ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 53675— 2009

НАСОСЫ НЕФТЯНЫЕ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Общие требования

Издание официальное

БЗ 5—2009/206

Москва
Стандартинформ
2010

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации — ГОСТ Р 1.0—2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть» (ОАО «АК «Транснефть»), Инжиниринговой нефтегазовой компанией «Всероссийский научно-исследовательский институт по строительству и эксплуатации трубопроводов, объектов ТЭК» (ОАО ВНИИСТ), Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт по строительству и эксплуатации объектов ТЭК» (ООО «Институт ВНИИСТ»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 463 «Магистральный трубопроводный транспорт»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. № 1060-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок — в ежемесячно издаваемых информационных указателях «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

© Стандартинформ, 2010

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 1
3 Термины и определения . . . 3
4 Классификация . . . 4
5 Технические требования . . . 5
5.1 Основные показатели и характеристики (свойства) . . . 5
5.2 Требования к сырью, материалам, покупным изделиям . . . 7
5.3 Комплектность . . . 8
5.4 Маркировка . . . 8
5.5 Упаковка . . . 9
6 Требования безопасности и охраны окружающей среды . . . 9
7 Правила приемки . . . 10
8 Методы контроля . . . 11
9 Транспортирование и хранение . . . 12
10 Указания по эксплуатации . . . 13
11 Гарантии изготовителя (поставщика) . . . 13
Приложение А (рекомендуемое) Базовые типоразмеры насосов . . . 14
Приложение Б (справочное) Совмещенные поля *Q*—*H* магистральных нефтяных насосов . . . 15
Приложение В (справочное) Совмещенные поля *Q*—*H* подпорных нефтяных насосов . . . 15
Библиография . . . 16

Введение

Настоящий стандарт применим для подтверждения соответствия, в том числе для проведения работ по сертификации.

Настоящий стандарт разработан для установления широкого и полного спектра требований к магистральным и подпорным нефтяным насосам, учитывающим не только требования к их параметрам, но и требования к их конструкции, изготовлению, правилам приемки, методам контроля, транспортированию и хранению, с учетом современного опыта насосостроения и развития технологий. Настоящий стандарт также устанавливает требования к условным обозначениям магистральных и подпорных нефтяных насосов.

В соответствии с «Номенклатурой продукции, в отношении которой законодательными актами Российской Федерации предусмотрена обязательная сертификация», нефтяные насосы для магистральных трубопроводов (код ОКП 36 3140) подлежат обязательной сертификации на соответствие конкретным требованиям нормативных документов, приведенных в настоящем стандарте.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НАСОСЫ НЕФТЯНЫЕ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Общие требования

Pumps for the trunk oil pipelines.
General requirements

Дата введения — 2011—01—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к качеству, основным параметрам, методам испытаний, правилам приемки, маркировке, упаковке, транспортированию и хранению нефтяных центробежных насосов, в том числе с предвключенным осевым колесом, предназначенных для подачи нефти и нефтепродуктов в системах магистральных трубопроводов.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на нефтяные, в том числе с предвключенным осевым колесом, насосы (далее — насосы), предназначенные для подачи в системах магистральных трубопроводов нефти и нефтепродуктов с температурой от минус 10 °С до плюс 80 °С, кинематической вязкостью не более $3,0 \cdot 10^{-4}$ м^2/с, содержанием примесей:

- объемная доля серы в несвободном состоянии, %, не более 3,5
- объемная доля парафина, %, не более 7,0
- объемная доля механических примесей, %, не более 0,06
- максимальный линейный размер механических примесей твердостью до 7 по шкале Мооса, мм 4

1.3 Настоящий стандарт предназначен для использования при проектировании, изготовлении и приемке, транспортировании, эксплуатации и утилизации насосов для магистральных трубопроводов, а также в целях их сертификации.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 12.4.026—2001 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

ГОСТ Р 51330.5—99 (МЭК 60079-4—75) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения

ГОСТ Р 51330.9—99 (МЭК 60079-10—95) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон

ГОСТ Р 51330.11—99 (МЭК 60079-12—78) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам

ГОСТ Р 51337—99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей

Издание официальное

ГОСТ Р 52005—2003 Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Общие требования

ГОСТ Р 52079—2003 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепродуктов и нефтепродуктопроводов. Технические условия

ГОСТ Р 52743—2007 (ЕН 809:1998) Насосы и агрегаты насосные для перекачки жидкостей. Общие требования безопасности

ГОСТ 9.014—78 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования

ГОСТ 9.401—91 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Общие требования и методы ускоренных испытаний на стойкость к воздействию климатических факторов

ГОСТ 12.1.003—83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.004—91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.012—90 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.2.003—91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 15.309—98 Система разработки и постановки продукции на производство. Испытания и приемка выпускаемой продукции. Основные положения

ГОСТ 27.003—90 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности

ГОСТ 27.410—87 Надежность в технике. Методы контроля показателей надежности и планы контрольных испытаний на надежность

ГОСТ 977—88 Отливки стальные. Общие технические условия

ГОСТ 2999—75 Металл и сплавы. Методы измерения твердости по Виккерсу

ГОСТ 4543—71 Прокат из легированной конструкционной стали. Технические условия

ГОСТ 5520—79 Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия

ГОСТ 6134—2007 (ИСО 9906:1999) Насосы динамические. Методы испытаний

ГОСТ 6533—78 Днища эллиптические отбортованные стальные для сосудов, аппаратов и котлов. Основные размеры

ГОСТ 6996—66 (ИСО 4136—89, ИСО 5173—81, ИСО 5177—81) Сварные соединения. Методы определения механических свойств

ГОСТ 8479—70 Поковки из конструкционной углеродистой и легированной стали. Общие технические условия

ГОСТ 8732—78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент

ГОСТ 9012—59 (ИСО 410—82, ИСО 6506—81) Металлы. Метод измерения твердости по Бринеллю

ГОСТ 9454—78 Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах

ГОСТ 9544—2005 Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов

ГОСТ 12816—80 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на P_y от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см^2). Общие технические требования

ГОСТ 12971—67 Таблички прямоугольные для машин и приборов. Размеры

ГОСТ 13716—73 Устройства строповые для сосудов и аппаратов. Технические условия

ГОСТ 14192—96 Маркировка грузов

ГОСТ 14249—89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность

ГОСТ 14254—96 (МЭК 529—89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)

ГОСТ 15150—69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 21130—75 Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры

ГОСТ 23170—78 Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования

ГОСТ 24297—87 Входной контроль продукции. Основные положения

ГОСТ 28338—89 (ИСО 6708—80) Соединения трубопроводов и арматура. Проходы условные (размеры номинальные). Ряды

ГОСТ 30546.1—98 Общие требования к машинам, приборам и другим техническим изделиям и методы расчета их сложных конструкций в части сейсмостойкости

ГОСТ ИСО 1940-1—2007 Вибрация. Требования к качеству балансировки жестких роторов. Часть 1. Определение допустимого баланса

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **допустимый кавитационный запас насоса; $\Delta h_{доп}$:** Минимальный кавитационный запас, обеспечивающий работу насоса без снижения напора.

3.2 **переходное кольцо;** ПК: Обечайка, привариваемая (при необходимости) между входным или напорным патрубком и трубной обвязкой насоса.

3.3 **коэффициент быстроходности насоса; n_s:** Величина, определяемая для номинального режима насоса зависимостью:

$$n_s = 3{,}65 n_{ном} \cdot Q^{0,5}/H^{0,75},$$

где $n_{ном}$ — номинальная частота вращения вала насоса, об/мин;

Q — подача насоса ($Q/2$ — для колеса двустороннего входа), м^3/с;

H — напор насоса, м.

3.4 **коэффициент полезного действия насоса;** КПД, η: Отношение полезной мощности к мощности насоса.

3.5 **напор насоса; H:** Разность удельных механических энергий жидкости на выходе из насоса и на входе в него.

3.6 **магистральный полнонапорный насос;** НМПН: Насос, конструкция которого не допускает последовательной работы с другими магистральными насосами, предназначенный для перекачивания нефти по магистральному нефтепроводу.

3.7 **магистральный полнопоточный насос;** НМПП: Насос, допускающий последовательное соединение с однотипными НМПП, количество которых ограничено предельным давлением насоса, предназначенный для перекачивания нефти по магистральному нефтепроводу.

3.8 **подпорный вертикальный насос;** НПВ: Насос с вертикальным расположением оси вращения ротора, предназначенный для обеспечения бескавитационной работы установленного за ним по потоку НМПП или НМПН и других целей.

3.9 **подпорный горизонтальный насос;** НПГ: Насос с горизонтальным расположением оси вращения ротора, предназначенный для обеспечения бескавитационной работы установленного за ним по потоку НМПП или НМПН и других целей.

3.10 **секционный однокорпусный насос:** Насос многоступенчатый с торцовым разъемом каждой ступени.

3.11 **секционный двухкорпусный насос:** Насос многоступенчатый с торцовым разъемом каждой ступени и дополнительным внешним корпусом, рассчитанным на предельное давление насоса.

3.12 **номинальный режим насоса:** Режим работы насоса, обеспечивающий установленные технические показатели.

3.13 **номинальная частота вращения вала насоса; $n_{ном}$:** Частота вращения вала насоса, соответствующая номинальному режиму работы насоса.

3.14 **переходной патрубок;** ПП: Конфузорный или диффузорный патрубок, привариваемый (при необходимости) между входным или напорным патрубком и трубной обвязкой насоса.

3.15 **подача насоса; Q:** Объем подаваемой жидкости в единицу времени.

3.16 **поле насоса:** Рекомендуемая область применения насоса по подаче и напору, получаемая изменением частоты вращения или обточкой рабочего колеса по внешнему диаметру.

3.17 **предельное давление насоса:** Наибольшее давление на выходе из насоса, на которое рассчитана его конструкция.

3.18 **рабочая характеристика насоса:** Зона характеристики насоса, в пределах которой рекомендуется его эксплуатация.

3.19 **ротор насоса:** Отдельная сборочная единица, содержащая вал с установленными на нем рабочим колесом(ами), защитными втулками и другими закрепленными на валу деталями.

3.20 **сменная проточная часть:** Проточная часть насоса, состоящая из ротора и (при необходимости) направляющего аппарата и обеспечивающая установленные технические показатели на неноминальных режимах работы.

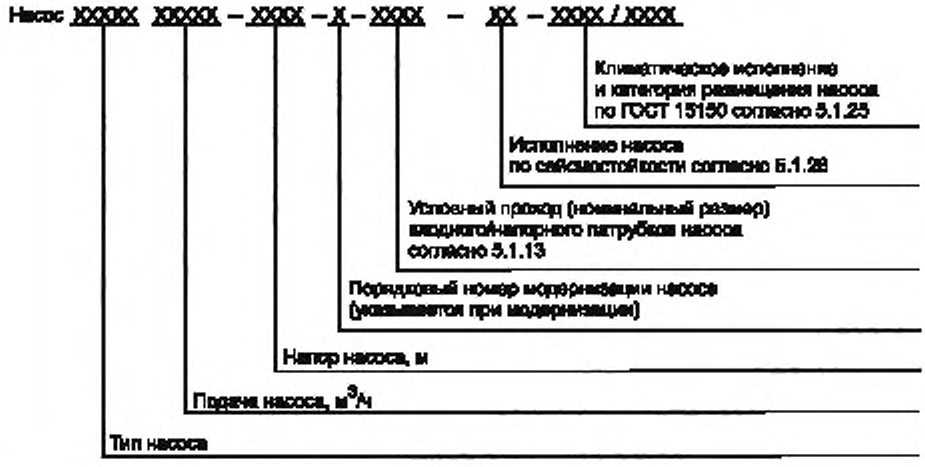
4 Классификация

4.1 По выполняемым основным функциям насосы для магистрального трубопроводного транспорта нефти делятся на:
- магистральные;
- подпорные.

4.2 Магистральные насосы делятся на:
- полнопоточные;
- полнонапорные секционные одно- или двухкорпусные.

4.3 Подпорные насосы по расположению оси вращения ротора делятся на:
- вертикальные;
- горизонтальные.

4.4 Структура условного обозначения насоса должна отражать его принадлежность по выполняемым функциям согласно 4.1, а для подпорных насосов — конструктивный признак в соответствии с 4.3. Магистральные насосы обозначают аббревиатурами НМПП и НМПН1, НМПН2 (1 и 2 — указание на одно- или двухкорпусную конструкцию соответственно), подпорные насосы — НПГ и НПВ. Структура условного обозначения насоса должна соответствовать следующему виду:



Примеры:

1 Магистральный полнопоточный насос с подачей 7000 м³/ч, напором 210 м, условными проходами (номинальными размерами) всасывающего и напорного патрубков соответственно DN 600 и DN 600, в сейсмостойком исполнении С, климатическом исполнении УХЛ и с категорией размещения 4 по ГОСТ 15150:

Насос НМПП 7000-210-600/600-С-УХЛ4

2 Подпорный вертикальный насос с подачей 1250 м³/ч, напором 60 м, после первой модернизации, с условными проходами (номинальными размерами) всасывающего и напорного патрубков соответственно DN 800 и DN 500, в сейсмостойком исполнении С, климатическом исполнении УХЛ и с категорией размещения 1 по ГОСТ 15150:

Насос НПВ 1250-60-800/500-С-УХЛ1-1

5 Технические требования

5.1 Основные показатели и характеристики (свойства)

5.1.1 Насосы следует изготовлять в соответствии с требованиями настоящего стандарта и технических условий по конструкторской документации.

5.1.2 Производитель в паспорте на насос обязан указать значения следующих показателей для номинального режима:

- подача, Q, м^3/ч;
- напор, H, м;
- частота вращения вала насоса, n, об/мин;
- КПД, η, %;
- допустимый кавитационный запас, $\Delta h_{доп}$, м.

В паспорте на насос также должны быть приведены поля насоса с основной и сменными проточными частями с указанием диаметров рабочих колес (в том числе максимально и минимально допустимых), предельное давление насоса, момент инерции ротора насоса, масса насоса и основных его элементов, габаритные, установочные и присоединительные размеры.

Допустимые отклонения данных показателей устанавливает производитель.

Рекомендуемые базовые типоразмеры насосов приведены в приложении А.

5.1.3 Минимальная подача насоса на рабочей части его характеристики должна быть ниже подачи на номинальном режиме на менее чем на 30 %.

5.1.4 Подача и напор НМПП и НМПН в пределах поля насоса допускается регулировать изменением частоты вращения вала насоса. Рабочий диапазон изменения частоты вращения вала насоса должен составлять от 0,6 до 1,05 расчетной частоты вращения.

5.1.5 Для изменения напора и подачи НМПП, НПВ и НПГ должна допускаться обточка рабочих колес по наружному диаметру, %, не более:

- 20 — при n_s от 15 до 120;
- 15 — при n_s от 120 до 200;
- 10 — при n_s от 200 до 300.

Для обеспечения требуемого режима работы насоса путем изменения его напорной характеристики при более высоком значении КПД по сравнению с полученной при обточке рабочих колес допускается применение сменной проточной части. Для регулирования напора и подачи НМПН допускается изменение числа работающих ступеней.

Конструкцией насоса должны быть предусмотрены сменные проточные части на подачи 0,3; 0,5; 0,7 и 1,25 от номинальной. Допускается применение сменных проточных частей на другие подачи от 0,3 до 1,25 от номинальной.

Все сменные проточные части следует подвергать приемо-сдаточным испытаниям (на стенде) с определением напорной, энергетической и кавитационной характеристик. Указанные характеристики следует прилагать к паспорту насоса.

5.1.6 Насосы НМПП с подачей не менее 1250 м^3/ч должны допускать последовательное соединение трех, а НПВ и НПГ с напорами до 80 м — двух одновременно работающих насосов одного типоразмера.

5.1.7 Насосы должны допускать работу в режиме кавитации, соответствующем 3 % падению напора, в течение не менее 30 с.

5.1.8 Конструкцией насосов должна быть предусмотрена возможность их работы при закрытой задвижке в течение не менее 3 мин.

5.1.9 Совмещенные поля Q—H (на воде) насосов НМПП и НМПН приведены в приложении Б, а насосов НПВ и НПГ — в приложении В.

5.1.10 Для улучшения кавитационных свойств подпорных насосов допускается использование шнекоцентробежных или осеидиагональных рабочих колес.

5.1.11 Конструкцией насосов НМПП (с подачей более 1250 м^3/ч) и НПГ должна быть обеспечена возможность замены ротора, подшипников и торцовых уплотнений без отсоединения от трубной обвязки.

У НМПП и НПГ с горизонтальным разъемом корпуса входной и напорный патрубки должны располагаться ниже плоскости разъема и выполняться под приварку. У двухкорпусных секционных НМПН напорный и входной патрубки следует выполнять под приварку. У однокорпусных секционных НМПН входной и напорный патрубки следует выполнять под фланцевое соединение.

НПВ рекомендуется выполнять двухкорпусными. Внутренний корпус — вертикальный с поперечными разъемами, наружный (стакан) — с входным патрубком под приварку. Напорный патрубок НПВ должен иметь фланцевое соединение.

5.1.12 Неплоскостность фланцевых разъемов корпусов насосов должна составлять не более 0,05 мм, шероховатость фланцевых разъемов и поверхностей проточной части корпусов — $Ra \leq 3,2$, мкм.

5.1.13 Диаметры входного и напорного патрубков насосов, а также диаметры трубопроводов вспомогательных систем — по ГОСТ 28338.

Входной и напорный патрубки насосов должны обеспечивать возможность приварки ПК или ПП. Минимальная длина ПК: для патрубков до DN 500 включительно — 250 мм, для патрубков более DN 500—400 мм. Разделка кромок присоединительных концов патрубков под приварку — согласно требованиям заказчика. Сварные соединения присоединительных концов патрубков с ПК, ПП и трубной обвязкой должны быть равнопрочными сечению стыкуемых элементов.

Конструкцией ПК и ПП должна быть предусмотрена возможность обеспечения сварных соединений трубной обвязкой и патрубками насоса (соответственно).

Присоединение трубопроводов вспомогательных систем к корпусу насоса следует выполнять на сварке или на фланцах, выполненных за одно целое с корпусом. Применение резьбовых (муфтовых) соединений не допускается.

5.1.14 Производителю (проектировщику) в эксплуатационной документации на насос следует указать максимально допустимые нагрузки (силы и моменты), действующие на входной и напорный патрубки насоса по трем взаимно перпендикулярным осям (одна из осей — параллельна оси вала насоса, другая — оси патрубка), которые должна выдерживать конструкция насоса.

5.1.15 Конструкцией насоса должна быть предусмотрена возможность обеспечения его гидравлического испытания в составе НПС совместно с технологическими трубопроводами на прочность в течение не менее 24 ч пробным давлением воды, которым испытывается насос в сборе на предприятии-изготовителе, и герметичность — при пробном давлении, равном предельному, в течение времени, необходимого для осмотра и подтверждения герметичности сварных швов и соединений, но не менее 12 ч.

5.1.16 Ротор насоса должен быть динамически отбалансирован в двух плоскостях. Класс точности балансировки — G 6,3 по ГОСТ ИСО 1940-1.

5.1.17 В качестве концевых уплотнений вала насоса следует применять одинарные торцовые уплотнения с дополнительным уплотнением со стороны атмосферы или двойные торцовые уплотнения, в том числе с затворной жидкостью.

Для одинарных торцовых уплотнений с дополнительным уплотнением подводимую в камеру уплотнения нефть следует очищать от механических примесей с помощью фильтров, гидроциклонов или других устройств, обеспечивающих необходимую тонкость фильтрации.

Торцовые уплотнения должны быть рассчитаны на работу при давлении в камере перед торцовым уплотнением (в случае последовательного соединения одновременно работающих насосов — при давлении в камере перед уплотнением последнего по ходу потока насоса) в 1,25 раза, превышающем давление в ней при работе насоса(ов) при закрытой задвижке, и выдерживать пробное давление согласно 5.1.15.

5.1.18 Утечка перекачиваемой нефти (нефтепродуктов) или затворной жидкости через одно торцовое уплотнение не должна превышать 0,00025 $м^3/ч$ (0,25 $дм^3/ч$).

Конструкция насоса должна предусматривать герметичный сбор и отвод утечек через торцовые уплотнения в общий коллектор, а также исключение попадания этих утечек в масляные камеры подшипников.

5.1.19 Конструкцией насосов должна быть предусмотрена возможность обеспечения доступа к подшипникам и торцовым уплотнениям для их обслуживания и замены без разборки корпуса насоса и без нарушения центровки ротора насоса относительно корпуса.

5.1.20 При использовании в подшипниках насосов перекачиваемой нефти в качестве смазывающей и охлаждающей жидкостей следует проводить предварительную очистку от механических примесей. Требования к очистке устанавливает производитель.

5.1.21 Конструкцией насосов должны быть предусмотрены места для установки как переносных датчиков, так и датчиков стационарных систем контроля, в том числе датчиков измерения температуры и вибрации на подшипниковых опорах, датчиков автоматического контроля утечек через концевые уплотнения вала, датчика осевого смещения вала. Расположение мест установки датчиков должно обеспечивать надежность и точность их работы, удобство монтажа и ревизии.

Контроль вибрационного состояния насоса следует осуществлять по единому параметру — среднеквадратической виброскорости.

5.1.22 Конструкция насосов должна быть рассчитана на работу при среднеквадратическом значении виброскорости на корпусах подшипниковых опор не менее 4,5 мм/с на номинальном режиме работы и 7,1 мм/с — для остальных режимов в рабочей части характеристики насоса. Насосы должны быть рас-

считаны на работу при среднеквадратическом значении виброскорости на корпусах подшипниковых опор не менее 18 мм/с в течение не менее 2 мин в режимах пуска и остановки насосного агрегата.

Первая критическая частота вращения ротора насоса должна быть выше номинальной частоты вращения не менее чем на 20 %.

5.1.23 Насосы должны быть предназначены для применения во взрывоопасных зонах класса 1 по ГОСТ Р 51330.9, в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории IIA по ГОСТ Р 51330.11, группы Т3 по ГОСТ Р 51330.5.

5.1.24 Насос должен иметь наружное лакокрасочное покрытие, нанесенное в заводских условиях в соответствии с ГОСТ 9.401 и ГОСТ Р 12.4.026. В эксплуатационной документации на насос должен быть указан срок службы лакокрасочного покрытия — предполагаемая долговечность покрытия до его первого капитального ремонта, — который должен составлять не менее 15 лет с учетом длительности транспортирования и хранения. Цветовая гамма лакокрасочных покрытий определяется в договоре (контракте).

5.1.25 Насосы должны быть предназначены для эксплуатации в макроклиматических районах с категорией размещения по ГОСТ 15150 согласно данным таблицы 1.

Таблица 1 — Климатическое исполнение и категория размещения насосов

Тип насоса	Климатическое исполнение и категория размещения
НМПП	ХЛ1; УХЛ4; У1; У2
НМПН	ХЛ1, УХЛ4; У1; У2
НПГ	ХЛ2; ХЛ3; УХЛ4; У2; У3
НПВ	ХЛ1; ХЛ2; У1; У2

5.1.26 Насосы в зависимости от сейсмичности района размещения, определяемой по шкале сейсмической интенсивности [1], следует изготовлять в трех исполнениях:

- несейсмостойкое (С0) для районов с сейсмичностью до 6 баллов включительно;
- сейсмостойкое (С) для районов с сейсмичностью от 6 до 9 баллов включительно;
- повышенной сейсмостойкости (ПС) для районов с сейсмичностью свыше 9 и до 10 баллов включительно.

Насосы в исполнении С0 и С, а также ПС при воздействии до 9 баллов включительно должны сохранять прочность, герметичность и работоспособность во время и после сейсмического воздействия. Насосы в исполнении ПС при воздействии от 9 до 10 баллов включительно должны сохранять прочность и герметичность.

Обоснование исполнения насоса по сейсмостойкости следует проводить расчетными методами в соответствии с ГОСТ 30546.1.

5.1.27 Показатели надежности насосов следует выбирать и устанавливать согласно ГОСТ 27.003, а также они должны соответствовать данным таблицы 2.

Таблица 2 — Показатели надежности насосов

Наименование показателя	Норма
Наработка на отказ, ч, не менее	
- насоса	40 000
- подшипников	25 000
- торцовых уплотнений	16 500
Срок службы насоса, лет, не менее	40

5.2 Требования к сырью, материалам, покупным изделиям

5.2.1 Выбор сырья, материалов и покупных изделий для изготовления деталей насоса должен осуществляться исходя из условий обеспечения их безопасной эксплуатации в составе насоса, выполнения ими своих функций с требуемой эффективностью, надежностью и долговечностью, установленными в документации на насос.

5.2.2 Материалы деталей насоса для каждого климатического исполнения и категории размещения по ГОСТ 15150 следует выбирать с учетом нижнего предела рабочего значения температуры воздуха при эксплуатации, транспортировании и хранении насоса.

5.2.3 Литые корпусные детали насосов и литые рабочие колеса следует изготовлять из сталей, обеспечивающих механические свойства отливок по ГОСТ 977.

5.2.4 Вал насоса следует изготовлять из легированных сталей, обеспечивающих механические свойства согласно ГОСТ 4543.

5.2.5 Трущиеся пары торцовых уплотнений следует изготовлять из композиционных материалов, не допускающих искрообразования.

5.2.6 Крепежные детали должны обеспечивать требуемую прочность и герметичность фланцевых и прочих соединений.

5.2.7 Материалы основных деталей насоса должны быть указаны в эксплуатационной документации.

5.2.8 Прокладки фланцевых и торцовых разъемов насосов следует изготовлять из материалов, стойких к нефти и нефтепродуктам и работоспособных во всем интервале рабочих температур перекачиваемой среды и окружающего воздуха.

5.3 Комплектность

5.3.1 Комплектность поставки устанавливает и утверждает производитель насосов.

5.3.2 Комплект поставки должен включать в себя все детали, составляющие элементы и специнструмент, необходимые для монтажа и эксплуатации насоса, а также всю сопроводительную и эксплуатационную документацию (сборочный чертеж; расчет на прочность; руководство по эксплуатации; инструкции по монтажу, пуску, регулированию и обкатке; паспорт с учетом требований настоящего стандарта; ведомость комплекта запасных частей и инструмента; эксплуатационную документацию на комплектующее оборудование в объеме поставки предприятия-изготовителя; свидетельство о консервации; акт проведения гидроиспытаний на прочность и герметичность; акт проведения контрольной сборки или контрольной проверки размеров; упаковочный лист и комплектовочную ведомость с полным перечнем упаковочных единиц). Объем запасных частей, включаемых в комплект поставки, должен быть установлен в договоре (контракте).

5.3.3 Комплект поставки насоса может быть изменен по согласованию с потребителем.

5.3.4 Форма записи требований к насосу в заказной спецификации.

Тип насоса ___, подача ___ м^3/ч; напор ___ м, номер модернизации (если есть)__, исполнение по сейсмостойкости ___, климатическое исполнение и категория размещения ___ по ГОСТ 15150, наличие заводского антикоррозионного покрытия, предельное давление насоса ___ МПа, расположение входного и напорного патрубков насоса ___, вид поставки, определенный комплектностью ___, присоединяемая трубная обвязка (наружный диаметр и толщина стенки): к входному и напорному патрубкам ___, класс прочности по ГОСТ___, к вспомогательным системам ___, класс прочности по ГОСТ ___. Условное обозначение согласно 4.4.

Пример

Магистральный полнопоточный насос с подачей 7000 м^3/ч, напором 210 м, в сейсмостойком исполнении С, климатическом исполнении УХЛ с категорией размещения 4 по ГОСТ 15150, с заводским антикоррозионным покрытием, предельным давлением 7,35 МПа, горизонтальным расположением входного и напорного патрубков, с включенными в комплект поставки (при необходимости) переходными кольцами и/или переходными патрубками, присоединяемая трубная обвязка: к входному патрубку 630/10 мм, напорному патрубку 630/10 мм, класс прочности К54 по ГОСТ Р 52079:

Насос НМПП 7000-210-600/600-С-УХЛ4

5.4 Маркировка

5.4.1 Способ нанесения маркировки на корпусные и роторные детали должен обеспечивать ее сохранность в течение всего срока службы насоса. Место нанесения и оформление маркировки должны обеспечивать удобство ее прочтения.

5.4.2 Маркировка должна содержать:

- товарный знак или наименование предприятия-изготовителя;
- условное обозначение (марку насоса) в соответствии с 4.4;
- порядковый заводской номер насоса;
- массу насоса;
- год выпуска насоса;
- клеймо отдела технического контроля (ОТК).

5.4.3 Запасные части и комплектующие детали насоса, поставляемые отдельно, должны иметь маркировку, содержащую:

- товарный знак или наименование предприятия-изготовителя;
- наименование и тип детали;
- информацию о принадлежности (для какого насоса предназначается);
- год выпуска;
- клеймо ОТК.

5.4.4 Транспортная маркировка должна соответствовать ГОСТ 14192.

5.5 Упаковка

5.5.1 Насос, комплектующие и запасные части подлежат консервации.

5.5.2 Все отверстия, патрубки, штуцера должны быть закрыты заглушками для обеспечения защиты от повреждений и загрязнения.

5.5.3 Консервацию следует проводить по технологии предприятия-изготовителя с учетом требований настоящего стандарта, ГОСТ 9.014 и условий транспортирования и хранения.

5.5.4 При выборе средств временной противокоррозионной защиты насосы следует относить ко II группе по ГОСТ 9.014.

5.5.5 Консервация и упаковка должны обеспечивать сохранность всех рабочих свойств насоса, комплектующих и запасных частей на протяжении всего установленного срока транспортирования любым видом транспорта (железнодорожным, автомобильным, воздушным, морским или речным) и хранения — не менее 2 лет с момента отгрузки при условии соблюдения правил транспортирования и хранения.

5.5.6 Транспортная упаковка насоса должна обеспечивать возможность безопасной погрузки/выгрузки при перевозке.

5.5.7 Эксплуатационная и товаросопроводительная документации, прилагаемые к насосу, должны быть упакованы в герметичный пакет, гарантирующий сохранность документации при транспортировании и хранении. Пакет должен находиться в одной таре с насосом рядом с маркировкой груза или в таре с запасными частями.

6 Требования безопасности и охраны окружающей среды

6.1 Требования безопасности к нефтяным насосам — по ГОСТ Р 52743, ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.1.012, ГОСТ 12.2.003.

6.2 В технических условиях и эксплуатационной документации на насосы для магистрального трубопроводного транспорта должны быть установлены требования:

- механической и термической безопасности;
- пожаро- и взрывобезопасности;
- безопасности при эксплуатации и обслуживании;
- к защитным устройствам;
- к нанесению знаков безопасности.

Выполнение установленных требований должно гарантировать безопасное для людей, их имущества и окружающей среды транспортирование, хранение и эксплуатацию насосов, а также сохранение рабочих свойств самих насосов.

6.3 Конструкцией насоса должно быть предусмотрено исключение возможности выброса наружу вращающихся и неподвижных деталей и их частей, перекачиваемой и технологических жидкостей.

6.4 Для уменьшения уровня механической опасности должны быть скруглены острые кромки, углы внешних поверхностей насоса, удалены грат и окалина.

6.5 Вращающиеся элементы и поверхности насоса, температура которых при эксплуатации может превысить значения ожогового порога, должны быть защищены таким образом, чтобы гарантировать недопущение контакта с ними человека. Степень защиты должна назначаться производителем по ГОСТ 14254. Температура ожогового порога определяется в соответствии с ГОСТ Р 51337.

6.6 Демонтаж защитных кожухов и ограждений должен быть возможен только с помощью инструментов. Данные защитные приспособления должны быть оснащены блокировками, отключающими насосный агрегат при их снятии или отсутствии.

6.7 Для обеспечения взрыво- и пожаробезопасности конструкция насоса должна гарантировать отсутствие:

- протечек перекачиваемой и затворной жидкостей наружу из концевых уплотнений вала, через фланцевые соединения и торцовые разъемы;

- протечек масла наружу через уплотнения подшипников;
- искрообразования в узлах концевых уплотнений и подшипников при работе.

6.8 Температура наружных поверхностей насоса должна быть не менее чем на 10 °С ниже температуры самовоспламенения контактирующей с ними взрывоопасной смеси в случае ее образования.

6.9 В случае применения в системе концевых уплотнений затворной жидкости она должна быть химически нейтральной по отношению к перекачиваемой жидкости и материалам насоса, нетоксичной и не образовывать взрывоопасной смеси с воздухом.

6.10 Конструкцией насоса должна быть предусмотрена установка заземления по ГОСТ 21130.

6.11 При работе насоса запрещаются операции, требующие контакта обслуживающего персонала с работающим оборудованием (подтяжка шпилек фланцевого соединения, регулирование положения насоса установочными болтами и т.п.).

6.12 На поверхности насоса, при необходимости, должны быть нанесены знаки безопасности в соответствии с требованиями ГОСТ Р 12.4.026. Стрелкой на видном месте корпуса насоса должно быть указано направление вращения его ротора.

6.13 По истечении срока службы насосы следует направлять на утилизацию в специализированные предприятия, имеющие лицензию на переработку опасных отходов.

6.14 Насос в процессе транспортирования, хранения, эксплуатации и утилизации не должен наносить вреда окружающей среде.

7 Правила приемки

7.1 Виды испытаний (контроля), которым следует подвергать насосы и их элементы:

- гидравлические (испытания корпусов насосов на прочность и герметичность, испытания насосов в сборе в составе нефтеперекачивающей станции);
- предварительные;
- приемочные;
- приемо-сдаточные;
- периодические;
- квалификационные;
- типовые;
- на надежность;
- сертификационные.

Требования к испытательной жидкости — воде — согласно ГОСТ 6134.

7.2 Гидравлические испытания насосов, в том числе в составе нефтеперекачивающих станций, предназначены для проверки на прочность и герметичность полостей деталей насосов, вспомогательного оборудования, сварных и фланцевых соединений, работающих под давлением.

7.3 При предварительных испытаниях в обязательном порядке определяют все характеристики и контролируемые показатели, приведенные в ГОСТ 6134, в том числе и показатели безопасности. Допускается не определять показатели надежности.

7.4 Приемочные испытания проводят согласно ГОСТ 6134.

7.5 Приемо-сдаточным испытаниям следует подвергать каждый насос. На номинальном режиме следует контролировать: подачу; напор; частоту вращения вала насоса; допустимый кавитационный запас; мощность и КПД насоса.

7.6 Приемо-сдаточные испытания следует проводить с участием представителя заказчика в соответствии с программой и методикой испытаний.

7.7 Результаты приемо-сдаточных испытаний следует обрабатывать в соответствии с ГОСТ 6134 и оформлять протоколом согласно ГОСТ 15.309.

7.8 Основанием для принятия решения о приемке насоса должны являться положительные результаты приемо-сдаточных испытаний, о чем должна быть произведена запись в паспорте.

7.9 Периодические испытания следует проводить в соответствии с ГОСТ 15.309 и ГОСТ 6134.

7.10 Результаты периодических испытаний оформляют актом согласно ГОСТ 15.309.

7.11 Квалификационные испытания проводят для контроля стабильности технологического процесса производства насосов в случае его передачи на другое предприятие.

7.12 При квалификационных испытаниях в обязательном порядке определяют: напорную и энергетические характеристики насоса; подачу, напор, частоту вращения вала насоса, КПД, внешнюю утечку через торцовые уплотнения, вибрацию и шум.

7.13 Количество насосов одного типоразмера, подвергаемых квалификационным испытаниям, устанавливает производитель, при этом квалификационным испытаниям следует подвергать не менее 30 % насосов из первой партии, выпущенной на новом предприятии.

7.14 Результаты квалификационных испытаний считают положительными, если указанные в 7.12 характеристики и контролируемые показатели насосов не хуже чем у насосов, произведенных на прежнем предприятии. В случае отрицательных результатов испытаний следует устранить дефекты и повторить испытания в полном объеме. При этом количество насосов, подвергаемых испытаниям, должно быть удвоено.

7.15 Результаты квалификационных испытаний оформляют актом и протоколом в порядке, установленном предприятием-изготовителем. Паспорт насоса должен предусматривать возможность внесения результатов последующих испытаний.

7.16 Типовые испытания проводят для оценки эффективности и целесообразности предлагаемых изменений конструкции насоса или технологии изготовления, которые могут повлиять на его технические характеристики.

7.17 Типовые испытания проводят по программе и методике предприятия-изготовителя. Объем и периодичность типовых испытаний определяют изменениями, внесенными в конструкцию или технологию изготовления насоса.

7.18 Результаты типовых испытаний оформляют актом и протоколом с отражением всех результатов в порядке, установленном предприятием-изготовителем.

7.19 Испытания на надежность проводят по программе и методике, составленной в соответствии с ГОСТ 6134 и ГОСТ 27.410.

7.20 Сертификационные испытания проводят в аккредитованных для их проведения лабораториях согласно ГОСТ 6134 по программе и методике, согласованной с органом по сертификации, в который подается заявка на сертификацию.

7.21 Результаты испытаний оформляют протоколом, который представляют заявителю и в орган по сертификации.

8 Методы контроля

8.1 Производитель должен проводить входной контроль сырья, материалов, полуфабрикатов, комплектующих насоса и контроль качества изготовления элементов насоса согласно программе контроля качества, разработанной с учетом ГОСТ 24297.

8.2 Литые корпус и крышку насоса следует подвергать 100%-му неразрушающему контролю:

- визуально-измерительному;
- магнитопорошковой дефектоскопии;
- методом магнитной памяти металла по ГОСТ Р 52005.

По результатам контроля методом магнитной памяти металла проводят ультразвуковой контроль участков отливок для уточнения характера и размеров дефектов.

8.3 Все сварные соединения, присоединительные концы входного и напорного патрубков насоса, переходы «фланец-корпус» и «фланец-крышка» следует подвергать 100%-му неразрушающему контролю:

- визуально-измерительному;
- цветной или магнитопорошковой дефектоскопии;
- ультразвуковому.

8.4 При необходимости уточнения характера и размеров дефекта следует проводить радиографический контроль участка отливки с этим дефектом.

Производитель дополнительно может использовать другие методы контроля.

8.5 Предельные допустимые величины и плотность расположения дефектов металла отливки устанавливает производитель, гарантирующий качество литых корпусов.

8.6 Для контроля механических свойств металла отливки следует проводить разрушающий контроль — механические испытания на контрольных образцах.

Контроль шероховатости поверхностей по 5.1.12 проводят сравнением с эталонными образцами, контроль неплоскостности фланцев — оптическим методом. Допускается применять иные методы контроля, обеспечивающие достаточную точность.

8.7 При гидравлических испытаниях корпуса насосов следует испытывать пробным давлением воды, превышающим предельное давление насоса в 1,5 раза, в течение не менее 60 мин. Затем пробное давление должно снижаться до предельного и выдерживаться в течение времени, необходимого для осмотра корпуса в целях подтверждения его герметичности, но не менее 30 мин.

Насосы в сборе (с ротором, торцовыми уплотнениями и т.д.) следует испытывать на прочность и герметичность пробным давлением воды, превышающим предельное давление насоса в 1,25 раза, в течение не менее 60 мин.

Не допускаются утечка воды через все виды соединений, потение, падение давления в процессе испытаний.

8.8 Вспомогательное оборудование, подвергающееся при работе воздействию текучих технологических сред, должно быть испытано на прочность и герметичность давлением не ниже предельного в течение не менее 60 мин.

8.9 Значение пробного давления в МПа должно округляться до десятичного знака в большую сторону. В процессе гидравлических испытаний температура воды должна оставаться постоянной от 5 °С до 50 °С, при этом условия испытаний должны исключать возможность конденсации влаги на поверхности корпуса насоса.

8.10 Требования к условиям проведения испытаний насоса и применяемым при испытаниях средствам измерения, порядок подготовки и проведения испытаний, правила обработки и оформления результатов испытаний должны соответствовать ГОСТ 6134. Средства измерений должны быть поверены в установленном порядке, иметь эксплуатационную документацию и паспорт.

8.11 Давление при гидравлических испытаниях следует контролировать двумя измерительными приборами одного типа, класса точности, с одинаковыми пределами измерения и ценой деления. Класс точности манометров должен быть не более 1, датчиков давления — не более 0,25. Измерительные приборы следует выбирать таким образом, чтобы предел измерений рабочего давления находился во второй трети шкалы.

8.12 Все виды испытаний, кроме гидравлических и на надежность, следует проводить при номинальной частоте вращения вала насоса.

8.13 При определении кавитационной характеристики насоса коэффициент запаса R должен приниматься равным 1,2.

8.14 Среднеквадратическую скорость вибрации насоса (согласно 5.1.22) следует измерять на корпусах подшипниковых опор или в местах, предусмотренных конструкторской документацией, по трем взаимно перпендикулярным осям, одна из которых параллельна оси вращения вала насоса, а другая параллельна оси напорного патрубка.

8.15 При измерении уровня звука в одной контрольной точке, установленной по результатам предварительных, приемочных или типовых испытаний по ГОСТ 6134, за контрольную точку следует принимать ту, в которой уровень звука максимален.

9 Транспортирование и хранение

9.1 Насос, его комплектующие и запасные части допускается транспортировать в упаковке предприятия-изготовителя любым видом транспорта (железнодорожным, автомобильным, воздушным, морским или речным) в соответствии с правилами перевозок грузов, действующими на данном виде транспорта.

9.2 Производитель при проектировании насоса и его составных частей должен руководствоваться требованиями к условиям транспортирования и хранения, приведенными в таблице 3.

9.3 Производитель обязан установить сроки транспортирования и хранения насоса, его запасных частей и комплектующих. Рекомендуется ограничивать время транспортирования 10 % от времени хранения с целью сохранения общего срока консервации.

9.4 При погрузке и выгрузке насос и его составные части следует поднимать только за захватные устройства или конструктивные элементы в соответствии с прилагаемой схемой строповки насоса.

9.5 Эксплуатационная и сопроводительная документации должны находиться вместе с насосом в соответствии с 5.5.7.

Таблица 3 — Условия транспортирования и хранения

Наименование оборудования	Условие транспортирования в части воздействия		Условие хранения по ГОСТ 15150	Допустимый срок хранения в упаковке и консервации изготовителя с учетом длительности транспортирования, лет	Категория упаковки по ГОСТ 23170
	механических факторов по ГОСТ 23170	климатических факторов по ГОСТ 15150			
Насосы, их сборочные единицы	С	8 (ОЖ3)	5 (ОЖ4)	2	КУ-1
Запасные части	С	8 (ОЖ3)	2 (С)	3	КУ-1

Окончание таблицы 3

Наименование оборудования	Условие транспортирования в части воздействия		Условие хранения по ГОСТ 15150	Допустимый срок хранения в упаковке и консервации изготовителя с учетом длительности транспортирования, лет	Категория упаковки по ГОСТ 23170
	механических факторов по ГОСТ 23170	климатических факторов по ГОСТ 15150			
Инструмент и приспособления	С	8 (ОЖ3)	2 (С)	2	КУ-1
Средства измерений, поставляемые вместе с насосом. СИ	С	8 (ОЖ3)	1 (Л)	2	КУ-2

10 Указания по эксплуатации

10.1 Производитель должен разрабатывать подробные технологические карты и инструкции по расконсервации, монтажу, демонтажу и проведению ремонта насоса.

10.2 Расконсервация, монтаж и демонтаж насоса должны осуществляться согласно требованиям инструкции по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия и производиться специализированными организациями, располагающими необходимыми техническими средствами и разрешением Ростехнадзора.

10.3 Производитель в эксплуатационной документации обязан установить область и условия эксплуатации насоса. Запрещается эксплуатация насоса на режимах и в условиях, отличных от установленных производителем.

10.4 Запрещается эксплуатация насоса при отсутствии на него паспорта, руководства по эксплуатации и инструкции по эксплуатации на комплектующие изделия.

10.5 При эксплуатации следует соблюдать правила безопасности, установленные в разделе 6.

10.6 Производитель обязан установить и указать в документации периодичность обслуживания и ремонта насоса, а также срок службы и назначенный ресурс насоса и основных его деталей.

10.7 Все работы, связанные с техническим обслуживанием, текущим и капитальным ремонтом, следует проводить в установленные сроки и в полном объеме согласно руководству по эксплуатации.

10.8 К эксплуатации и обслуживанию насосов должен допускаться аттестованный персонал, назначенный соответствующим распорядительным документом организации.

11 Гарантии изготовителя (поставщика)

11.1 Организация-производитель (поставщик) должна гарантировать соответствие насосов требованиям настоящего стандарта при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.

11.2 Организация-производитель в технических условиях на насос должна установить продолжительность и порядок исчисления гарантийных сроков хранения и эксплуатации насоса, комплектующих изделий и запасных частей к нему. Гарантийный срок эксплуатации насоса должен составлять не менее 2 лет с момента начала эксплуатации при условии соблюдения требований 5.5.5.

11.3 В течение гарантийного срока хранения и эксплуатации насоса, запасных частей и комплектующих организация-производитель должна безвозмездно устранять дефекты при условии соблюдения заказчиком правил транспортирования, хранения и эксплуатации.

Приложение А
(рекомендуемое)

Базовые типоразмеры насосов

Таблица А.1 — Рекомендуемые базовые типоразмеры насосов

Условное обозначение насоса	Подача насоса Q, $м^3/ч$	Напор насоса H, м
НМПП	125	550
	180	500
	250	475
	360	460
	500	260/300*
	710	280
	1250	260/400*
	2500	230/380*
	3600	230/380*
	5000	210/380*
	7000	210/380*
	10000	210/380*
НМПН	500	800*
	630	600—1200**
	1250	600—1200**
	2500	600—1200**
	4000	600—1200**
НПГ	800	90
	1250	60—100**
	1600	80—100**
	2500	74—140**
	3600	74—135**
	4500	125
	5000	115
НПВ	1250	30—110**
	2500	40—120**
	3600	45—135**
	5000	60—120**

* Значение напора насоса, выбираемое в зависимости от предельного давления на выходе нефтеперекачивающей станции.

** Диапазон значений напора насоса на номинальном режиме (конкретное значение напора насоса устанавливает заказчик).

Примечание — Предельное отклонение по напору от плюс 5 % до минус 3 % от указанных в таблице значений.

Приложение Б
(справочное)

Совмещенные поля *Q-H* магистральных нефтяных насосов

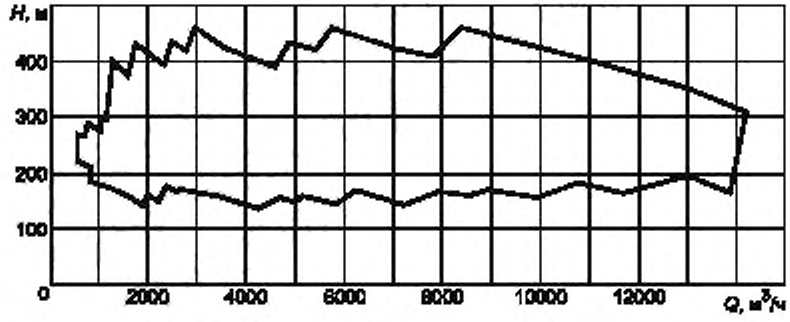


Рисунок Б.1 — Совмещенные поля *Q-H* магистральных нефтяных полнопоточных насосов

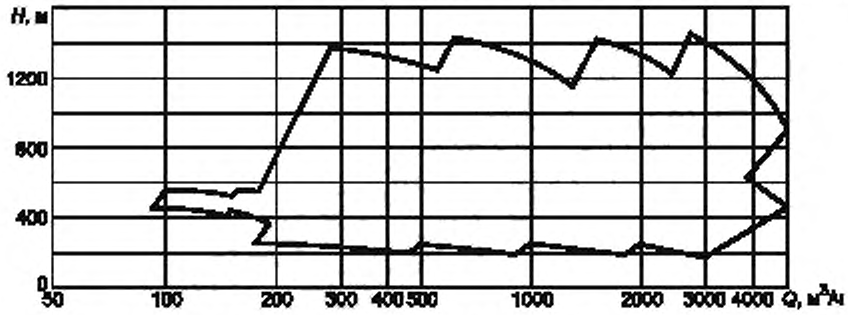


Рисунок Б.2 — Совмещенные поля *Q-H* магистральных нефтяных полнонапорных насосов

Приложение В
(справочное)

Совмещенные поля *Q-H* подпорных нефтяных насосов

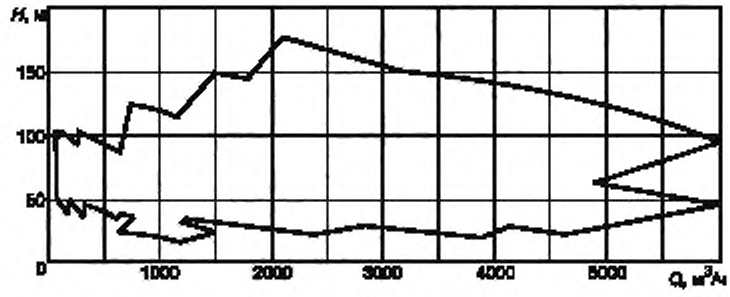


Рисунок В.1 — Совмещенные поля *Q-H* вертикальных подпорных насосов

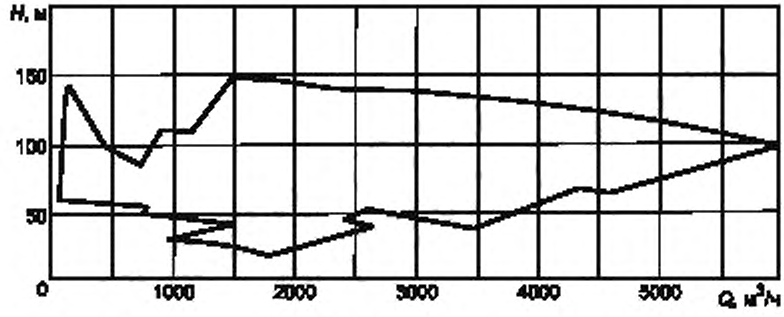


Рисунок В.2 — Совмещенные поля *Q-H* горизонтальных подпорных насосов

Библиография

[1] MSK-64 Шкала сейсмической интенсивности. MSK — 1964

УДК 621.671-112.038:006.354 ОКС 23.080 ОКП 36 3140

Ключевые слова: нефтяной насос, магистральный трубопровод, подача, напор

Редактор *Р.Г. Говердовская*
Технический редактор *Н.С. Гришанова*
Корректор *М.В. Бучная*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 29.03.2010. Подписано в печать 19.04.2010. Формат 60 × 84 1/8. Бумага офсетная. Гарнитура Ариал. Печать офсетная. Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,00. Тираж 140 экз. Зак. 317.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
www.gostinfo.ru info@gostinfo.ru
Набрано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» на ПЭВМ.
Отпечатано в филиале ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» — тип. «Московский печатник», 105062 Москва, Лялин пер., 6.

gost.e-ecolog.ru