инструментом, приборами, средствами связи, необходимыми материалами, средствами для безопасного ведения работ, знаками ограждения, предупредительными знаками и т.п., оборудованием и инвентарем в соответствии с "Табелем технического оснащения специализированной бригады по испытанию действующих нефтепроводов" (РД 39-30-374-80).

К проведению испытаний привлекаются персонал и техника аварийно-восстановительных служб и бригад, ремонтно-строительных колонн, линейный персонал УМН (РУМН), а также, в случае необходимости, работники других служб УМН (РУМН).

3.I4. В период подготовки к проведению испытаний должны быть организованы и проведены занятия по обучению и инструктажу привлекаемого к испытаниям персонала.

Лица, привлекаемые для этих целей, должны быть ознакомлены с целями и задачами испытаний нефтепровода, персональными обязанностями при их проведении, порядком действий в различных ситуациях, могущих возникнуть при этом, правилами безопасного проведения работ при испытаниях и другими необходимыми сведениями и материалами.

3.15. Для обеспечения безопасного и своевременного проведения испытаний должна быть надежная оперативная связь комиссии с персоналом, занятым работами по испытанию: бригадами испытателей, постами наблюдения, аварийно-восстановительными бригадами, ремонтно-восстановительными колоннами и др.

В случае отсутствия проводной связи вдоль трассы или невозможности ее использования обеспечивается радиосвязь с помощью переносных и передвижных радиостанций.

3.15.1. В целях обеспечения четкой, надежной связи в подготовительный период необходимо

подготовить требуемое по расчетам количество связистов (радистов) из числа лиц, привлекаемых к проведению испытаний;

обеспечить средства радиосвязи двумя комплектами электрического питания;

подготовить аварийный запас средств связи;

провести перед испытаниями проверку их работоспособности и устойчивости.

3.16. В местах расположения аварийно-восстановительных бригад, постов наблюдения, размещения наполнительных и опрессовочных агрегатов, пунктах приема опрессовочной воды и др. 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).

3.17. При отсутствии водоисточников, расположенных вдоль трассы или пересекающих ее, должно обеспечиваться накопление воды и нефти для заполнения испытываемых участков нефтепровода.

Требуемые объемы воды и, в крайнем случае, нефти могут быть определены по номограмме (Приложение 4). Накопление воды и нефти производит в резервуарах НПС или специально оборудованных котлованах.

3.18. Комиссия обязана перед началом испытания проверить готовность нефтепровода к его проведению, выполнение всех мероприятий, предусмотренных проектом организации испытаний (ПОИ) и проектом производства испытаний (ППИ).

Отмеченные при проверке недостатки и упущения в подготовке нефтепровода к испытанию должны быть устранены до его начала в установленные комиссией сроки.

Готовность нефтепровода к испытаниям отражается в специальном протоколе комиссии.

3.19. После составления протокола о готовности нефтепровода к испытаниям по УМН отдается приказ, в котором отражаются цели и задачи предстоящих испытаний; привлекаемый для испытаний персонал; даты и время начала и окончания испытаний (по участкам); уточненные границы участков и уточненные параметры испытаний (давление испытания на опрессовочных агрегатах, контрольное давление на постах наблюдения), время прибытия персонала на закрепленные объекты нефтепровода; режим работы и отдыха обслуживающего персонала в период испытаний и другие необходимые сведения.

3.I9.I. К приказу при необходимости прилагаются графики дежурства персонала по объектам, графики работы транспорта, порядок организации связи, представления информации, ведения рабочей документации и другие оперативные, организационные и инструктивные документы.

3.I9.2. Комиссия по организации и проведению испытаний обязана довести приказ до сведения персонала, привлекаемого к испытаниям.

Порядок проведения испытаний

3.20. По распоряжению комиссии диспетчер прекращает перекачку нефти в соответствии с инструкцией по остановке нефтепровода.

3.2I. Наполнительные и опрессовочные агрегаты устанавливают в рабочее положение и подключают к нефтепроводу на испытываемом участке.

3.22. Включают магистральные насосы НПС или наполнительные агрегаты и производят закачку воды на испытываемый участок (участки) нефтепровода с применением разделителей на границе "нефть-вода".

3.23. По достижении водяной пробки, пикета (км), установленного с учетом указаний п.2.9.3, закачку воды прекращают и перекрывают линейные задвижки по концам испытываемого участка (участков).

3.24. При закачке воды и освобождении от нее нефтепровода должны быть обеспечены условия закачки воды и нефти без остановки агрегатов и применены разделители в целях уменьшения объемов водонефтяной эмульсии.

3.25. При перемещении водяной пробки по нефтепроводу необходимо учитывать рельеф трассы таким образом, чтобы при остановке пробки ее головная часть располагалась на восходящем уклоне трассы, а концевая (хвостовая) - на нисходящем.

3.26. После перекрытия линейных задвижек, ограничивающих испытываемый участок, и создания максимального напора наполнительными агрегатами включают в работу опрессовочные агрегаты и доводят давление в нефтепроводе до испытательного, затем останавливают опрессовочные агрегаты и перекрывают линию подачи воды в нефтепровод.

3.27. Проводят гидравлическое испытание участка нефтепровода с соблюдением параметров, регламентированных п.п.2.2.-2.6. настоящих Правил.

3.28. В процессе выдержки нефтепровода под испытательным давлением обеспечивается наблюдение за показателями приборов контроля давления и температуры воды с записью на диаграммную бумагу, установленных на постах наблюдения.

3.28.1. В процессе гидравлических испытаний на каждом из испытываемых участков может наблюдаться постепенное снижение (повышение) испытательного давления вследствие снижения (повышения) температуры воды в нефтепроводе за счет влияния теплового поля окружающей нефтепровод среды.

Степень и темп снижения (повышения) испытательного давления не должны отличаться от значений, определяемых по монограмме (Приложение 5) по замеренным перепадам температуры воды.

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

Определение средней температуры воды на участке производится как среднеарифметическое из всех показаний.

3.28.3. По решению комиссии снижение (повышение) испытательного давления, вследствие охлаждения (нагрева) воды, может быть компенсировано ее подкачкой (сбросом).

3.29. Данные показаний приборов кроме того фиксируются в рабочих журналах наблюдений (Приложение 6) через I час. В рабочих журналах фиксируются также все моменты (периоды) снижения (повышения) давления.

3.30. На участках, соседних с испытываемым, с целью контроля герметичности затворов линейных задвижек и во избежание непредвиденного подъема давления, должны быть установлены контрольные манометры и обеспечено наблюдение за их показаниями.

3.31. Процесс гидравлического испытания нефтепровода должен быть прерван и давление в нефтепроводе снижено до 0,5 от уровня рабочего давления на данном участке в случаях

резкого падения давления на испытываемом участке нефтепровода;

подъема давления на участках, соседних с испытываемым;

обнаружения выхода воды или нефти;

возникновения опасности для людей, животных, сооружений, транспорта, находящихся вблизи трассы нефтепровода;

в других непредвиденных обстоятельствах, когда продолжение испытаний может привести к авариям или возникновению опасных ситуаций.

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

Причины прекращения испытаний фиксируются в рабочем журнале комиссии.

3.3I.I. После снижения давления на участке по распоряжению председателя комиссии наблюдатели производят осмотр закрепленного за ним участка нефтепровода.

3.3I.2. В случае обнаружения разрыва нефтепровода с выходом нефти, водонефтяной эмульсии или воды наблюдатели должны немедленно доложить комиссии о характере повреждения нефтепровода, его последствиях и точном месте нахождения;

отключить дефектный участок путем закрытия ближайших линейных задвижек;

выставить предупредительные знаки и принять меры по предотвращению допуска в опасную зону людей, животных, транспорта.

3.32. Выявленные при испытаниях дефекты и повреждения устраняются в порядке, предусмотренном "Инструкцией по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах" (РД 39-30-I95-79).

После устранения дефектов испытание нефтепровода продолжают по установленному регламенту.

3.32.I. Ликвидация выявленных при испытании дефектов и повреждений нефтепровода в виде трещин, разрывов наложением заток, хомутов, бандажей, "корыт" не допускается.

Дефектный участок нефтепровода должен быть удален и заменен новым отрезком (участком) трубы.

3.32.2. Характер каждого выявленного при испытаниях дефекта или повреждения нефтепровода, а также работы по их устранению отражаются в специальном акте (Приложение 7).

3.33. Испытание последующих участков нефтепровода производят в указанном выше порядке.

3.34. После окончания испытания последнего участка производят вытеснение опрессовочной воды из нефтепровода, сбор и утилизацию нефти.

3.35. При сбросе опрессовочной воды не должно допускаться разрыва потока в нефтепроводе, что достигается регулированием конечной задвижкой заполняемого участка нефтепровода.

3.36. По окончании испытания опрессовочные агрегаты отключают, присоединительные патрубки заглушают или удаляют, открывают линейные задвижки на испытанном участке нефтепровода.

3.37. Об окончании испытаний и заполнении нефтью нефтепровода комиссия официально уведомляет руководство и диспетчера УМН (РУМН).

3.38. После ввода испытанного нефтепровода в эксплуатацию в течение 5 дней ведется усиленное наблюдение за трассой нефтепровода путем ежедневного патрулирования.

Оценка и оформление результатов испытаний

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

3.40. Нефтепровод считается выдержавшим гидравлическое испытание, если в течение 3 часов после ликвидации последнего из повреждений (дефектов), выявленных при испытаниях (или общей выдержки под испытательным давлением в течение не менее 24-х часов при отсутствии дефектов), не было выявлено новых повреждений (дефектов) и не произошло снижения испытательного давления ниже установленных комиссией норм уровня (см.п.3.28.1).

3.41. О проведении гидравлического испытания каждого из участков нефтепровода составляется акт по установленной форме (Приложение 8), к которому прилагаются

график проведения испытания участка нефтепровода (Приложение 2) с фактическими данными об условиях и параметрах испытаний;

диаграммы с записью давления и температуры воды при испытании или соответствующие выписки из журналов наблюдений (Приложение 6);

акты на устранение выявленных дефектов и повреждений (Приложение 7).

3.42. О проведении гидравлического испытания всего нефтепровода по произвольной форме составляется акт испытания нефтепровода.

3.42.1. В акте испытания нефтепровода должны быть отражены

основания для проведения испытания;

цели и задачи испытания;

сроки испытания (начало и окончание);

основные результаты испытания;

заключение о вводе нефтепровода в эксплуатацию;

выводы и предложения комиссии по качеству проектирования, используемого оборудования, изделий и материалов, строительно-монтажных работ и эксплуатации;

другие рекомендации, направленные на повышение надежности нефтепровода.

3.42.2. К акту испытания нефтепровода прилагаются

приказ о проведении испытаний;

технологическая схема испытания нефтепровода (Приложение 1) с фактическими данными об условиях и параметрах испытаний,

протоколы о внесении изменений и дополнений в ПОИ и ПИИ нефтепровода;

сведения (справка) о простое нефтепровода в период проведения испытаний;

сведения (справка) о потерях нефти, затратах на организацию и проведение испытаний, а также на ликвидацию повреждений и их последствий;

акты испытания участков нефтепровода с приложениями.

3.42.3. Акты испытаний нефтепроводов служат в качестве исходных документов для разработки режимов их дальнейшей эксплуатации, исследования причин выявленных дефектов и разработки рекомендаций по их предупреждению, для выработки предложений и рекомендаций заводам-изготовителям труб и оборудования, проектным и строительно-монтажным организациям, а также для решения других технических, плановых и организационных задач эксплуатации магистральных нефтепроводов.

3.43. Акт испытания нефтепровода подписывается членами комиссии, утверждается руководством УМН.

3.44. Все изменения в конструкции линейной части нефтепровода, выполненные в период подготовки и проведения испытаний (замена оборудования, отдельных участков труб, установка катушек, вставок, патрубков, вантузов и т.п.) должны быть внесены (отражены) в техническую документацию на нефтепровод

4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО БЕЗОПАСНОМУ ВЕДЕНИЮ РАБОТ ПРИ ИСПЫТАНИЯХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

4.1. В период подготовки к проведению испытаний нефтепровода УМН разрабатывает с учетом требований настоящих Правил и утверждает Инструкцию по безопасному ведению работ при гидравлических испытаниях нефтепровода.

4.2. Все работники, привлекаемые к проведению испытаний нефтепровода, проходят внеочередной инструктаж по технике безопасности и пожарной безопасности; знакомятся с целями, задачами и особенностями предстоящих испытаний, а также с порядком действий и обязанностями при возникновении аварийных ситуаций на нефтепроводе и приказом по испытанию нефтепровода.

4.3. Работы по ликвидации повреждений и дефектов, выявленных при испытаниях, должны выполняться с соблюдением требований раздела по технике безопасности (раздел 3) "Инструкции по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах" (РД 39-30-195-79).

4.4. Председатель комиссии на время испытания каждого отдельного участка нефтепровода распоряжением назначает ответственного работника по обеспечению безопасности обслуживающего персонала, населения и сохранности машин и сооружений вдоль трассы трубопровода (в пределах охранной зоны).

4.5. При испытании участка нефтепровода, независимо от его диаметра, устанавливается охранная зона (зона безопасности) по 50 м в обе стороны от оси нефтепровода.

4.6. В процессе испытания участка нефтепровода люди, механизмы и оборудование должны находиться за пределами охранной зоны.

4.7. На время испытания нефтепровода в распоряжение комиссии должно выделяться необходимое количество людей для сцепления опасных участков нефтепровода.

Сцепление снимается только по указанию председателя комиссии.

4.8. Замер параметров испытания должен производиться дистанционными приборами, вынесенными за пределы охранной зоны.

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

4.9. При проведении испытаний нефтепровода в темное время суток рабочие площадки, посты наблюдения, приборы должны быть освещены.

4.10. Осмотр нефтепровода с целью выявления дефектов и повреждений разрешается только после снижения давления до рабочего.

4.11. Все работы при проведении испытания нефтепровода, особенно в местах сбора нефти, водонефтяной эмульсии (котлованы, земляные амбары и пр.) должны производиться с соблюдением правил пожарной безопасности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

I. СНиП II-45-75. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования.-М., Стройиздат, 1975.

2. СНиП III-42-80. Магистральные нефтепроводы. Правила производства и приемки работ.-М., Стройиздат, 1981.

3. Правила охраны магистральных трубопроводов.-Уфа, ВНИИСПТнефть, 1979.

4. РД 39-30-II4-78. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.-М., Недра, 1979.

5. РД 39-30-93-78. Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов.-М., ВНИИТБ, 1978.

6. Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов.-М.Миннефтепром, 1983.

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

8. Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов.-М., ВНИИСТ, 1971.

9. РД 39-30-195-79. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.-Уфа, ВНИИСПТнефть, 1980.

10. РД 39-30-571-81. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах, проложенных на болотах.-Уфа, ВНИИСПТнефть, 1981.

11. РД 39-30-374-80. Табель технического оснащения специализированной бригады по испытанию действующих нефтепроводов.-Уфа, ВНИИСПТнефть, 1976.

12. Временные правила испытания действующих нефтепроводов. Уфа, ВНИИСПТнефть, 1976.

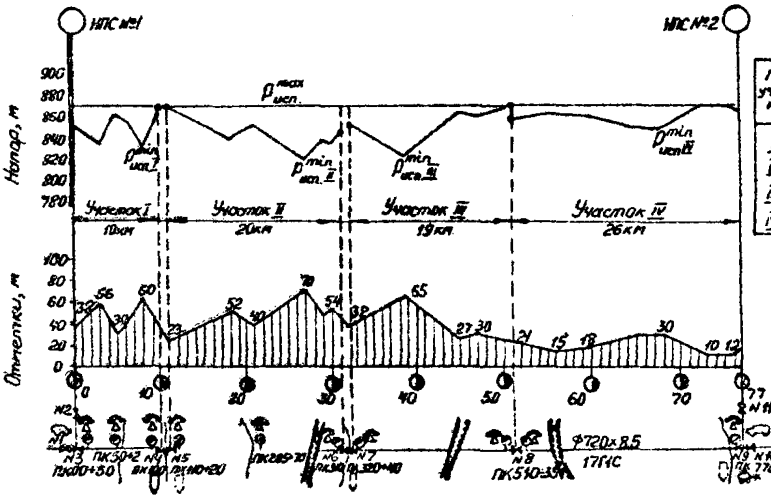
Приложение 1

«Утверждаю»
Главный инженер УМН (РУМН)

Технологическая схема гидравлического испытания нефтепровода А-Б
от... 00... км, ... 0 ... пк
от... 77 ... км, ... 770 ... пк

Основные данные:

№ участка	Диаметр, мм	Минимальная толщина стенки, мм	Протяженность, км	Давление испытания, кгс/см² максимальное	минимальное	Испытательная жидкость
I	720	8,5	10	87	83,3	вода
II	720	8,5	20	87	82,3	вода
III	720	8,5	19	87	82,5	вода
IV	720	8,5	26	87	85,0	вода

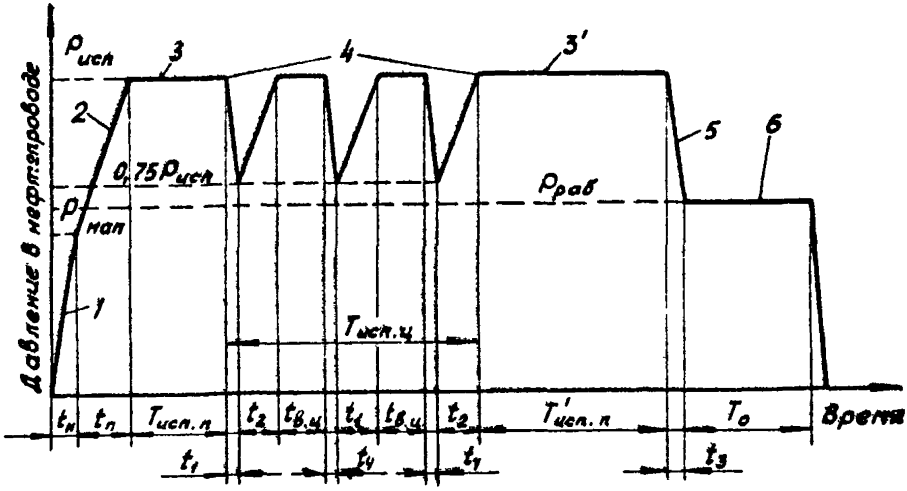


Пример оформления технологической схемы испытания участка нефтепровода

Наиболее опасные участки
1. Ручей ПК49 - ПК50+2
2. Лощина ПК204 - 206+20

Условные обозначения:
- *– прибор для замера давления,*
- *– пункты связи,*
- *– места расположения постов наблюдения,*
- *– места подключения и перебазировки опрессовочных агрегатов,*
- *– места расположения аварийных бригад,*
- *– вертолетная площадка.*

Приложение 2



$P_{нап}$	$P_{раб}$	$P_{исп}$	$t_н$	$t_п$	$T_{исп.п}$	$T'_{исп.п}$	$t_{в.ц}$	t_1	t_2	t_3	$T_о$
кгс/см²			часы								
					6	12	3				

ГРАФИК ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЯ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА ОТ КМ.... ДО КМ ....., ПОСТ НАБЛЮДЕНИЯ – ПК ..... .

I – заполнение участка до давления наполнительного агрегата ($P_{нап}$);
2 – начальный подъем давления до испытательного ($P_{исп}$);
3 и 3′ – испытание постоянным давлением $P_{исп}$; 4 – испытание циклическим давлением с тремя циклами снижения давления до 0,75 $P_{исп}$ и подъема до $P_{исп}$ и двумя выдержками при $P_{исп}$; 5 – снижение давления до $P_{раб}$; 6 – осмотр (обход) трассы нефтепровода.
$t_н$ – время заполнения участка; $t_п$ – время начального подъема давления до $P_{исп}$; $T_{исп.п}$ и $T'_{исп.п}$ – время испытания постоянным давлением $P_{исп}$; $t_{в.ц}$ – время выдержки при давлении $P_{исп}$ в процессе испытания циклическим давлением; t_1 и t_2 – соответственно время снижения давления до 0,75 $P_{исп}$ и повышения до $P_{исп}$ в процессе испытания циклическим давлением; t_3 – время снижения давления до $P_{раб}$ в конце испытания; $T_о$ – время, необходимое для осмотра трассы нефтепровода; $T_{исп.ц}$ – общее время испытания циклическим давлением.

Подпись ответственного лица _____

Приложение 3

Р А С Ч Е Т
времени простоя при подготовке и испытании нефтепровода

_____

на участке_____

(диаметр_____мм, протяженность_____км).

№ п/п	Наименование работ	Един. изм.	Кол-во	Время простоя	Примечание
I	2	3	4	5	6
	Подготовительные работы				
I.	Подтяжка болтовых соединений, задвижек, набивка сальников	шт.			
2.	Установка (врезка) штуцеров для манометров	шт.			
3.	Врезка штуцеров с задвижками под опрессовочный агрегат	шт.			
4.	Капитальный ремонт нефтепровода, связанный со снижением давления или полной его остановкой				
	Итого:				

I	2	3	4	5	6
	Испытание нефтепровода				
I.	Наполнение нефтепровода водой	4			
2.	Подъем давления	-"-			
3.	Время выдержки под испытательным давлением	-"-			
4.	Время на циклические изменения давления	-"-			
5.	Время снижения давления до рабочего	-"-			
6.	Время осмотра трассы	-"-			
7.	Время ликвидации отказов	-"-			
8.	Время опорожнения от воды и подключения участка к испытанному нефтепроводу	-"-			
	Итого:				
	Всего:				

Примечания:

1. В случае разрыва нефтепровода во время испытания время простоя увеличивается на величину времени ликвидации повреждения, времени закачки воды и подъема давления.
2. Расчет составляется на основании норм времени на ремонтные работы для магистральных трубопроводов.
3. При расчете следует предусматривать одновременное проведение работ на нескольких участках.

Приложение 4

Номограмма для определения времени заполнения трубопровода

Номограмма (см.стр. 35.) состоит из двух частей. В правой части по оси абсцисс отложена протяженность участков трубопровода от I до I00 км. Наклонные линии в этой части номограммы обозначают условные диаметры D_y трубопроводов от I00 до I600 мм.

По оси абсцисс в левой части номограмм отложена продолжительность наполнения трубопровода $t_н$ от 0,I до I000 ч. Наклонные линии в этой части номограммы обозначают производительность Q (в $м^3$/час) наполнительных агрегатов.

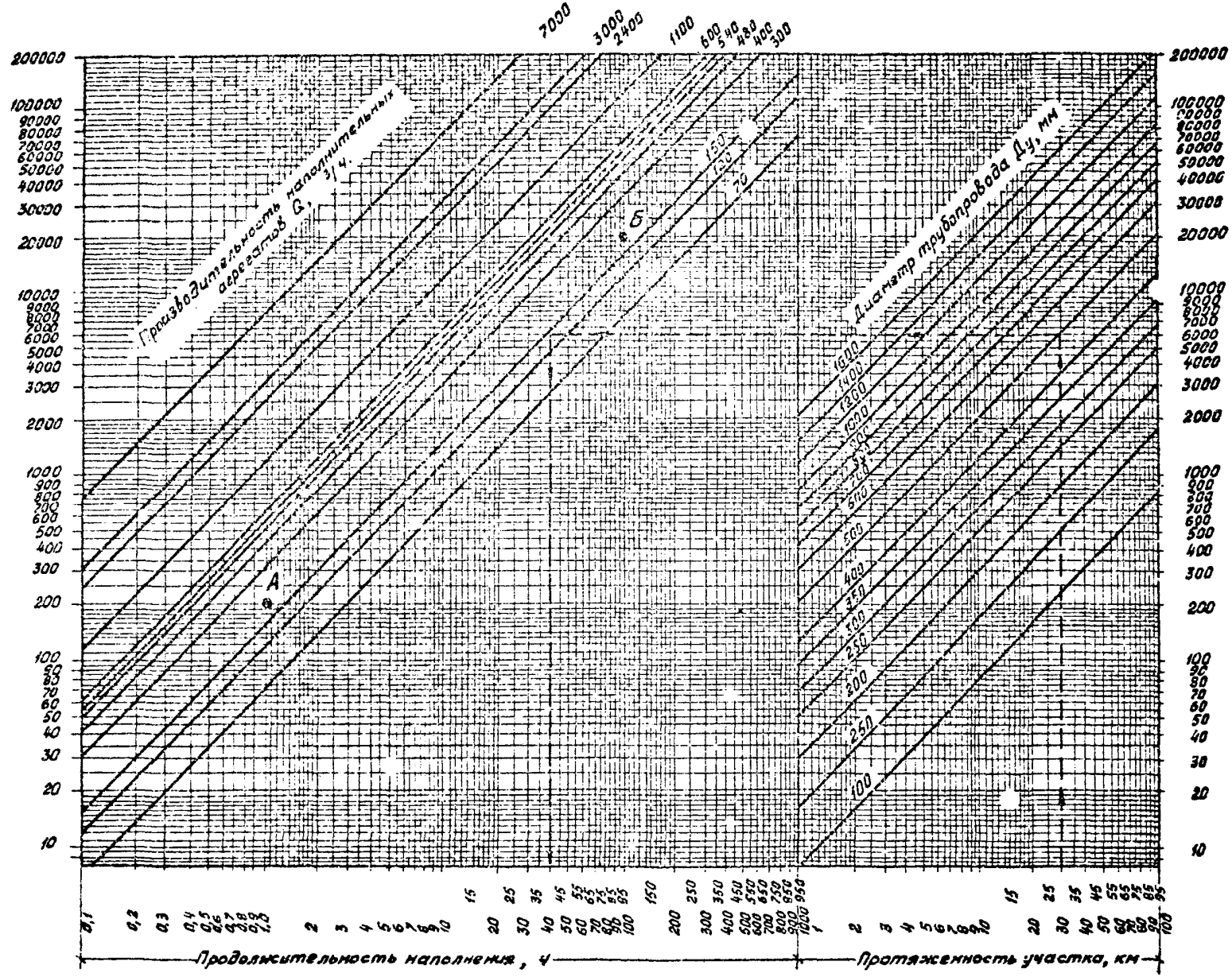
По оси ординат отложена емкость трубопровода в $м^3$. Для сокращения размеров и удобства пользования номограмма построена по логарифмической сетке.

Для определения по номограмме времени заполнения участка трубопровода 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.

Номограмма может быть также использована для определения времени заполнения участка трубопровода воздухом до создания в нем избыточного давления I $кгс/см^2$ с помощью компрессоров производительностью Q (в $нм^3$/ч).

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),



Номограмма для расчета времени наполнения трубопровода

соответствующие емкостям трубопровода, которые будут заполнены при работе агрегата в течение I и I00 ч.

Пусть в нашем примере производительность агрегата 200 $м^3$/ч. Тогда точки А и Б будут соответствовать емкостям трубопровода 200 и 20000 $м^3$, заполняемым соответственно за I и I00 ч. Через точки А и Б проводят наклонную линию, которая и будет соответствовать производительности 200 $м^3$/ч. Естественно, что эта линия пройдет параллельно ранее нанесенным.

При использовании n 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.

Пример I. Определить время заполнения водой участка трубопровода D_y = 500 мм протяженностью 30 км. Для заполнения используется один агрегат АН-I5I производительностью Q = = I50 $м^3$/ч.

На оси абсцисс правой части номограммы находим точку, соответствующую L = 30 км, и от нее 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 = I50 $м^3$/ч. Из этой точки опускаем перпендикуляр на ось абсцисс и находим, что время заполнения $t_н$ равно 40 ч.

Пример 2. Определить время вытеснения воды из участка

трубопровода, указанного в примере I, нефтью при использовании для ее закачки магистрального насоса производительностью Q = = 600 м^3/ч.

Построение аналогично описанному в примере I, но горизонтальная линия проводится до пересечения с наклонной линией, обозначающей производительность Q = 600 м^3/ч. Опускаем из точки пересечения перпендикуляр на ось абсцисс и находим, что время вытеснения составляет I0 ч.

Приложение 5

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.

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

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

$$\Delta P = \frac{\Delta t(\beta_t - 2\alpha)}{\frac{D_o}{E\delta} + C}, \qquad (I)$$

где ΔP - изменение давления, кгс/см^2;

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

t_1 - температура воды в трубопроводе в конце опрессовки;

t_2 - температура воды в трубопроводе в начале опрессовки

β_t - коэффициент температурного расширения воды, $\frac{1}{\text{град}}$;

α - коэффициент расширения стали, $\frac{1}{\text{град}}$;

D_o - наружный диаметр трубопровода, мм;

C - коэффициент объемного сжатия воды, $44{,}3 \cdot 10^{-6}$ $\frac{\text{см}^2}{\text{кгс}}$.

E - модуль упругости металла, 2,I. 10^6 кгс/см^2;

δ - толщина стенки трубы, мм.

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

Коэффициент β_t зависит от температуры и может быть вычислен по эмпирической формуле

$$\beta_t \cdot 10^5 = 6{,}4286 + 1{,}70105t - 0{,}020369t^2 + 0{,}0001648t^3. \quad (2)$$

В таблице I даны вычисленные среднеинтегральные значения β_t во всех диапазонах изменения температуры от 0°С до 25°С.

Таблица I.

Изменение коэффициента температурного расширения воды в зависимости от изменения температуры

$t_1 - t_2$	Δt	$\beta_t \cdot 10^5$	$t_1 - t_2$	Δt	$\beta_t \cdot 10^5$
I	2	3	4	5	6
0-I	I	-6,087	0-I2	I2	2,759
0-2	2	-5,093	0-I3	I3	3,462
0-3	3	-4,195	0-I4	I4	4,154
0-4	4	-3,344	0-I5	I5	4,834
0-5	5	-2,522	0-I6	I6	5,505
0-6	6	-I,72I	0-I7	I7	6,165
0-7	7	-0,939	0-I8	I8	6,815
0-8	8	-0,172	0-I9	I9	7,457
0-9	9	0,580	0-20	20	8,089
0-I0	I0	1,318	0-2I	2I	8,713
0-II	II	2,050	0-22	22	9,310

1	2	3	4	5	6
0-23	23	9,912	2-10	8	2,97
0-24	24	10,511	2-11	9	3,68
0-25	25	11,102	2-12	10	4,37
			2-13	11	5,06
1-2	1	-4,426	2-14	12	5,73
1-3	2	-3,451	2-15	13	6,40
1-4	3	-2,573	2-16	14	7,05
1-5	4	-1,740	2-17	15	7,70
1-6	5	-0,937	2-18	16	8,34
1-7	6	-0,154	2-19	17	8,97
1-8	7	0,610	2-20	18	9,58
1-9	8	1,358	2-20	19	10,20
1-10	9	2,093	2-22	20	10,78
1-11	10	2,815	2-23	21	11,37
1-12	11	3,52	2-24	22	11,96
1-13	12	4,22	2-25	23	12,54
1-14	13	4,91			
1-15	14	5,598	3-4	1	-0,72
1-16	15	6,25	3-5	2	0,05
1-17	16	6,91	3-6	3	0,81
1-18	17	7,55	3-7	4	1,55
1-19	18	8,18	3-8	5	2,29
1-20	19	8,82	3-9	6	3,01
1-21	20	9,43	3-10	7	3,72
1-22	21	10,02	3-11	8	4,42
1-23	22	10,62	3-12	9	5,11
1-24	23	11,22	3-13	10	5,80
1-25	24	14,80	3-14	11	6,47
2-3	1	-2,28	3-15	12	7,13
2-4	2	-1,497	3-16	13	7,78
2-5	3	-0,73	3-17	14	8,42
2-6	4	0,036	3-18	15	9,05
2-7	5	0,786	3-19	16	9,67
2-8	6	1,53	3-20	17	10,29
2-9	7	2,25	3-21	18	10,89

1	2	3	4	5	6
3-22	I9	II,47	5-I5	I0	8,55
3-23	20	I2,06	5-I6	II	9,I9
3-24	2I	I2,64	5-I7	I2	9,82
3-25	22	I3,2I	5-I8	I3	I0,44
			5-I9	I4	II,06
4-5	I	0,83	5-20	I5	II,66
4-6	2	I,56	5-2I	I6	I2,26
4-7	3	2,32	5-22	I7	I2,82
4-8	4	3,05	5-23	I8	I3,40
4-9	5	3,76	5-24	I9	I3,97
4-I0	6	4,50	5-25	20	I4,59
4-II	7	5,I7			
4-I2	8	5,85	6-7	I	3,8I
4-I3	9	6,52	6-8	2	4,53
4-I4	I0	7,I9	6-9	3	5,23
4-I5	II	7,84	6-I0	4	5,93
4-I6	I2	8,49	6-II	5	6,6I
4-I7	I3	9,I3	6-I2	6	7,28
4-I8	I4	9,75	6-I3	7	7,95
4-I9	I5	I0,37	6-I4	8	8,60
4-20	I6	I0,98	6-I5	9	9,25
4-2I	I7	II,58	6-I6	I0	9,88
4-22	I8	I2,I5	6-I7	II	I0,5I
4-23	I9	I2,73	6-I8	I2	II,I3
4-24	20	I3,3I	6-I9	I3	II,8I
4-25	2I	I3,88	6-20	I4	I2,33
			6-2I	I5	I2,93
5-6	I	2,34	6-22	I6	I3,49
5-7	2	3,07	6-23	I7	I4,06
5-8	3	3,79	6-24	I8	I4,63
5-9	4	4,50	6-25	I9	I5,I9
5-I0	5	5,20			
5-II	6	5,89	7-8	I	5,25
5-I2	7	6,57	7-9	2	5,95
5-I3	8	7,24	7-I0	3	6,64
5-I4	9	7,90	7-II	4	7,32

1	2	3	4	5	6
7-12	5	7,99	9-12	3	9,36
7-13	6	8,65	9-13	4	10,00
7-14	7	9,29	9-14	5	10,64
7-15	8	9,93	9-15	6	11,27
7-16	9	10,56	9-16	7	11,89
7-17	10	11,18	9-17	8	12,50
7-18	11	11,79	9-18	9	13,11
7-19	12	12,40	9-19	10	13,70
7-20	13	12,99	9-20	11	14,29
7-21	14	13,58	9-21	12	14,86
7-22	15	14,14	9-22	13	15,41
7-23	16	14,70	9-23	14	15,96
7-24	17	15,27	9-24	15	16,52
7-25	18	15,83	9-25	16	17,07
8-9	1	6,65	10-11	1	9,37
8-10	2	7,33	10-12	2	10,02
8-11	3	8,01	10-13	3	10,67
8-12	4	8,68	10-14	4	11,30
8-13	5	9,33	10-15	5	11,93
8-14	6	9,97	10-16	6	12,54
8-15	7	10,61	10-17	7	13,15
8-16	8	11,23	10-18	8	13,75
8-17	9	11,85	10-19	9	14,33
8-18	10	12,46	10-20	10	14,97
8-19	11	13,05	10-21	11	15,49
8-20	12	13,65	10-22	12	16,03
8-21	13	14,22	10-23	13	16,58
8-22	14	14,78	10-24	14	17,13
8-23	15	15,34	10-25	15	17,68
8-24	16	15,90			
8-25	17	16,45	11-12	1	10 63
			11-13	2	11,32
9-10	1	8,03	11-14	3	11,95
9-11	2	8,70	11-15	4	12,57

1	2	3	4	5	6
I1-I6	5	I3,I8	I3-24	II	I8,9I
I1-I7	6	I3,78	I3-25	I2	I9,44
II-I8	7	I4,38	I4-I5	I	I4-I4
II-I9	8	I4,96	I4-I5	2	I5,04
II-20	9	I5,54	I4-I7	3	I5,63
II-2I	I0	I6,II	I4-I8	4	I6,2I
II-22	II	I6,64	I4-I9	5	I6,78
II-23	I2	I7,I8	I4-20	6	I7,34
II-24	I3	I7,73	I4-2I	7	I7,90
II-25	I4	I8,28	I4-22	8	I8,4I
			I4-23	9	I8,94
I2-I3	I	II,96	I4-24	I0	I9,48
I2-I4	2	I2,59	I4-25	II	20,02
I2-I5	3	I3,20			
I2-I6	4	I3,8I	I5-I6	I	I5,64
I2-I7	5	I4,4I	I5-I7	2	I6,22
I2-I8	6	I4,99	I5-I8	3	I6,80
I2-I9	7	I5,58	I5-I9	4	I7,37
I2-20	8	I6,I5	I5-20	5	I7,93
I2-2I	9	I6,7I	I5-2I	6	I8,48
I2-22	I0	I7,24	I5-22	7	I8,98
I2-23	II	I7,78	I5-23	8	I9,5I
I2-24	I2	I8,33	I5-24	9	20,05
I2-25	I3	I8,86	I5-25	I0	20,58
I3-I4	I	I3,22	I6-I7	I	I6,8I
I3-I5	2	I3,83	I6-I8	2	I7,38
I3-I6	3	I4,43	I6-I9	3	I7,95
I3-I7	4	I5,02	I6-20	4	I8,5I
I3-I8	5	I5,6I	I6-2I	5	I9.05
I3-I9	6	I6,I8	I6-22	6	I9,54
I3-20	7	I6,75	I6-23	7	20,07
I3-2I	8	I7,3I	I6-24	8	20,60
I3-22	9	I7,83	I6-25	9	2I,I3
I3-23	I0	I8,37			
			I7 I8	I	I7,96

1	2	3	4	5	6
I7-I9	2	I8,52	22-24	2	23,70
I7-20	3	I9,07	22-25	3	24,24
I7-2I	4	I9,6I			
I7-22	5	20,09	23-24	I	24,32
I7-23	6	20,6I	24-25	2	24,84
I7-24	7	2I,5			
I7-25	8	2I,67	24-25	I	25,38
I8-I9	I	I9,08			
I8-20	2	I9,63			
I8-21	3	20,I7			
I8-22	4	20,63			
I8-23	5	2I,I5			
I8-24	6	2I,69			
I8-25	7	22,20			
I9-20	I	20,I9			
I9-2I	2	20, 2			
I9-22	3	2I,I6			
I9-23	4	2I,68			
I9-24	5	22,2I			
I9-25	6	22,73			
20-2I	I	2I,26			
20-22	2	2I,66			
20-23	3	22,I9			
20-24	4	22,72			
20-25	5	23,26			
2I-22	I	22,I3			
2I-23	2	22,67			
2I-24	3	23,22			
2I-25	4	23,75			
22-23	I	23,II			

От момента начала испытания и до его окончания может происходить изменение температуры закаченной воды (трубопровода) за счет выравнивания ее с температурой окружающей среды (грунта). При этом будет изменяться испытательное давление в сторону его понижения или повышения. При оценке резуль тов испытания это должно учитываться.

Для облегчения расчетов по определению изменения давления при испытании, в зависимости от изменения температуры, построена номограмма (см. стр.46) для наиболее распространенных областей изменения температуры в пределах допустимой погрешности. Для более точного подсчета изменения давления при испытании рекомендуется пользоваться уравнением (I).

Необходимо отметить, что в силу аномальных свойств воды при низких температурах (0 ÷ 4°С) уравнение (I) может давать отрицательные результаты, указывая на уменьшение давления при повышении температуры.

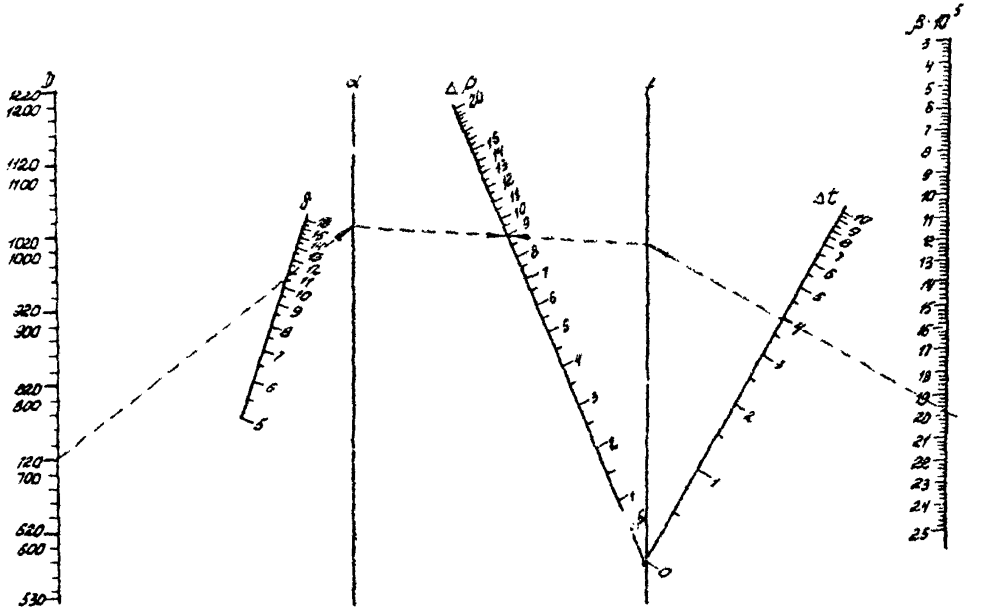
Порядок пользования номограммой приведен в примере.

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 I находим среднеинтегральное значение коэффициента

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

Соединяем на шкалах D и S отметки 720 и 10,5 прямой, продолжаем ее до пересечения с немой шкалой α.

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



Номограмма для определения изменения давления в трубопроводе при изменении температуры воды.

Засечки на немых шкалах соединяем прямой, пересечение ее со шкалой ΔP дает искомый ответ - 9 кгс/см^2.

Расчет по формуле (I) дает значение $\Delta P = 9{,}052$ кгс/см^2.

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

Приложение 6

Журнал наблюдений при испытании
нефтепровода_____
на участке _____
Пост наблюдения - ПК _____
Наблюдатели_____
_____

ДАТА	Время ч.,мин	Давление МПа	Температура °С	Примечание

Подписи:

Примечания:

1. Показания приборов заносятся в журнал через каждые 15 минут.
2. В случае резкого изменения контролируемых параметров производится запись их в журнале с фиксацией времени.

Приложение 7

А К Т
на устранение дефекта, выявленного
при испытании участка

от _____км,_____ПК

до_____км,_____ПК

нефтепровода_____

1. Дефект обнаружен на _____км,_____ПК
2. Расчетное давление в месте расположения дефекта в момент разрушения_____ $\frac{кгс}{см^2}$
3. Стадии испытания _____
(подъем давления, выдержка при

_____
испытательном давлении (по истечении какого времени?)

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 8

Управление_____

магистральными нефтепроводами

"____"_____19 г.

А К Т

испытания участка действующего нефтепровода

_____

(наименование)

на участке от _____км,_____ПК

до_____км,_____ПК

I. Состав комиссии:

Председатель _____

(фамилия, имя, отчество, должность)

_____

Члены комиссии_____

(фамилия, имя, отчество, должность)

_____

_____

_____

2. Места подключения опрессовочного агрегата_____

_____

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

_____

3. Места установки приборов для замера давления и температуры

_____

(км, пикет, отметка, тип приборов, класс точности и дата

_____

поверки)

4. Испытательная жидкость _____

(вода, нефть)

5. Температура испытательной жидкости во всех точках замера, ^{0}C

в начале испытания _____

в конце испытания _____

6. Дата и время (число, часы, минуты)

а) начала заполнения участка водой _____

б) окончания заполнения _____

в) начала подъема давления _____

_____

г) достижения испытательного давления _____

д) возникновения разрушений и завершения работ по их устранению:

1-го _____

2-го _____

3-го _____

и т.д.

е) окончания выдержки под испытательной нагрузкой _____

_____

7. Испытательное давление на участке

максимальное _____ кгс/см^2 на _____ км ___ ПК

минимальное _____ кгс/см^2 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 наблюдений за показаниями приборов для замера давления и температуры) в количестве _____шт.

в) акты на устранение дефектов, выявленных при испытании участка нефтепровода, в количестве _____шт.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	
2. Основные положения проекта организации испытаний (ПОИ)	7
3. Основные положения проекта производства испытаний (ППИ)	13
Организационно-технические мероприятия	13
Порядок проведения испытаний	19
Оценка и оформление результатов испытаний	23
4. Основные положения по безопасному ведению работ при испытаниях магистральных нефтепроводов	26
Список литературы	2.
Приложение I. Пример оформления технологической схемы испытания участка нефтепровода	29
Приложение 2. График проведения испытания участка нефтепровода	30
Приложение 3. Расчет времени простоя при подготовке и испытании нефтепровода	31
Приложение 4. Номограмма для определения времени заполнения трубопровода	34
Приложение 5. Номограмма для определения испытательного давления в зависимости от изменения температуры воды	38
Приложение 6. Журнал наблюдений при испытании	48
Приложение 7. Акт на устранение дефекта, выявленного при испытании участка	49
Приложение 8. Акт испытания участка действующего нефтепровода	50

П Р А В И Л А

ИСПЫТАНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ДЕЙСТВУЮЩИХ
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Издание ВНИИСПТнефти
450055, г. Уфа, пр. Октября, 144/3

Редактор Л.В.Батурина
Технические редакторы В.В.Антошкина,
Л.А.Кучерова

Подписано к печати 28.04.83 г. НО3311
Формат 60х90/16. Уч.-изд. л. 2,8. Тираж 50 экз.
Заказ 100

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru