



**«Техническая диагностика и мониторинг состояния
технологических объектов транспорта и хранения
нефти, газа и продуктов переработки»**

Методические указания по выполнению
расчетно-графических работ

Направление подготовки	21.03.01 «Нефтегазовое дело» <small>(код и наименование направления подготовки)</small>
Направленность (профиль) подготовки	«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки» <small>(наименование профиля подготовки)</small>
Квалификация выпускника	бакалавр
Форма обучения	очная, очно-заочная

Методические указания разработаны
в соответствии с требованиями ФГОС ВО
по направлению подготовки

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Чегулов Василий Владимирович, к.т.н., доцент

Ф.И.О., ученая степень, ученое звание или должность, наименование кафедры

Методические указания одобрены на заседании кафедры
транспортно-технологических машин

наименование кафедры
протокол № 10 от 16.05.2020 года.

Введение

Роль трубопроводного транспорта в ТЭК России чрезвычайно высока. Трубопроводный транспорт является одним из наименее затратных способов доставки нефти от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы и на экспорт. Магистральные трубопроводы, обеспечивая энергетическую безопасность страны, в то же время позволяют частично разгрузить железнодорожный транспорт.

Единая система магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» является крупнейшей в мире, непрерывно расширяется и усложняется. В целях обеспечения стратегических и экономических интересов в России ОАО «АК «Транснефть» развивает существующую инфраструктуру транспорта нефти, а также расширяет строительство объектов трубопроводного транспорта.

Основными потребителями электроэнергии в магистральном транспорте нефти в компании ОАО «АК «Транснефть» являются магистральные насосы, на привод которых расходуется более 95 % электроэнергии. Количественная доля насосов марки НМ 10000-210 составляет 45 %, доля насосов марки НМ 3600-230 и НМ 2500-230 составляет 14 %, насосы марок НМ 7000-210 и НМ 1250-260 составляют 16 %. Насосы остальных марок – 25 % от установленного фонда.

При снижении КПД магистральных насосов в процессе эксплуатации увеличивается потребление электроэнергии. Поэтому задача определения фактического технического состояния насосов при эксплуатации является актуальной. Своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов позволит снизить удельный расход электроэнергии на перекачку нефти.

Практическая работа № 1.

Техническая диагностика газотурбинных установок

Диагностика – способность распознавать (от греческого слова *diagnostikos*). Задачами технической диагностики является разработка методов и приборов для определения технического состояния объектов диагностирования (агрегатов) по параметрам, характеризующим протекание процессов в этом агрегате.

В зависимости от задачи различают следующие виды диагностики:

- функциональную, связанную с определением изменения основных энергетических показателей агрегата (например его мощности и КПД);
- структурную, оценивающую характер и степень повреждения деталей механизма;
- визуальную, оценивающую причины разрушения деталей при их осмотре, и прогнозную, предсказывающую характер протекания износа деталей и время выхода их из строя.

В настоящее время в условиях эксплуатации газоперекачивающих агрегатов (ГПА) применяют следующие виды диагностики:

- параметрическую;
- вибрационную;
- по анализу отработанного масла (трибодиагностика);
- оптические и акустические методы.

Шум работающего агрегата представляет собой хороший источник диагностической информации, характеризующий сложный спектр шумов аэродинамического и механического происхождения, изменяющийся в зависимости от изменения состояния двигателя. Как известно, основными источниками шума в работающем двигателе являются компрессор, процесс горения топлива в камере сгорания, газовая турбина, вращающиеся детали вспомогательных механизмов газотурбинных установок (ГТУ), обслуживающих агрегат. Если в этих условиях определять составляющие спектра шума от агрегата и отслеживать его изменения во времени, то диагностирование ГТУ по спектру шума может быть весьма эффективным в условиях эксплуатации для оценки состояния агрегата.

В условиях эксплуатации проводится диагностика температурного состояния деталей агрегата, прежде всего лопаток турбины, визуально-оптическая диагностика, позволяющая выявлять разрывы материала, трещины, неплотности, деформации, нарушения покрытий и изоляции камеры сгорания, газовой турбины и др.

Одним из основных направлений технической диагностики является параметрическая диагностика. Основой метода параметрической диагностики – является определение изменения параметров технического состояния агрегата или его отдельных элементов по изменению технологических и топливно-энергетических показателей – мощности, КПД и др.

В качестве количественных оценок смещения характеристик ГТУ применяются коэффициенты технического состояния по мощности и топливному газу.

Задача 1

Определение коэффициентов технического состояния ГТУ

Коэффициент технического состояния ГТУ по мощности вычисляется по формуле:

$$k_{Ne} = N_{e(np)t(m\vartheta 0)} / N_{e0}, \quad (0 < k_{Ne} \leq 1), \quad (1.1)$$

где N_{e0} – номинальная мощность агрегата, кВт; $N_{e(np)t(m\vartheta 0)}$ – приведенная мощность агрегата, кВт, определяется по формуле:

$$N_{e(np)t(m\vartheta 0)} = N_{e(np)} + \Delta N_{e(np)}, \quad (1.2)$$

где $N_{e(np)}$ – приведенная мощность на валу ГТУ (к 15°C и 0,1013 МПа) вычисляется по формуле:

$$N_{e(np)} = N_e \frac{0,1013}{P_a} \sqrt{\frac{288,15}{T_{ex}}}, \quad (1.3)$$

где $\Delta N_{e(np)}$ – поправка для приведения мощности к номинальной температуре на входе ТВД, определяется по формуле:

$$\Delta N_{e(np)} = K_{t1} (t_{m\vartheta 0} - t_{m\vartheta(np)}), \quad (1.4)$$

где K_{t1} – поправочный коэффициент, кВт/°С (приложение 1); $t_{m\vartheta 0}$ – номинальное значение температуры на входе в турбину высокого давления, °С; $t_{m\vartheta(np)}$ – приведенная температура газов на входе в ТВД, °С, определяется по формуле:

$$t_{m\vartheta(np)} = (t_{m\vartheta} + 273,15) \cdot 288,15 / T_{ex} - 273,15 \quad (1.5)$$

Формула (1.4) применяется для агрегатов типа ГТ-700-5, ГТК-5, ГТ-750-6, ГТК-10, для остальных типов ГТУ приведенная мощность агрегата определяется по формуле:

$$N_{e(np)t(m\vartheta 0)} = N_{e(np)} N_{e(np)} \quad (1.6),$$

где $N_{e(np)} = 1 - 4,2 \cdot (1 - T_{m\vartheta(np)}) T_{m\vartheta(np)}$.

$$T_{m\vartheta(np)} = T_{m\vartheta(np)} / T_{m\vartheta 0}.$$

Коэффициент технического состояния по топливному газу вычисляется по формуле:

$$k_{mz} = q_{mz(np)} q_{mz0}, \quad (1.7)$$

где q_{mz0} – номинальное значение расхода топливного газа (при номинальной мощности); $q_{mz(np)}$ – фактический приведенный расход топливного газа, определяется по формуле:

$$q_{mz(np)} = q_{mz} \frac{0,1013}{P_a} \sqrt{\frac{288,15}{T_{ex}}} \frac{Q_{np}}{Q_{np0}} \quad (1.8)$$

где Q_{np0} – номинальная низшая теплота сгорания топливного газа (принимается равной 8000 ккал/м³); Q_{np} – фактическая низшая теплота сгорания топливного газа, ккал/м³.

Пример расчета

Условие задачи:

Определить коэффициенты технического состояния по мощности и топливному газу газотурбинной установки.

Исходные данные:

– тип ГТУ – стационарная установка ГТК-10-4;

Номинальные параметры:

– эффективная мощность – 10000 кВт;

– расход топливного газа – 3600 м³/час;

– температура газов перед ТВД – 780°C;

– низшая теплота сгорания топливного газа – 8000 ккал/м³;

Фактические параметры:

– эффективная мощность – 7719,4 кВт;

– расход топливного газа – 3773 м³/час;

– температура газов перед ТВД – 770°C;

– температура атмосферного воздуха – 19,0°C;

– атмосферное давление – 0,1 МПа;

– низшая теплота сгорания природного газа – 8004 ккал/м³.

Решение:

1. Приведенная мощность:

$$N_{e(np)} = N_e \frac{0,1013}{P_a} \sqrt{\frac{288,15}{T_{ex}}} = 7719,4 \frac{0,1013}{0,1} \sqrt{\frac{288,15}{292,15}} = 7766,1 \quad \text{кВт}$$

2. Приведенная температура газов на входе в ТВД:

$$t_{mвд(np)} = (t_{mвд} + 273,15) \cdot 288,15/T_{ex} - 273,15 =$$

$$= (770 + 273,15) \cdot 288,15 / (19 + 273,15) - 273,15 = 755,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

3. Поправка для приведения мощности к номинальной температуре перед ТВД;

$$\Delta N_{e(np)} = K_{t1} (t_{m\vartheta 0} - t_{m\vartheta (np)}) = 36 (780 - 755,7) = 874,8 \text{ кВт}.$$

4. Приведенная мощность агрегата:

$$N_{e(np)t(m\vartheta 0)} = N_{e(np)} + \Delta N_{e(np)} = 7766,1 + 874,8 = 8640,9 \text{ кВт}.$$

5. Коэффициент технического состояния по мощности:

$$k_{Ne} = N_{e(np)t(m\vartheta 0)} / N_e^0 = 8640,9 / 10000 = 0,86.$$

6. Приведенный расход топливного газа:

$$q_{mz(np)} = q_{mz} \frac{0,1013}{P_a} \sqrt{\frac{288,15}{T_{ex}}} \frac{Q_{np}}{Q_{np0}} = 3773 \frac{0,1013}{0,1} \sqrt{\frac{288,15}{19+273,15}} \frac{8004}{8000} = 3797,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

7. Коэффициент технического состояния по топливному газу:

$$k_{mz} = q_{mz(np)} / q_{mz0} = 3797,7 / 3600 = 1,05.$$

Задача 2

Определение основных параметров ГТУ по мощности, потребляемой центробежным нагнетателем

Эффективную мощность ГТУ можно определить по мощности, потребляемой нагнетателем, по формуле:

$$N_i = [k/(k-1)] \cdot z_{cp} \cdot R \cdot (T_{2н} - T_{1н}) \cdot G_n = 4 \cdot [k/(k-1)] \cdot z_{cp} \cdot (T_{2н} - T_{1н}) \cdot q_n, \quad (1.9)$$

где $k(k-1)$ – показатель псевдоизоэнтропы; z_{cp} – среднее значение коэффициента сжимаемости природного газа; $T_{1н}$, $T_{2н}$ – температура газа на входе и выходе группы (нагнетателя), К; G_n – массовая производительность ЦБН, кг/с; q_n – коммерческая производительность ЦБН, млн.м³/сут.; R – газовая постоянная, кДж/(кг · К).

Температура газа на входе и выходе группы (нагнетателя) вычисляется по формуле

$$T_{1н} = t_{1н} + 273,15; T_{2н} = t_{2н} + 273,15, \quad (1.10)$$

где $t_{1н}$, $t_{2н}$ – температура газа на входе и выходе ЦБН, °С.

Показатель псевдоизоэнтропы вычисляется по формуле

$$k / (k - 1) = 4,16 + 0,0041 \cdot (t_{cp} - 10) + 3,93 \cdot (\Delta_g - 0,55) + 5,0 \cdot (m_m - 0,3), \quad (1.11)$$

где t_{cp} – среднее значение температуры, °С; Δ_g – относительная плотность газа по воздуху; m_m – температурный показатель политропы, определяется по формуле

$$m_m = \lg (T_{2н} / T_{1н}) / \lg (P_{2н} / P_{1н}), \quad (1.12)$$

где $P_{1н}$, $P_{2н}$ – абсолютное давление газа на входе и выходе группы ЦБН, МПа.

Среднее значение температуры определяется по формуле

$$t_{cp} = (t_{н1} + t_{н2}) / 2. \quad (1.13)$$

Относительная плотность газа по воздуху определяется по формуле

$$\Delta_g = \rho_0 / 1,2044, \quad (1.14)$$

где ρ_0 – плотность природного газа при 20 °С и 0,1013 МПа, кг/м³.

Среднее значение коэффициента сжимаемости определяется по формуле

$$z_{cp} = (z_{н1} + z_{н2}) / 2, \quad (1.15)$$

где $z_{1н}$, $z_{2н}$ – коэффициенты сжимаемости природного газа на входе и выходе ЦБН, вычисляются по формулам:

$$\begin{aligned} z_{1н} &= 1 - [(10,2 \cdot P_{1н} - 6) \cdot (0,345 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta_g - 0,446 \cdot 10^{-3}) + 0,015] \times [1,3 - 0,0144 \cdot (T_{1н} - 283,2)]; \\ z_{2н} &= 1 - [(10,2 \cdot P_{2н} - 6) \cdot (0,345 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta_g - 0,446 \cdot 10^{-3}) + 0,015] \times [1,3 - 0,0144 \cdot (T_{2н} - 283,2)]. \end{aligned} \quad (1.16)$$

Эффективная мощность ГТУ вычисляется по формуле

$$N_e = N_i + N_{mex}, \quad (1.17)$$

где N_{mex} – механические потери в подшипниках нагнетателя, кВт, или по формуле

$$N_e = N_i / \eta_m, \quad (1.18)$$

где η_m – механический КПД ЦБН (при отсутствии значений принимается равным 0,985).

Эффективный КПД определяется по формуле

$$\eta_e = N_e / (G_{mg} \cdot Q_{np}), \quad (1.19)$$

где N_e – эффективная мощность на муфте привода, кВт; G_{mz} – расход топливного газа, кг/с; Q_{np} – массовая теплота сгорания природного топлива, кДж/кг.

Пример расчета

Задано:

- тип ГПА – ГПА-10-01 с ЦБН 370-18-1;
- давление газа на входе ЦБН – 5,82 МПа;
- давление газа на выходе ЦБН – 7,33 МПа;
- температура газа на входе ЦБН – 24,1 °С;
- температура газа на выходе ЦБН – 44,2 °С;
- плотность газа – 0,683 кг/м³;
- коммерческий расход транспортируемого газа – 30,9 млн. м³/сут;
- расход топливного газа – 3800 м³/ч;
- низшая теплота сгорания топливного газа – 8120 ккал/м³;
- температура атмосферного воздуха – 19,0 °С.

Определение рабочих параметров:

1. Температура газа на входе и выходе ЦБН:

$$T_{1н} = t_{1н} + 273,15 = 24,1 + 273,15 = 297,25 \text{ K},$$
$$T_{2н} = t_{2н} + 273,15 = 44,2 + 273,15 = 317,35 \text{ K}.$$

2. Температурный показатель политропы:

$$m_m = \lg (T_{2н} / T_{1н}) / \lg (P_{2н} / P_{1н}) = \lg (317,35 / 297,25) / \lg (7,33 / 5,82) = 0,284.$$

3. Среднее значение температуры:

$$t_{cp} = (t_{н1} + t_{н2}) / 2 = (24,1 + 44,2) / 2 = 34,15 \text{ °С}.$$

4. Относительная плотность газа по воздуху:

$$\Delta_g = \rho_0 / 1,2044 = 0,683 / 1,2044 = 0,5671.$$

5. Коэффициенты сжимаемости природного газа на входе и выходе ЦБН:

$$z_{1н} = 1 - [(10,2 \cdot P_{1н} - 6) \cdot (0,345 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta_g - 0,446 \cdot 10^{-3}) + 0,015] \times [1,3 - 0,0144 \cdot (T_{1н} - 283,2)] = 0,910;$$
$$z_{2н} = 1 - [(10,2 \cdot P_{2н} - 6) \cdot (0,345 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta_g - 0,446 \cdot 10^{-3}) + 0,015] \times [1,3 - 0,0144 \cdot (T_{2н} - 283,2)] = 0,906.$$

6. Среднее значение коэффициента сжимаемости:

$$z_{cp} = (z_{н1} + z_{н2}) / 2 = (0,910 + 0,906) / 2 = 0,908.$$

7. Показатель псевдоизоэнтропы:

$$k / (k - 1) = 4,16 + 0,0041 \cdot (t_{cp} - 10) + 3,93 \cdot (\Delta_g - 0,55) + 5,0 \cdot (m_m - 0,3) =$$

$$= 4,16 + 0,0041 \cdot (34,15 - 10) + 3,93 \cdot (0,5671 - 0,55) + 5,0 \cdot (0,284 - 0,3) = 4,244.$$

8. Внутренняя мощность ЦБН:

$$N_i = k / (k - 1) \cdot z_{cp} \cdot R \cdot (T_{2H} - T_{1H}) \cdot G_H = 4 \cdot k / (k - 1) \cdot z_{cp} \cdot (T_{2H} - T_{1H}) \cdot q_H =$$

$$= 4 \cdot 4,244 \cdot 0,908 \cdot (317,35 - 297,25) \cdot 30,9 = 9573,6 \text{ кВт}.$$

9. Эффективная мощность на муфте привода:

$$N_e = N_i / \eta_m = 9573,6 / 0,985 = 9719,4 \text{ кВт}.$$

10. Низшая теплота сгорания топливного газа:

$$Q_{np} = 4,19 \cdot Q_{np} = 4,19 \cdot 8120 = 34002,8 \text{ кДж/м}^3.$$

11. Эффективный КПД газотурбинной установки:

$$\eta_e = N_e / (G_{mz} \cdot Q_{np}) = 9719,4 / [(3800 / 3600) \cdot 34002,8] = 0,27 \text{ или } 27,0\%.$$

Варианты для самостоятельного решения приведены в приложении 3.

Практическая работа № 2.

Расчет показателей технического состояния насоса

2.1. Основные термины и определения

Насос, нефтяной магистральный – центробежный насос, предназначенный для подачи в системах магистральных трубопроводов нефти и нефтепродуктов с температурой от -5 до $+80$ °С, кинематической вязкостью не более $3 \cdot 10^{-4}$ м²/с, с содержанием механических примесей не более 0,05 % (по объему) и размером частиц до 0,2 мм.

Электрический двигатель – электрическая машина, преобразующая электрическую энергию в механическую. Электрические двигатели подразделяют на двигатели постоянного тока, основное преимущество которых заключается в возможности сравнительно простого осуществления плавной регулировки угловой скорости, и двигатели переменного тока (синхронные и асинхронные электродвигатели).

Диагностика – установление и изучение признаков, характеризующих состояние объектов, систем, устройств, изделий, для предсказания возможных отклонений и предотвращения нарушений нормального режима их работы, деятельности.

Коэффициент полезного действия – отношение полезной мощности насоса к потребляемой, выраженное в процентах или долях единиц.

Мощность насоса, полезная – мощность, передаваемая жидкости для создания напора.

Мощность насоса, потребляемая – потребляемая насосом мощность, которая передается приводным двигателем.

Рейнольдса число – критерий подобия для течения вязких жидкостей и газов, характеризующий отношение сил инерции к силам вязкости. Рейнольдса число Re характеризует режим течения: всегда существует такое критическое число $Re_{кр}$, что при $Re < Re_{кр}$ осуществляется ламинарное течение, а при $Re > Re_{кр}$ – турбулентное течение.

Работоспособность, работоспособное состояние – состояние объекта технического, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Из работоспособного состояния объект может перейти в неработоспособное состояние вследствие аварии, инцидента.

Деформация – изменение формы или размеров тела под воздействием внешних сил, при нагревании или охлаждении, изменении влажности и других воздействиях, вызывающих изменение относительного положения частиц тела.

Износ – изменение размеров, формы, массы или состояния поверхности изделия вследствие деформации от постоянно действующих нагрузок, либо из-за разрушения поверхностного слоя при трении.

Ремонт – комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановлению ресурсов изделий или их составных частей.

Ремонт, плановый – ремонт, постановка (вывод), который осуществляется в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

Ремонт по техническому состоянию – плановый ремонт, при котором контроль технического состояния осуществляется с периодичностью и объемом, установленным в нормативно-технической документации, а объем и момент начала ремонта определяется техническим состоянием изделия.

2.2. Характеристики магистральных насосов и приводных электродвигателей

Центробежные магистральные насосы предназначены для подачи в системах магистральных трубопроводов нефти и нефтепродуктов.

Насосы типа НМ (рис. 1) – центробежные горизонтальные одноступенчатые с рабочим колесом двухстороннего входа с двухзавитковым спиральным отводом. Входной и выходной патрубки расположены в нижней части корпуса и направлены в противоположные стороны, что обеспечивает удобный доступ в ротор без отсоединения патрубков от технологических трубопроводов.



Рисунок 1 – Насос типа НМ

Роторы насоса и электродвигателя соединяются с помощью зубчатой муфты. Направление вращения привода – по часовой стрелке, если смотреть со стороны привода. Конструкция спиральных насосов рассчитана на работу трех последовательно соединенных насосов.

Для повышения экономичности работы в период освоения в насосах НМ 2500-230, НМ 3600-230, НМ 7000-210 и НМ 10000-210 предусматривается применение сменных роторов на подачу 0,7 и 0,5 от номинальной. Насос НМ 1250-260 комплектуется одним сменным ротором на подачу 0,7 от номинальной. Для

расширения области применения насоса НМ 10000-210 до подачи 12500 м³/ч в нем предусмотрено применение ротора на подачу 1,25 от номинальной.

Графические характеристики магистральных насосов приведены в приложении А. Характеристики насосов аппроксимируются следующими аналитическими зависимостями:

$$H_n = a_0 + a_1Q + a_2Q^2 + a_3Q^3; \quad (2.1)$$

$$N_n = b_0 + b_1Q + b_2Q^2 + b_3Q^3; \quad (2.2)$$

$$\eta_n = c_0 + c_1Q + c_2Q^2 + c_3Q^3; \quad (2.3)$$

где $a_0, a_1, a_2, a_3, b_0, b_1, b_2, b_3, c_0, c_1, c_2, c_3$ – значения коэффициентов; Q – подача насоса, м³/с.

В таблице 2.1 приведены основные характеристики магистральных насосов марки НМ с приводными электродвигателями типа СТД.

Таблица 2.1 – Характеристики магистральных насосных агрегатов

Марка насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м	КПД насоса, % (не менее)	Тип электродвигателя	КПД электродвигателя	Частота вращения, мин ⁻¹
НМ 1250-260	1250	260	81	СТД-1250	96,8	3000
НМ 2500-230	2500	230	86	СТД-2000	96,9	3000
НМ 3600-230	3600	230	87	СТД-2500	97,2	3000
НМ 5000-210	5000	210	87	СТД-3200	97,3	3000
НМ 7000-210	7000	210	89	СТД-5000	97,6	3000
НМ 10000-210	10000	210	89	СТД-6300	97,6	

В таблице 2.2 приведены характеристики магистральных насосов НМ со сменными роторами и приводом типа СТД.

Таблица 2.2 – Характеристики магистральных насосов НМ со сменными роторами и приводом типа СТД

Марка насоса	Подача, % от Q _{ном}	Подача, м ³ /ч	Напор, м	КПД насоса, % (не менее)	Тип электродвигателя	КПД электродвигателя
НМ 1250-260	70	875	255	79	СТД-1250	96,8
НМ 2500-230	50	1250	220	81	СТД-2000	96,9
	70	1800	225	83		
НМ 3600-230	50	1800	220	81	СТД-2500	97,2
	70	2500	225	84		
НМ 5000-210	50	2500	200	81	СТД-3200	97,3
	70	3500	210	84		
НМ 7000-210	50	3500	200	81	СТД-5000	97,6
	70	5000	210	85		
НМ 10000-210	50	5000	205	80	СТД-6300	97,6
	70	7000	210	84		
	125	12500	210	87		

2.3. Влияние различных факторов на характеристику центробежных насосов

Паспортная характеристика центробежного насоса определяется заводом-изготовителем экспериментальным путем при испытании насоса на воде. На нефтеперекачивающих станциях насосы работают на нефти, физические свойства которой отличаются от физических свойств воды, в результате чего происходит изменение характеристик насоса.

Плотность нефти меньше, чем плотность воды. Изменение плотности перекачиваемой нефти не влияет на напор насоса, его подачу и КПД, т.к. эти параметры работы насоса не зависят от величины плотности. Уменьшение плотности перекачиваемой нефти приводит к снижению потребляемой насосом мощности и изменению характеристики $N = f(Q)$ насоса.

Вязкость нефти в несколько раз больше, чем у воды. Увеличение вязкости перекачиваемой нефти приводит к росту потерь напора на трение и местные сопротивления при ее прохождении через насос, а также к увеличению потерь напора на дисковое трение, что приводит к снижению напора, развиваемого насосом. Увеличение вязкости приводит к росту мощности, потребляемой насосом. Уменьшение напора и рост мощности приведут к снижению КПД насоса.

Влияние вязкости на характеристику насоса перестает сказываться, когда нефть в насосе совершает турбулентное движение в зоне шероховатого трения (так называемый «автомодельный режим движения»).

Такое движение наблюдается при числах Рейнольдса:

$$Re \geq Re_n, \quad (2.4)$$

где Re – число Рейнольдса, характеризующее движение нефти в насосе,

$$Re = n \cdot D_2^2 60 \cdot \nu, \quad (2.5)$$

где n – частота вращения вала насоса; D_2 – диаметр рабочего колеса; ν – кинематический коэффициент вязкости; Re_n – переходное число Рейнольдса, характеризующее начало автомодельного режима течения.

Переходное число Рейнольдса определяется по формуле

$$Re_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305}, \quad (2.6)$$

где n_s – коэффициент быстроходности насоса, равный

$$n_s = 3,65 \cdot n \cdot (\sqrt{Q_n K_{bc}})(H_n K_{cm})^{0,75}, \quad (2.7)$$

где Q_n – номинальная подача насоса; H_n – номинальный напор насоса; n – число оборотов в минуту вала насоса; K_{ec} – число сторон всасывания рабочего колеса; K_{cm} – число ступеней насоса.

Если $R < Re_n$, то пересчет значений напора и подачи с одной вязкости на другую, при которой определены базовые характеристики, осуществляется по формулам:

$$H_{nep.(1)} = H_{\delta} \cdot (1 - 0,1281 \cdot \ln v_{\delta} v) ; \quad (2.8)$$

$$Q_{nep.(1)} = Q_{\delta} \cdot (H_{nep.(1)} H_{\delta})^{3/2} ; \quad (2.9)$$

$$\eta_{nep.(1)} = \eta_{\delta} \cdot (1 - n_s^{-0,262} \lg Re_{zp} Re)^{-1} ; \quad (2.10)$$

$$N_{nep.(1)} = \rho \cdot Q_{nep.(1)} \cdot H_{nep.(1)} \cdot 10^2 102 \cdot \eta_{nep.(1)} . \quad (2.11)$$

При изменении наружного диаметра рабочего колеса насоса, при обточке рабочего колеса в процессе эксплуатации, напорная и энергетические характеристики насоса пересчитываются по формулам:

$$H_{nep.(2)} = H_{nep.(1)} \cdot (D_{2(обт.)} D_2)^r ; \quad (2.12)$$

$$Q_{nep.(2)} = Q_{nep.(1)} \cdot (D_{2(обт.)} D_2)^L ; \quad (2.13)$$

$$N_{nep.(2)} = \rho \cdot Q_{nep.(2)} \cdot H_{nep.(2)} \cdot 10^2 102 \cdot \eta_{nep.(2)} , \quad (2.14)$$

где D_2 – первоначальный, без обточки наружный диаметр рабочего колеса, мм; $D_{2(обт.)}$ – измененный наружный диаметр рабочего колеса, мм.

Коэффициент полезного действия насоса при изменении наружного диаметра рабочего колеса определяется в соответствии с данными таблицы 2.3.

Таблица 2.3 – Снижение КПД насоса в зависимости от обточки

Коэффициент быстроходности, n_s	Допустимая обточка рабочего колеса в % от номинального диаметра	Снижение КПД насоса на каждые 10 % обточки рабочего колеса, %
70–125	20–15	1,0–1,5
125–175	15–11	1,5–2,5
175–230	11–5	2,5–3,5

Показатели r и L в зависимости от n_s равны:

$r=2, L=1$ – для насосов с $n_s=70–125$;

$r=2,2, L=1,3$ – для насосов с $n_s=125–175$;

$r=2,35, L=1,85$ – для насосов с $n_s=175–230$.

2.4. Определение полезной мощности, напора и коэффициента полезного действия насоса

Мощность на валу насоса в кВт определяется по формуле

$$N_2 = N_1 \cdot \eta_{\text{дв}}, \quad (2.15)$$

где N_1 – мощность, потребляемая электродвигателем из сети, кВт

Полезная мощность насоса в кВт определяется по формуле

$$N = (\rho \cdot Q \cdot H) / 102, \quad (2.16)$$

где ρ – плотность нефти, кг/м³; Q – подача насоса, м³/с; H – напор насоса, м.

$$H = [(P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}) \cdot 10^4] / \rho + (z_{\text{вых}} - z_{\text{вх}}) + 0,0827 \cdot Q^2 \cdot [1 / (d_{\text{вых}}^4 - d_{\text{вх}}^4)]. \quad (2.17)$$

При одинаковых диаметрах входного ($d_{\text{вх}}$) и выходного ($d_{\text{вых}}$) патрубков насоса и одинаковых уровнях установки манометров формула (2.17) приобретает вид

$$H = (P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}) \cdot 10^4 \rho. \quad (2.18)$$

Коэффициент полезного действия насоса определяется по формуле

$$\eta = N / N_2. \quad (2.19)$$

При отклонении частоты вращения вала ротора насоса от паспортной величины значения напора, подачи и мощности пересчитываются по формулам:

$$Q_n = Q \cdot (n_n / n); \quad (2.20)$$

$$H_n = H \cdot (n_n / n)^2; \quad (2.21)$$

$$N_n = N_2 \cdot (n_n / n)^3 \cdot \rho_{\text{в}} \rho; \quad (2.22)$$

$$\eta = \eta_n, \quad (2.23)$$

где Q , H , N_2 , n – экспериментальные значения величины подачи, напора, мощности и частоты вращения ротора насоса соответственно, полученные при обследовании насоса; $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, на которую получена паспортная (базовая) характеристика в заводских условиях, кг/м³.

После приведения полученных при испытаниях значений подачи, напора и мощности к номинальной паспортной частоте вращения и плотности производится сравнение характеристик, по результатам которого выдается заключение о техническом состоянии насосного агрегата.

Отклонение мощности насоса от паспортного (базового) значения определяется по формуле

$$\delta_N = (N_n - N) / N_n \cdot 100\%. \quad (2.24)$$

Отклонение напора насоса от паспортного (базового) значения напора определяется по формуле

$$\delta_H = (H_n - H) / H_n \cdot 100\%. \quad (2.25)$$

Отклонение КПД насоса от паспортного (базового) значения определяется по формуле

$$\delta_\eta = (\eta_n - \eta) / \eta_n \cdot 100\%. \quad (2.26)$$

При отклонении КПД от паспортных (базовых) значений в сторону уменьшения для насосов типа:

–НМ 1250-260 на 3,5 %;

–НМ 2500-230 на 3 %;

–НМ 3600-230, НМ 5000-210, НМ 7000-210, НМ 10000-210 на 2 % и более принимается решение о ремонте насоса.

Отклонение КПД от паспортных или базовых значений определяется с учетом абсолютной погрешности расчета КПД.

2.5. Оценка абсолютной погрешности расчета КПД

Абсолютная предельная погрешность КПД определяется по формуле

$$\varepsilon_n = \frac{n}{100} \sqrt{\delta Q^2 + \delta N_1^2 + \delta \eta_{эд}^2 + \frac{P_{n2}^2 \cdot \delta P_{n2}^2 + P_{n1}^2 \cdot \delta P_{n1}^2}{P_{м2} - P_{м1}}}, \% \quad (2.27)$$

При $|P_{n2} \cdot \delta P_{n2}| \geq |P_{n1} \cdot \delta P_{n1}|$ последний член в уравнении (2.27) может быть заменен на $(P_{м2} / P_{м1})^2 \cdot \delta P_{n2}$.

Значения относительных предельных погрешностей средств измерений составляют:

– $\delta Q = 2\%$ – для расхода;

– $\delta N_1 = 0,8\%$ – для мощности, замеренной электрическим способом;

– $\delta \eta_{эд} = 0,5\%$ – для КПД электродвигателя.

2.6. Определение причин деформации характеристик насосов

В процессе эксплуатации насосного агрегата его техническое состояние изменяется вследствие износа деталей и узлов, накопления повреждений. Наиболее ускоренному износу подвергаются элементы щелевых уплотнений рабочего колеса, металл проточной части улиток корпуса насоса, лопатки рабочего колеса у входной и выходной кромок и торцевые уплотнения. Скорость потери работоспособности насосного агрегата и его элементов определяется индивидуальными особенностями насоса, начальным состоянием (базовыми характеристиками), режимом его эксплуатации, количеством механических примесей, качеством сборки насоса и т.д., т.е. каждый насос требует индивидуального подхода и своей собственной базы для сравнения текущих характеристик.

Достаточно полную информацию можно получить, сравнивая деформированные текущие характеристики конкретного насоса с базовыми характеристиками этого же насоса. Определенным изменениям характеристик соответствуют определенные причины.

В таблице 2.4 приведены описания изменений характеристик насосных агрегатов и причины, их вызывающие.

Таблица 2.4 – Причины деформаций характеристик насосов

Описание деформации характеристик	Возможные причины
1. Насос развивает меньший напор и потребляет меньшую мощность, КПД без изменений по сравнению с базовыми (паспортными) значениями.	Искажение отливки РК. Уменьшенный диаметр рабочего колеса. КПД двигателя меньше паспортного.
2. Напор, КПД снижены, мощность без изменений.	Грубая, некачественно обработанная поверхность межлопаточных каналов рабочего колеса и корпуса. Колесо установлено несимметрично относительно вертикальной оси улитки насоса.
3. Напор без изменений, мощность выше, а КПД ниже базовых значений.	Дефекты подшипниковых узлов и их сборки. Расцентровка частей насосного агрегата. Прогиб вала. Работа около критических оборотов. Контакт в уплотнении рабочего колеса. Загрязнение внутренней полости электродвигателя. Повышенный температурный режим работы электродвигателя.
4. Насос развивает больший напор и потребляет большую мощность, КПД без изменений по сравнению с базовыми значениями.	Наружный диаметр рабочего колеса увеличен.
5. КПД насоса резко падает, падение напора имеет срывной характер по сравнению с базовыми характеристиками.	Недостаточный подпор на входе в насос, кавитация.
6. При заданных значениях напора подача меньше базовой, КПД несколько ниже базовых значений.	Увеличены (но не чрезмерно) утечки через уплотнения рабочего колеса.

Описание деформации характеристик	Возможные причины
7. Значения напора и КПД ниже, а мощность выше базовых значений.	Чрезмерные утечки через уплотнение рабочего колеса и торцевые уплотнения. Пропускает обратный клапан.
8. Напорная характеристика ниже базовой, особенно в области малых и больших подач.	Наличие крупнодисперсных включений газа в перекачиваемой жидкости (но не более 2–5 % по объему)
9. Для всей области подач требуется больший допустимый кавитационный запас.	Износ входных кромок лопатки рабочего колеса.
10. Мощностная характеристика без изменений, напорная характеристика проходит круче, напор при нулевом расходе выше, максимальный КПД уменьшается по величине и смещается в сторону меньших подач.	Площадки спирального отвода уменьшены по сравнению с расчетными.
11. Напорная характеристика более полого, величина максимального КПД возрастает и смещается в сторону больших подач.	Перерасширение площади спирального отвода.

Диагностирование текущего технического состояния насосного агрегата (определение причин деформации характеристик) производится только при наличии значимого отклонения эксплуатационных характеристик от базовых. Своевременное выявление причин позволит обеспечить эффективную эксплуатацию насосного агрегата, увеличить его реальный ресурс работы, не допуская отказов, связанных с износом и разрушением деталей и узлов.

Варианты заданий для самостоятельного решения приведены в приложении Б.

2.7. Пример расчета показателей технического состояния насоса

Исходные данные:

Перекачка нефти на НПС осуществляется насосом марки НМ 10000-210 со сменным ротором на подачу $12500 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($D_2 = 530 \text{ мм}$) с приводом типа СТД-8000.

Перекачиваемый продукт – нефть, плотность нефти $\rho_n = 861,9 \text{ кг/м}^3$, вязкость нефти $\nu_n = 13,5 \text{ мм}^2/\text{с}$.

Расход нефти – $10655 \text{ м}^3/\text{ч}$. Давление на входе НПС – $27,1 \text{ кгс/см}^2$, давление на выходе НПС – $45,6 \text{ кгс/см}^2$.

Мощность, потребляемая электродвигателем из сети $N = 6965,7 \text{ кВт}$.

Определить:

Показатели эффективности и оценить техническое состояние магистрального насоса НМ 10000-210 с приводом типа СТД-8000.

Расчет:

1. Число подобия Рейнольдса:

$$Re = (n \cdot D_2^2) / (60 \cdot \nu) = (3000 \cdot 0,53^2) / (60 \cdot 13,5 \cdot 10^{-6}) = 1962963.$$

2. Коэффициент быстроходности насоса:

$$n_s = 3,65n \frac{\sqrt{\frac{Q_H}{K_{ec}}}}{\left(\frac{H_H}{K_{ст}}\right)^{0,75}} = 3,65 \cdot 3000 \frac{\sqrt{\frac{12500}{2 \cdot 12500}}}{\left(\frac{210}{1}\right)^{0,75}} = 140,4$$

3. Переходное число Рейнольдса:

$$Re_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 140,4^{-0,305} = 69949.$$

4. Так как число Рейнольдса больше переходного числа Рейнольдса, то пересчет характеристик на вязкую жидкость производить не нужно.

5. Обточка рабочего колеса не производилась, поэтому пересчет характеристики на новый диаметр $D_{2(омб.)}$ производить также не нужно.

6. Для дальнейших расчетов используем паспортную характеристику насоса НМ 10000-210 со сменным ротором на подачу $12500 \text{ м}^3/\text{ч}$ (рисунок 2).

7. В таблице 2.5 приведены коэффициенты аппроксимации характеристик насоса.

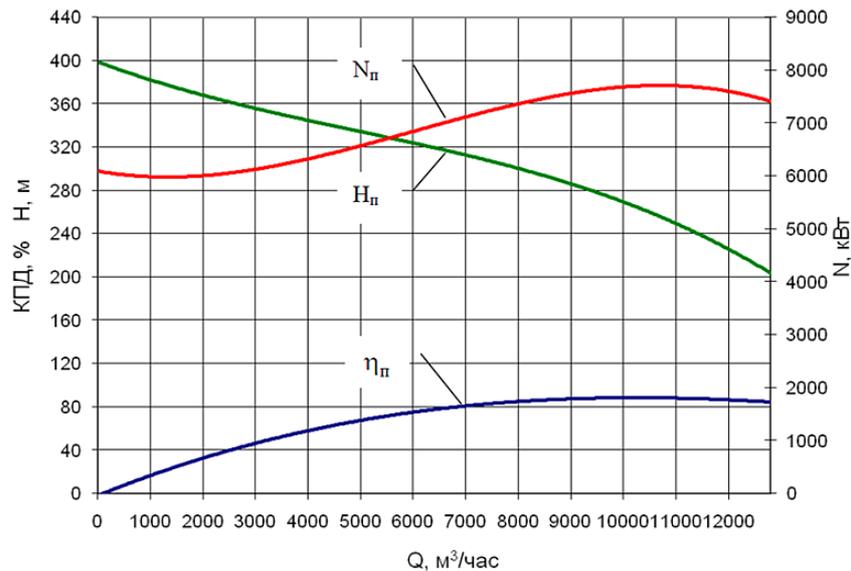


Рисунок 2 – Паспортная характеристика насоса марки НМ 10000-210 со сменным ротором на подачу 12500 м³/ч ($D_2=530$ мм)

Таблица 2.5 – Коэффициенты аппроксимации характеристик насоса

НМ 10000-210 ($D_2=530$ мм)			
a_0	a_1	a_2	a_3
398,57	-65,044	20,164	-4,8657
b_0	b_1	b_2	b_3
6087,6	-640,61	983,47	-196,46
c_0	c_1	c_2	c_3
-1,9015	70,794	-16,385	0,9235

8. Рассчитываем мощность на валу насоса:

$$N_2 = N_1 \cdot \eta_{\text{дв}} = 6965,7 \cdot 0,97 = 6756,7 \text{ кВт.}$$

9. Определяем напор насоса:

$$H = [(P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}) \cdot 10^4] / \rho = [(45,6 - 27,4) \cdot 10^4] / 861,9 = 214,6 \text{ м.}$$

10. Определим полезную мощность насоса по формуле

$$N = (\rho \cdot Q \cdot H) / 102 = (861,9 \cdot 106553600 \cdot 214,6) / 102 = 5367,1 \text{ Вт.}$$

11. Определим коэффициент полезного действия насоса:

$$\eta = N / N_2 = 5367,1 / 6756,7 \cdot 100 \% = 79,4 \%$$

12. Произведем приведение мощности к номинальной плотности:

$$N_{2(\text{нор.})} = N_2 \cdot (\rho_6 / \rho) = 6756,7 \cdot (998,2 / 861,9) = 7825,2 \text{ кВт.}$$

13. Приводить значения подачи, напора и мощности к номинальной частоте вращения не нужно ввиду совпадения с фактическим значением, равным 3000 об/мин.

14. Определим паспортные значения параметров по уравнениям аппроксимации, получим

$$N_n = 761361 \text{ кВт}, \quad H_n = 251,5 \text{ м}, \quad \eta_n = 88,0 \text{ \%}$$

15. Рассчитаем величину отклонения фактических параметров от паспортных значений, получим

$$\delta_N = (N_n - N) / N_n \cdot 100 \% = (7613,1 - 7825,2) / 7613,1 \cdot 100 \% = -2,8 \text{ \%};$$

$$\delta_H = (H_n - H) / H_n \cdot 100 \% = (251,5 - 214,6) / 251,5 \cdot 100 \% = 14,6 \text{ \%};$$

$$\delta_\eta = (\eta_n - \eta) / \eta_n \cdot 100 \% = (88,0 - 79,4) / 88,0 \cdot 100 \% = 9,8 \text{ \%}$$

16. Определим предельную абсолютную погрешность расчета КПД:

$$\begin{aligned} \varepsilon_\eta &= \frac{\eta}{100} \cdot \sqrt{\delta Q^2 + \delta N_1^2 + \delta \eta_{эд.}^2 + \frac{P_{n2}^2 \cdot \delta P_{n2}^2 + P_{n1}^2 \cdot \delta P_{n1}^2}{(P_{m2} - P_{m1})^2}} = \\ &= \frac{74,9}{100} \cdot \sqrt{2^2 + 0,8^2 + 0,5^2 + \frac{(100 \cdot 10^5)^2 \cdot 0,25^2 + (60 \cdot 10^5)^2 \cdot 0,25^2}{(46,7 \cdot 10^5 - 27,1 \cdot 10^5)^2}} = \\ &= \frac{74,9}{100} \cdot \sqrt{4 + 0,64 + 0,25 + \frac{0,25^2 \cdot 10^{10} \cdot (100^2 + 60^2)}{10^{10}(46,7^2 - 24,1^2)}} = \\ &= \frac{74,9}{100} \cdot \sqrt{4 + 0,64 + 0,25 + 0,53} = 79,4^{-2} \cdot \sqrt{5,42} = 1,85 \text{ \%} \end{aligned}$$

17. Отклонение КПД насоса, с учетом абсолютной погрешности расчета превышает допустимое значение на 7,9 %, следовательно, согласно РД 39-0147103-342-89 требуется проведение ремонта насоса.

18. Произведем идентификацию неисправностей насоса в соответствии с таблицей 2.4. Характеристики деформированы, значения напора и КПД ниже, а мощность выше паспортных значений.

Определим вероятностную причину деформации характеристик насоса – чрезмерные утечки через уплотнение рабочего колеса и торцевые уплотнения, пропускает обратный клапан.

2.8. Вопросы для самопроверки

1. Назначение магистрального центробежного насоса.
2. Допускают ли магистральные насосы параллельную работу?
3. Назовите допустимую величину обточки рабочих колес магистральных нефтяных насосов.
4. Какими сменными роторами комплектуется магистральный насос марки НМ 10000-210?
5. В чем различие между базовыми и паспортными характеристиками?
6. В каких случаях паспортные характеристики требуется пересчитывать на фактическую продукцию?
7. На какой продукции даются заводом-изготовителем характеристики насосов по результатам испытаний?
8. Как влияет увеличение плотности перекачиваемой жидкости на напор, мощность и КПД насоса?
9. К чему приводит увеличение вязкости перекачиваемого продукта?
10. Как изменится величина КПД при уменьшении напора и увеличении мощности?
11. По какой формуле определяется полезная мощность насоса?
12. Назовите физический смысл числа подобия Рейнольдса.
13. Что называется абсолютной погрешностью измерений?
14. Для чего требуется оценка технического состояния магистральных насосов?
15. Как изменится напор при подаче насоса равной нулю?
16. Влияет ли обточка рабочего колеса на характеристику КПД магистрального насоса?
17. По какой формуле определяется КПД магистрального насоса?
18. Назовите порядок расчета показателей технического состояния насоса.
19. С какой целью проводятся периодические планово-предупредительные ремонты магистральных насосов?
20. Назовите формулу для расчета фактического КПД насоса.
21. По каким зависимостям определяются относительные отклонения фактических показателей насосов от паспортных (базовых)?
22. Каким уравнением аппроксимируются характеристики магистральных насосов?

Приложения

Приложение 1

Значения коэффициента K_{II}

Тип ГТУ	Значение, кВт/ °С	Тип ГТУ	Значение, кВт/ °С
ГТ-700-5	19	ГТ-6-750	23
ГТК-5	19	ГТК-10	36
ГТ-750-6	23,5		

**Варианты заданий по теме
«Расчет коэффициентов технического состояния
по мощности и топливному газу ГТУ»**

№ варианта	Тип ГТУ	N_e , кВт	G_{mz} , м ³ / час	$t_{exTВД}$, °С	t_a , °С	P_a , МПа	Q_{np} , ккал/м ³
1	ГТК-10-4	7750	3775	770	19	0,1	8001
2		8000	3698	760	18	0,101	8004
3		7652	3770	738	20	0,099	7999
4		7500	3700	771	21	0,1	7998
5		7350	3775	769	23	0,1	8001
6		8560	3698	770	18	0,1	8004
7		9020	3770	760	16	0,101	7999
8		8520	3700	738	14	0,099	7998
9		7750	3775	771	22	0,1	8001
10		8000	3698	769	19	0,1	8004
11		7652	3770	770	18	0,1	7999
12		7500	3700	760	20	0,101	7998
13		7350	3775	738	21	0,099	8001
14		8520	3698	771	23	0,108	8004
15		7750	3770	769	18	0,1	7999
16		8000	3700	770	16	0,1	7998
17		7652	3775	760	14	0,101	8001
18		7500	3698	738	22	0,099	8004
19		7350	3770	771	19	0,1	7999
20		8520	3700	769	18	0,1	7998
21		7750	3775	770	20	0,1	8001
22		8000	3698	760	21	0,101	8004
23		7652	3770	738	23	0,099	7999
24		7500	3700	771	18	0,1	7998
25		7350	3771	769	16	0,1	8002
26		7560	3700	770	14	0,1	8000
27		7800	3850	756	22	0,1	8001

Справочные данные:

Номинальные параметры ГТУ типа ГТК-10-4:

- эффективная мощность – 10000 кВт;
- расход топливного газа – 3600 м³/час;
- температура газов перед ТВД – 780 °С;
- низшая теплота сгорания топливного газа – 8000 ккал/м³.

**Варианты заданий по теме
«Определение основных параметров ГТУ
по мощности, потребляемой центробежным нагнетателем»**

№ варианта	Тип ГТУ	$t_{1н},$ °C	$t_{2н},$ °C	$P_{1н},$ кгс/см ²	$P_{2н},$ кгс/см ²	$\rho_{г},$ кг/м ³	$Q_{к},$ млн.м ³ /сут.	$G_{гг},$ м ³ /час	$Q_{нр},$ ккал/м ³	$t_a,$ °C
1	ГТК-10-4*	24,1	44,3	55,1	72,2	0,681	30,5	3775	8001	19
2		25,2	43,1	56,2	73,1	0,682	30,2	3698	8004	18
3		23,1	42,1	57,1	73,0	0,678	31,1	3770	7999	20
4		24,1	44,3	55,2	71,1	0,681	29,5	3700	7998	21
5		25,2	43,1	57,9	73,4	0,682	30,5	3775	8001	23
6		23,1	42,1	55,1	72,2	0,678	30,2	3698	8004	18
7		24,1	44,3	56,2	73,1	0,681	31,1	3770	7999	16
8		25,2	43,1	57,1	73,0	0,682	29,5	3700	7998	14
9		23,1	42,1	55,2	71,1	0,678	30,5	3775	8001	22
10		24,1	44,3	57,9	73,4	0,681	30,2	3698	8004	19
11		25,2	43,1	55,1	72,2	0,682	31,1	3770	7999	18
12		23,1	42,1	56,2	73,1	0,678	29,5	3700	7998	20
13		24,1	44,3	57,1	73,0	0,681	30,5	3775	8001	21
14		25,2	43,1	55,2	71,1	0,682	30,2	3698	8004	23
15		23,1	42,1	57,9	73,4	0,678	31,1	3770	7999	18
16		24,1	44,3	55,1	72,2	0,681	29,5	3700	7998	16
17		25,2	43,1	56,2	73,1	0,682	30,5	3775	8001	14
18		23,1	42,1	57,1	73,0	0,678	30,2	3698	8004	22
19		24,1	44,3	55,2	71,1	0,681	31,1	3770	7999	19
20		25,2	43,1	57,9	73,4	0,682	29,5	3700	7998	18
21		23,1	42,1	55,1	72,2	0,678	30,5	3775	8001	20
22		24,1	44,3	56,2	73,1	0,681	30,2	3698	8004	21
23		25,2	43,1	57,1	73,0	0,682	31,1	3770	7999	23
24		23,1	42,1	55,2	71,1	0,678	29,5	3700	7998	18
25		22,5	40,3	57,9	73,4	0,680	28,6	3771	8002	16
26		21,1	40,5	58	74,1	0,68	28,5	3700	8000	14
27		22	42	57	72	0,68	28	3850	8001	22

*нагнетатель типа НЗ70-18-1 (узкое рабочее колесо)

Характеристики насосов

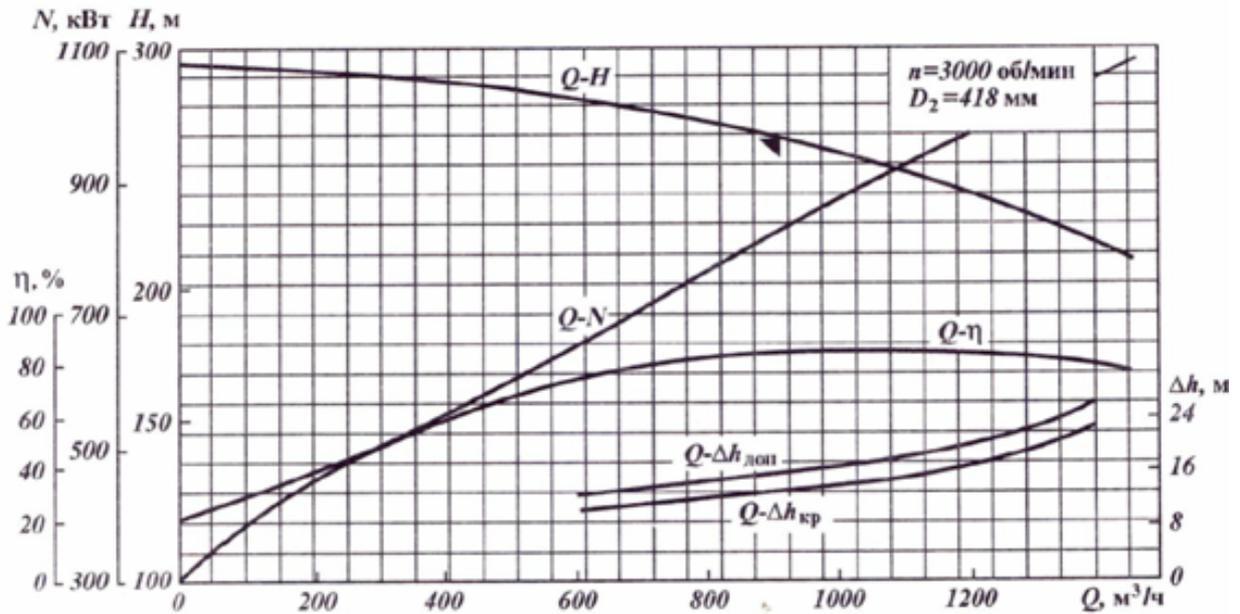


Рисунок А.1 – Паспортная характеристика насоса НМ 1250-260 со сменным ротором на подачу 900 м³/ч

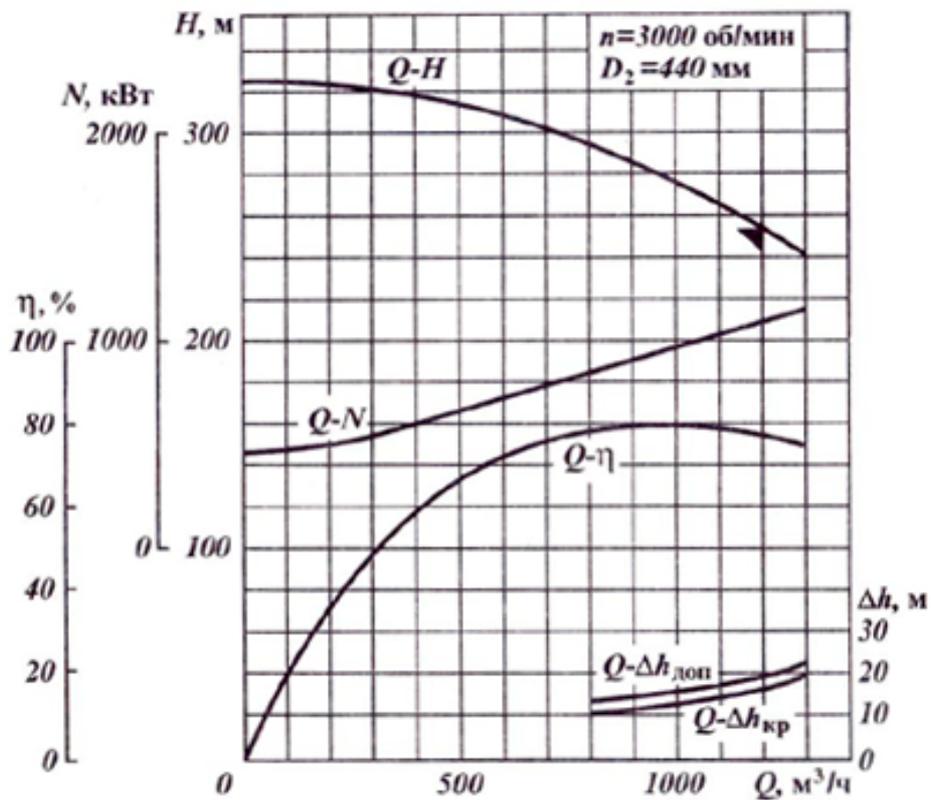


Рисунок А.2 – Паспортная характеристика насоса НМ 1250-260

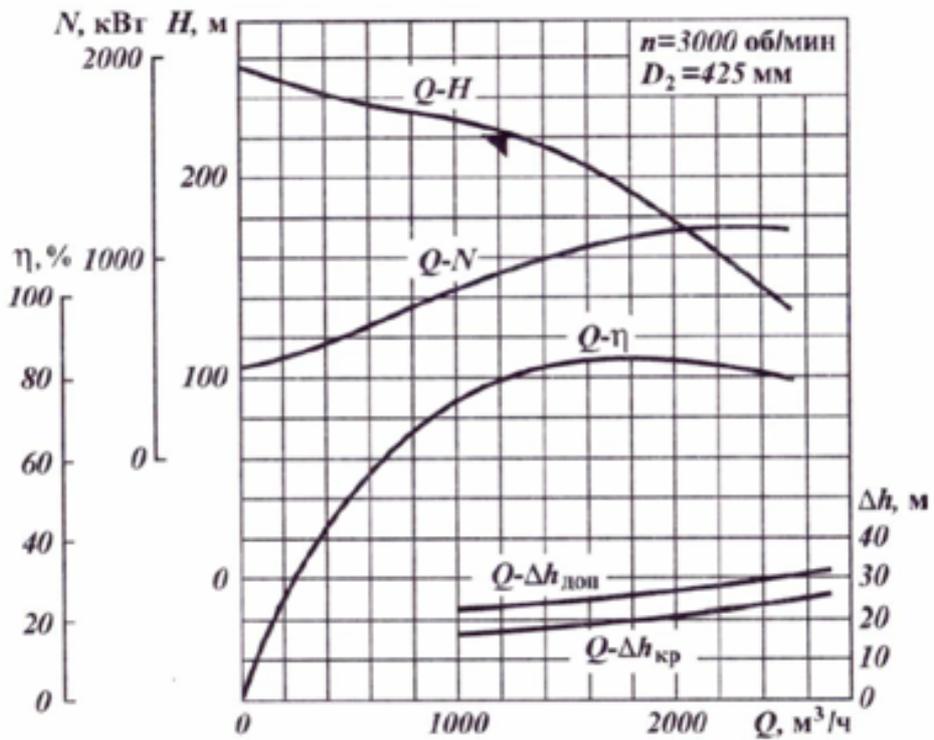


Рисунок А.3 – Характеристика насоса НМ 2500-230 со сменным ротором на подачу $1250 \text{ м}^3/\text{ч}$

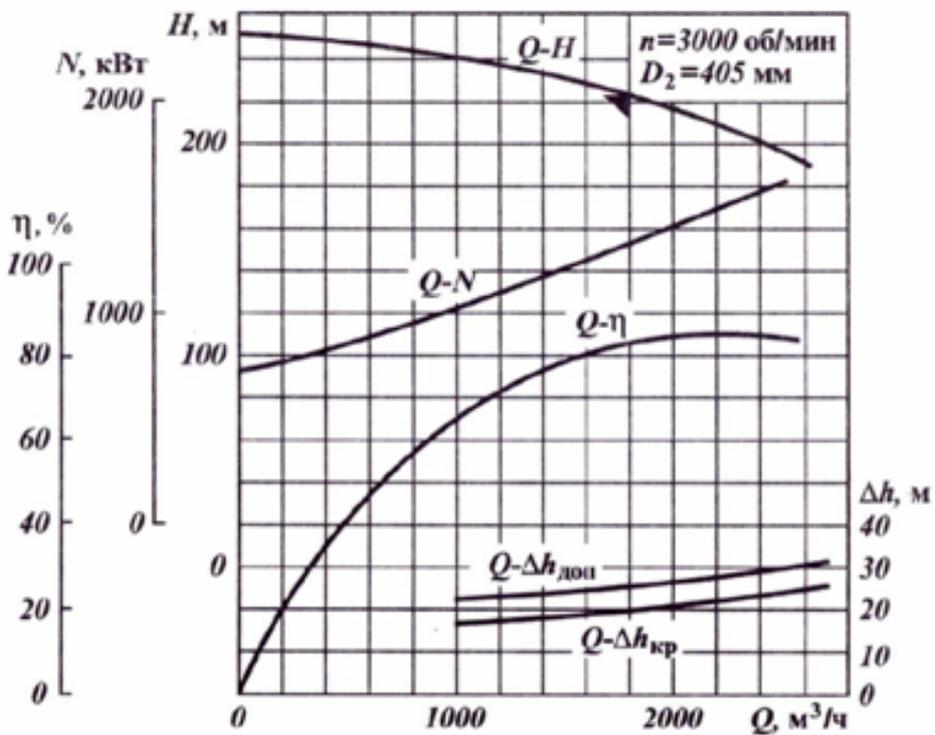


Рисунок А.4 – Характеристика насоса НМ 2500-230 со сменным ротором на подачу $1800 \text{ м}^3/\text{ч}$

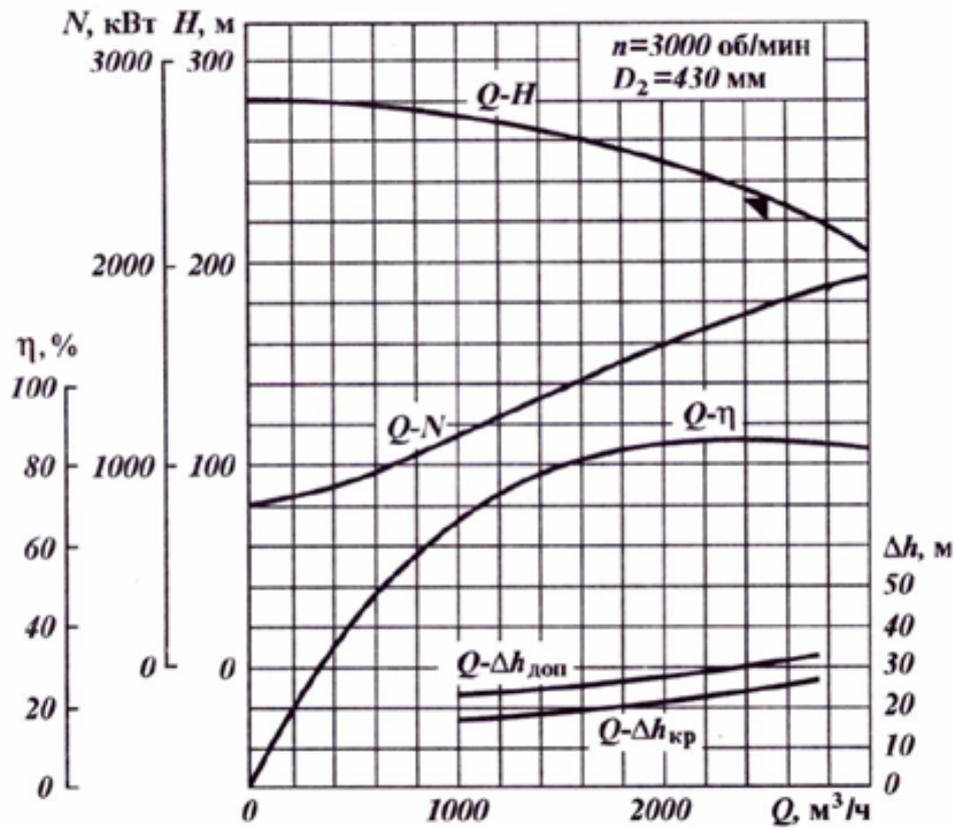


Рисунок А.5 – Характеристика насоса НМ 2500-230

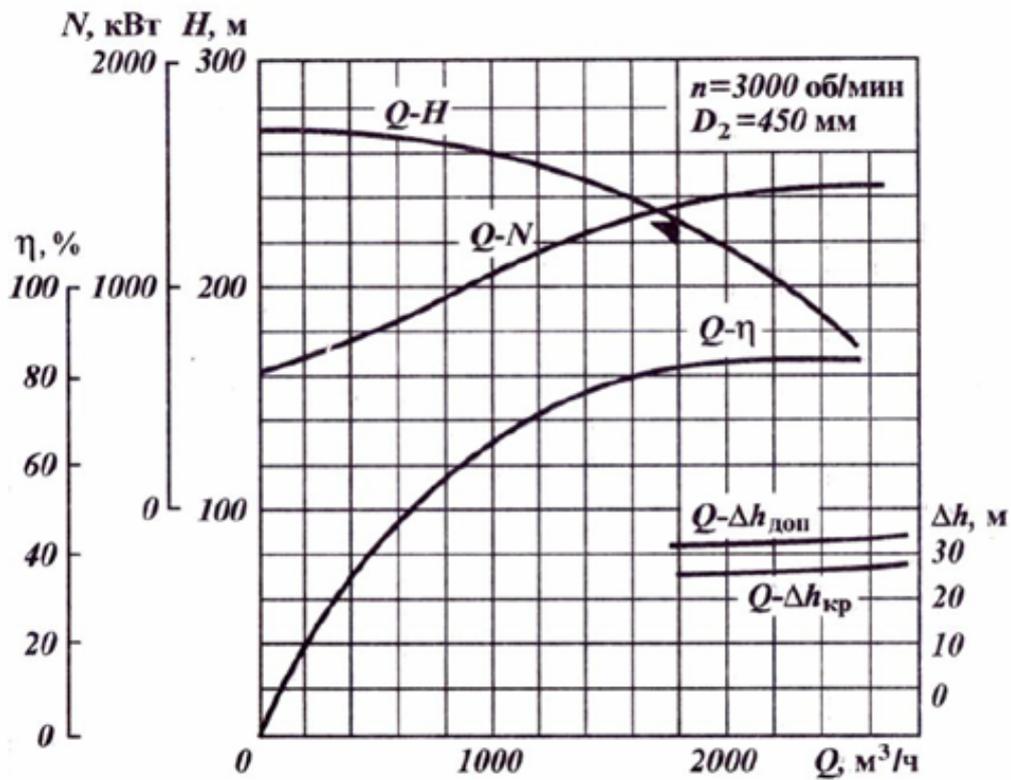


Рисунок А.6 – Характеристика насоса НМ 3600-230 со сменным ротором на подачу $1800 \text{ м}^3/\text{ч}$

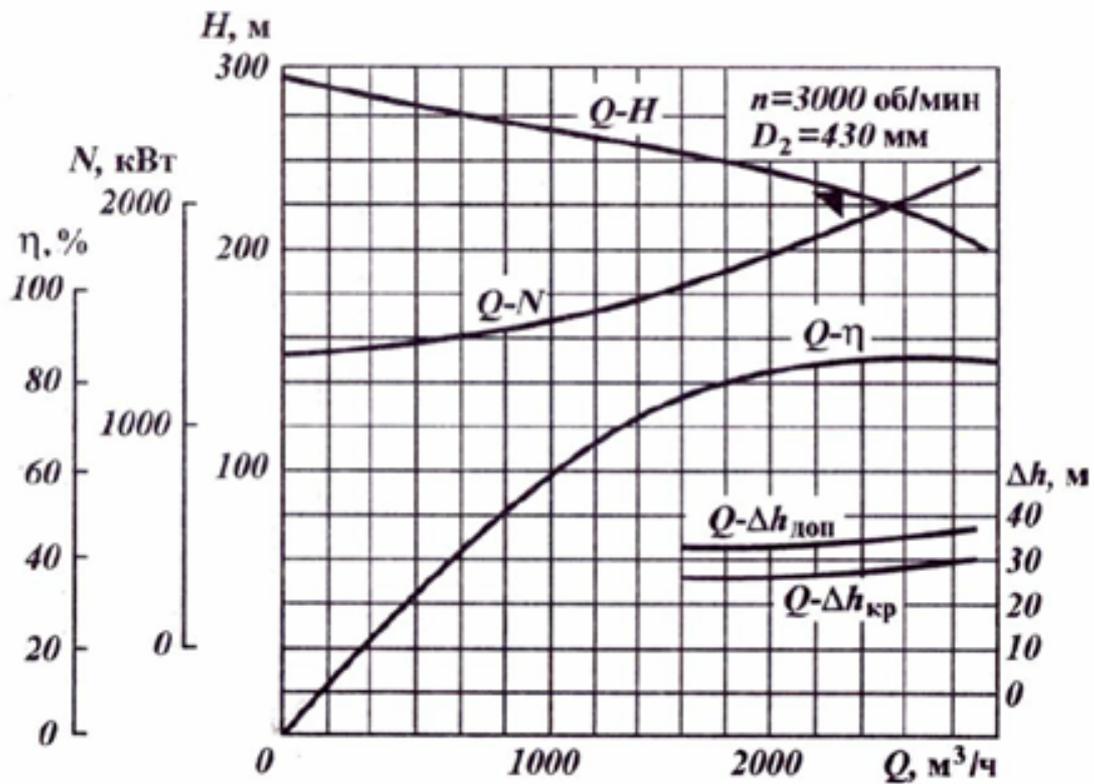


Рисунок А.7 – Характеристика насоса НМ 3600-230 со сменным ротором на подачу $2500 \text{ м}^3/\text{ч}$

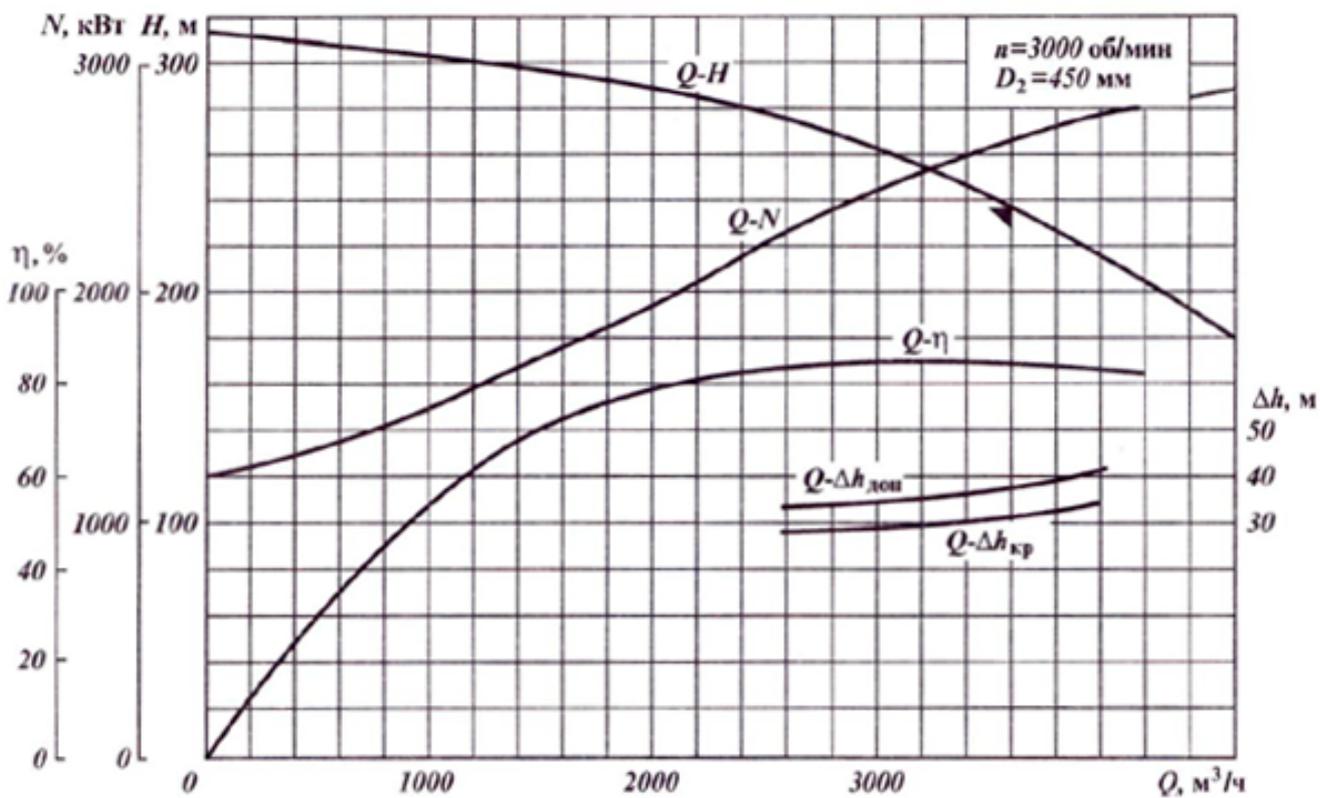


Рисунок А.8 – Характеристика насоса НМ 3600-230

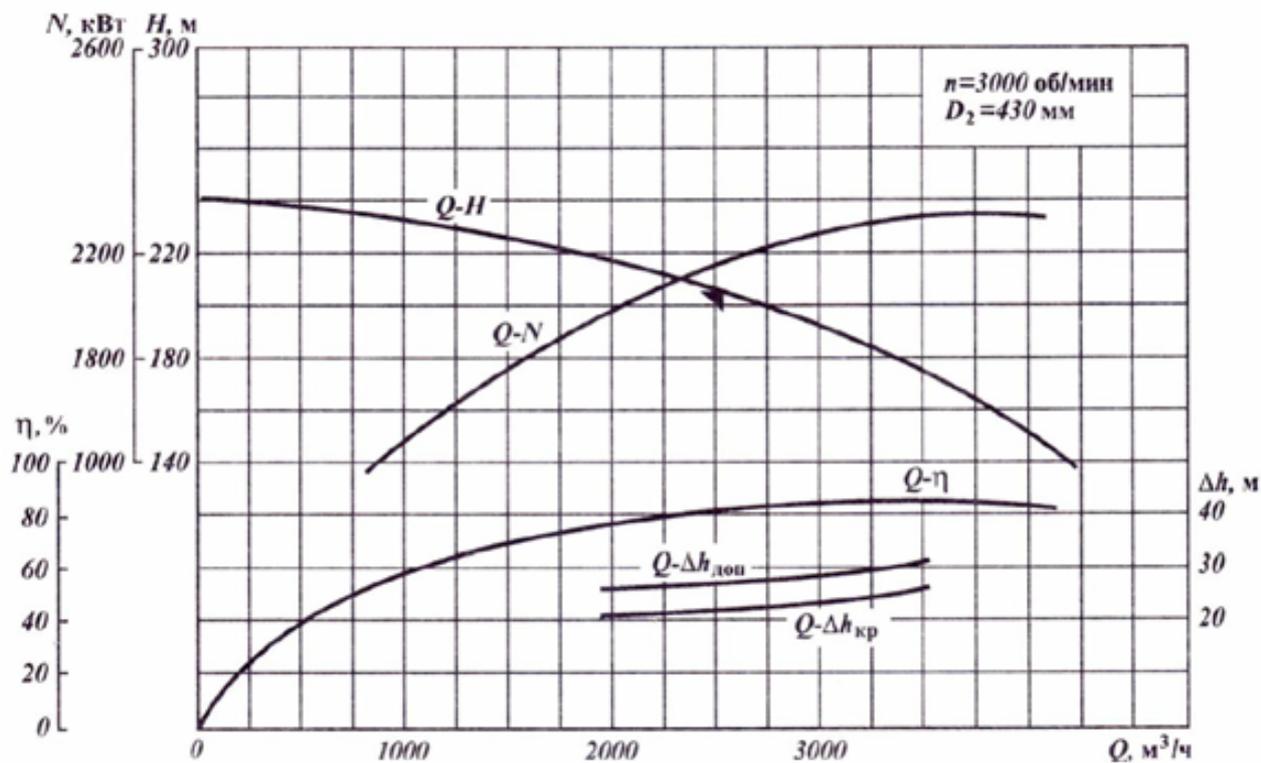


Рисунок А.9 – Рабочая характеристика насоса НМ 5000-210 со сменным ротором на подачу $2500 \text{ м}^3/\text{ч}$

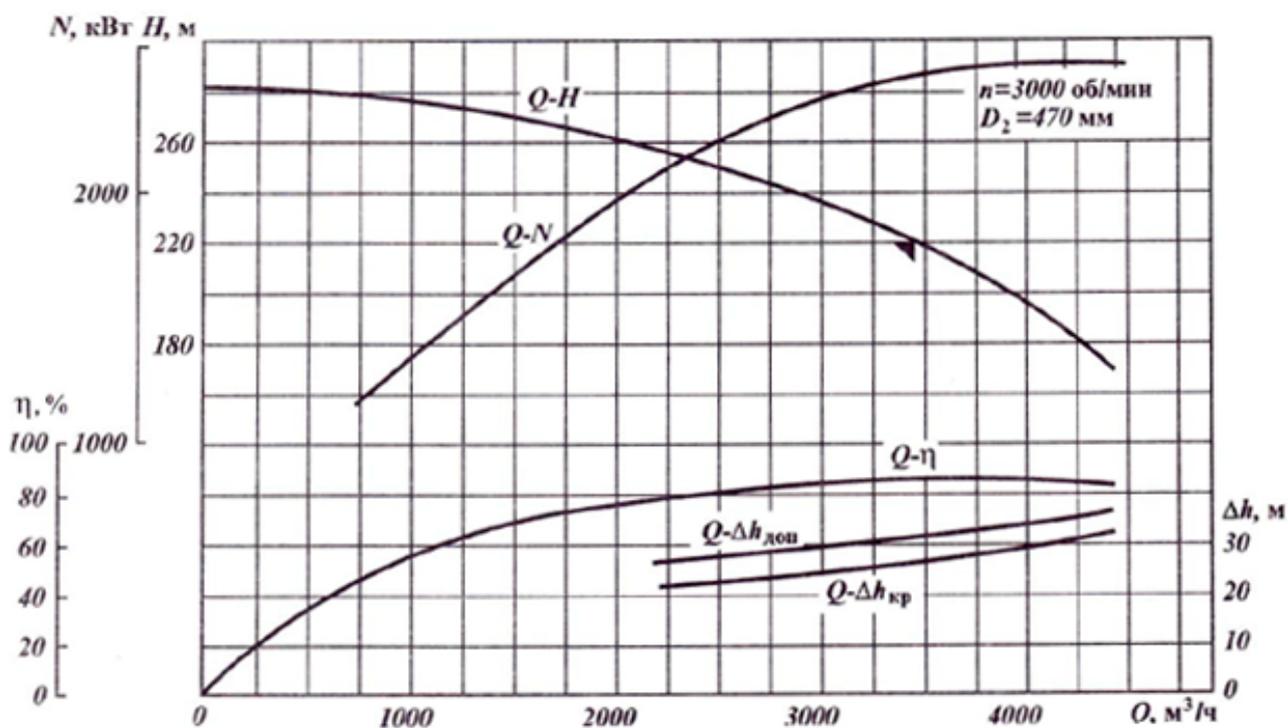


Рисунок А.10 – Рабочая характеристика насоса НМ 5000-210 со сменным ротором на подачу $3500 \text{ м}^3/\text{ч}$

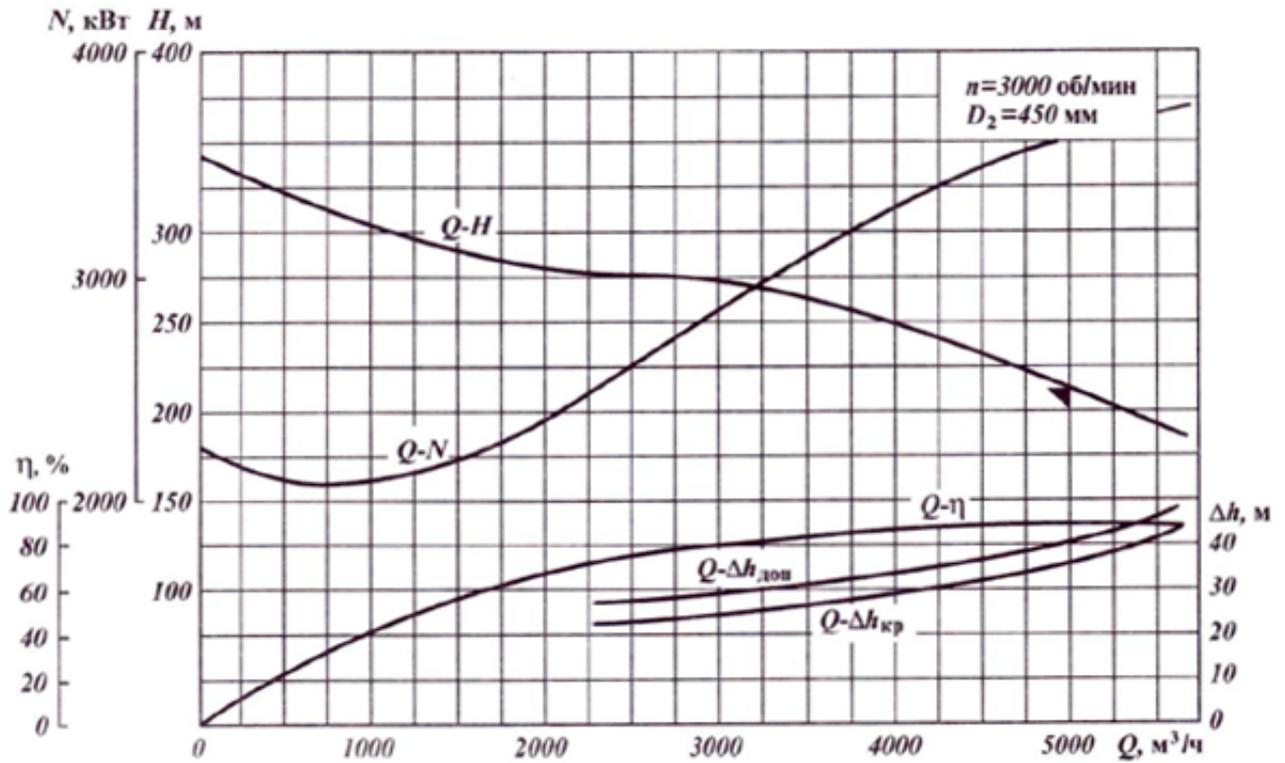


Рисунок А.11 – Рабочая характеристика насоса НМ 5000-210

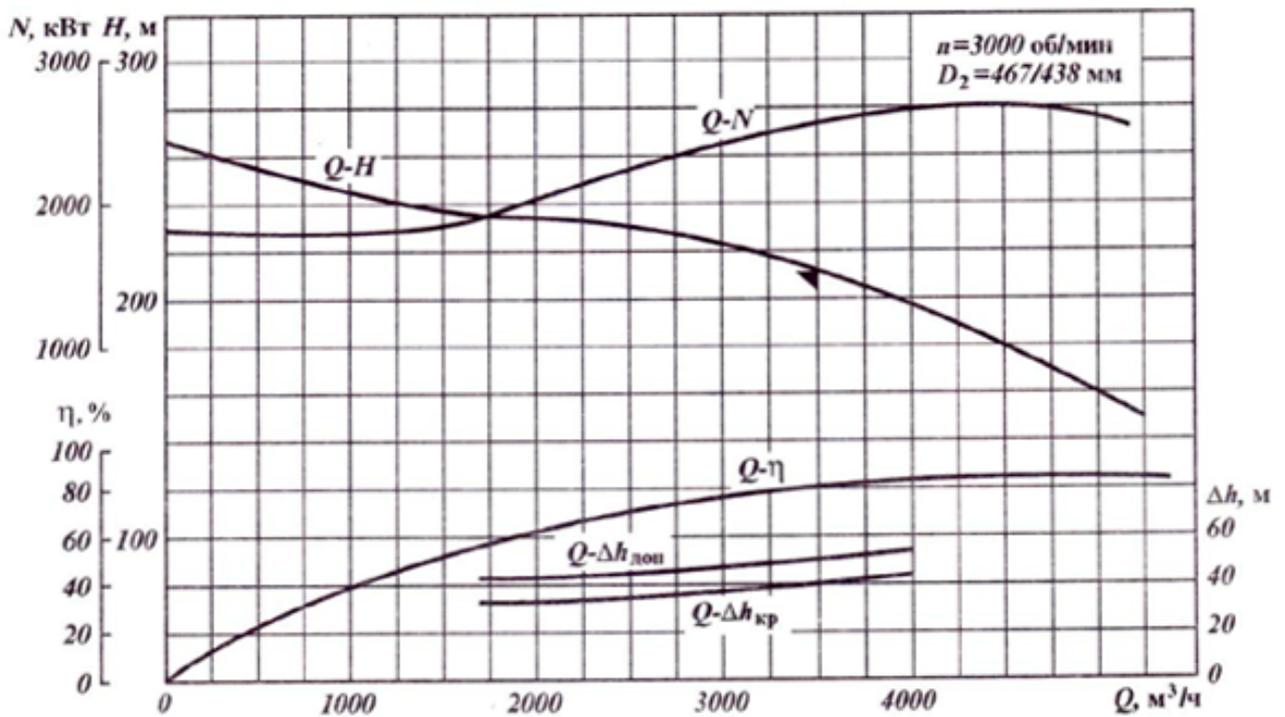


Рисунок А.12 – Рабочая характеристика насоса НМ 7000-210 со сменным ротором на подачу $3500 \text{ м}^3/\text{ч}$

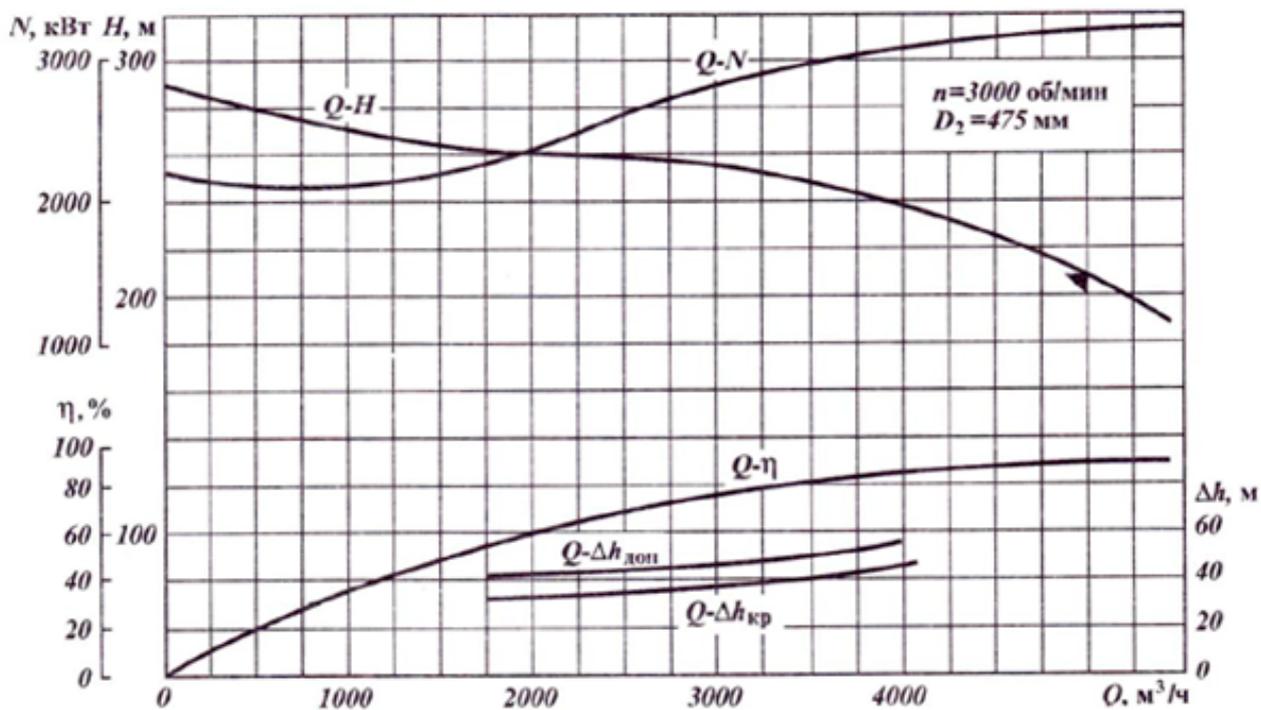


Рисунок А.13 – Рабочая характеристика насоса НМ 7000-210 со сменным ротором на подачу $5000 \text{ м}^3/\text{ч}$

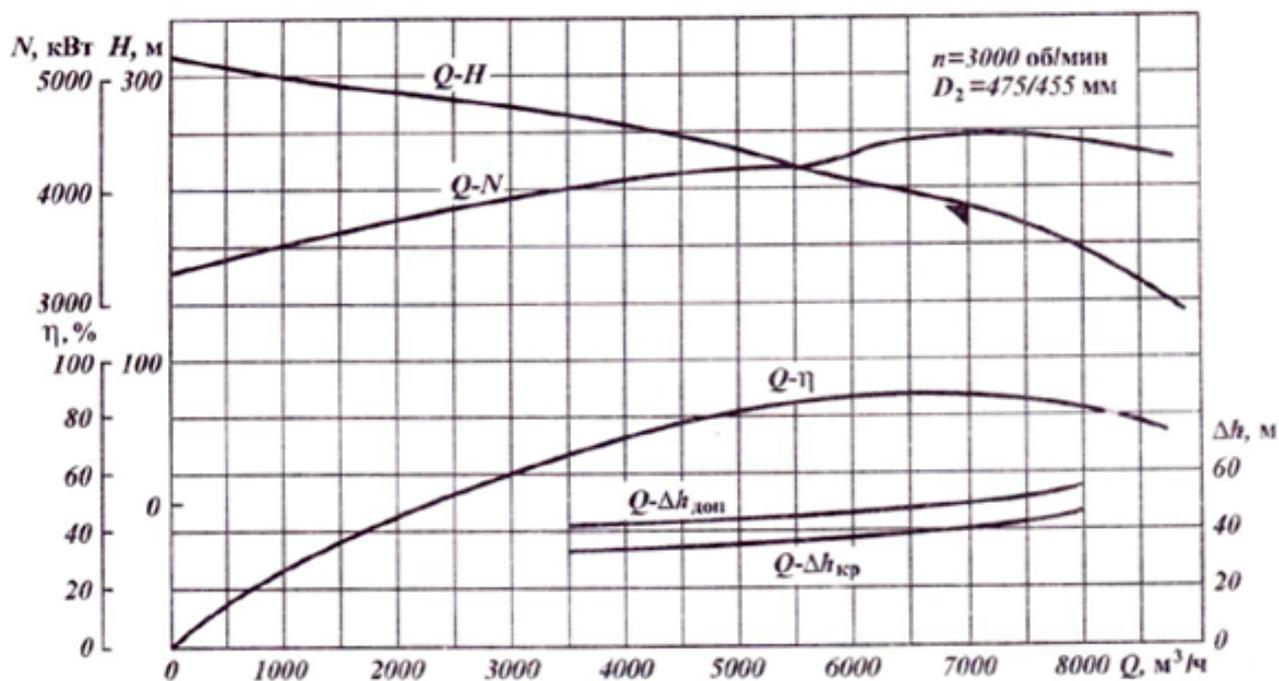


Рисунок А.14 – Рабочая характеристика насоса НМ 7000-210

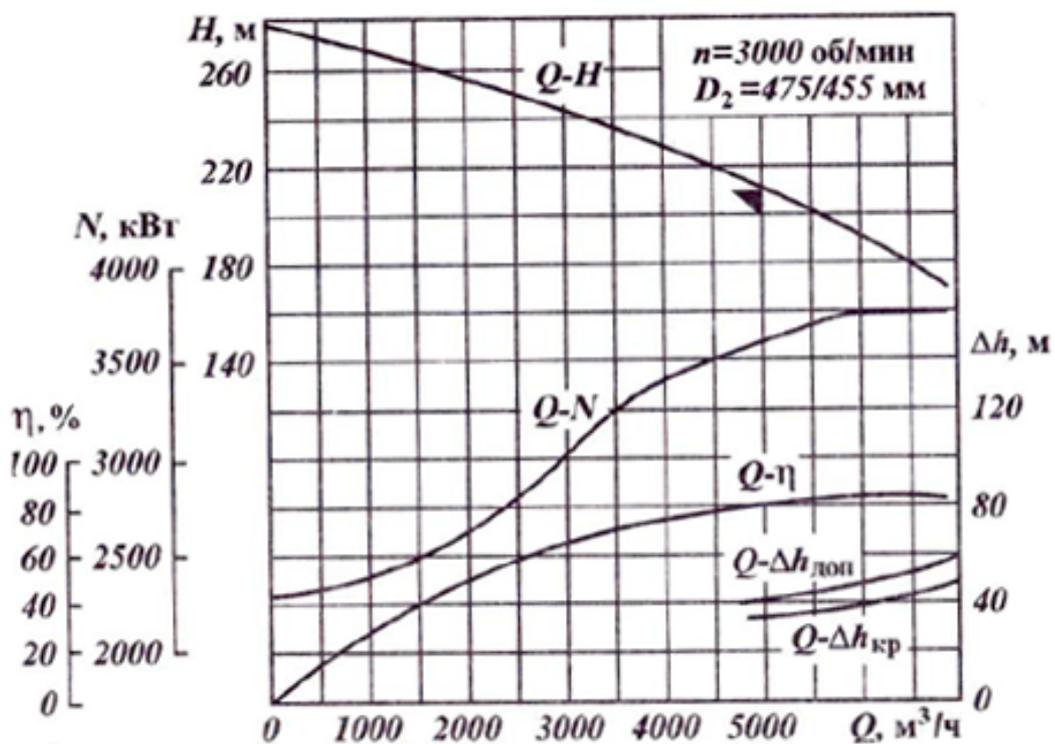


Рисунок А.15 – Рабочая характеристика насоса НМ 10000-210 со сменным ротором на подачу 5000 м³/ч

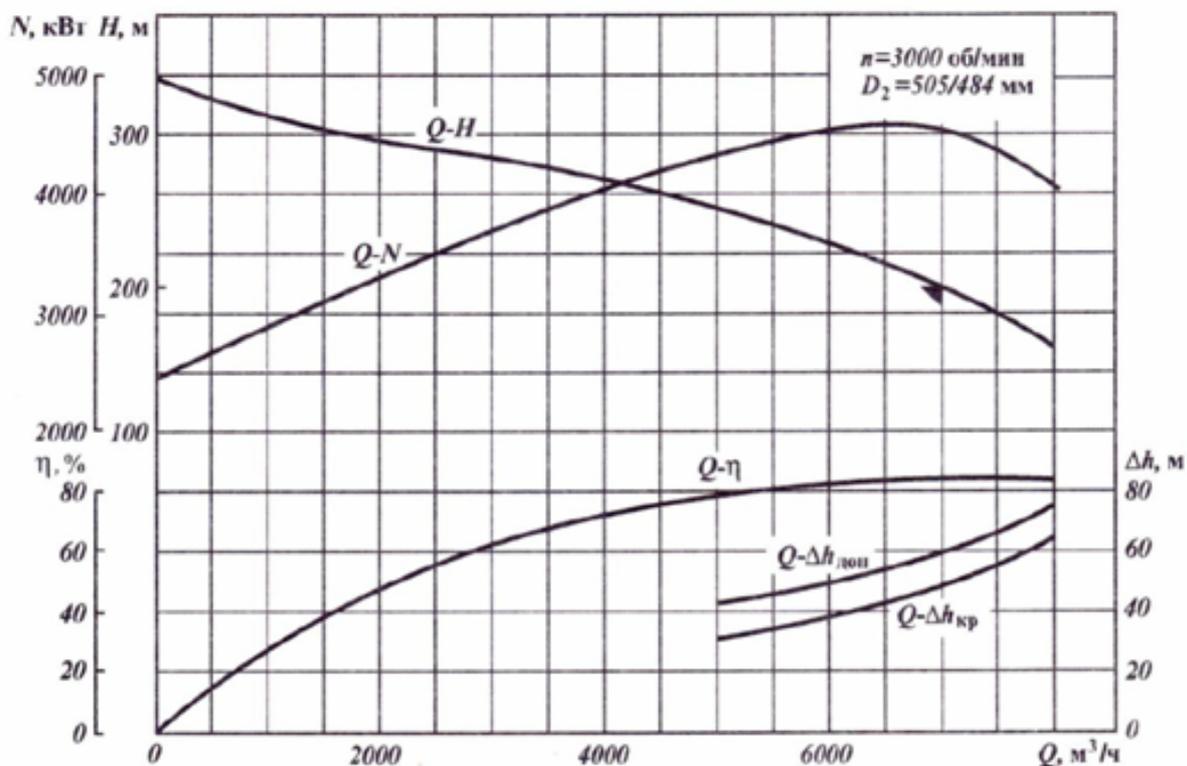


Рисунок А.16 – Рабочая характеристика насоса НМ 10000-210 со сменным ротором на подачу 7000 м³/ч

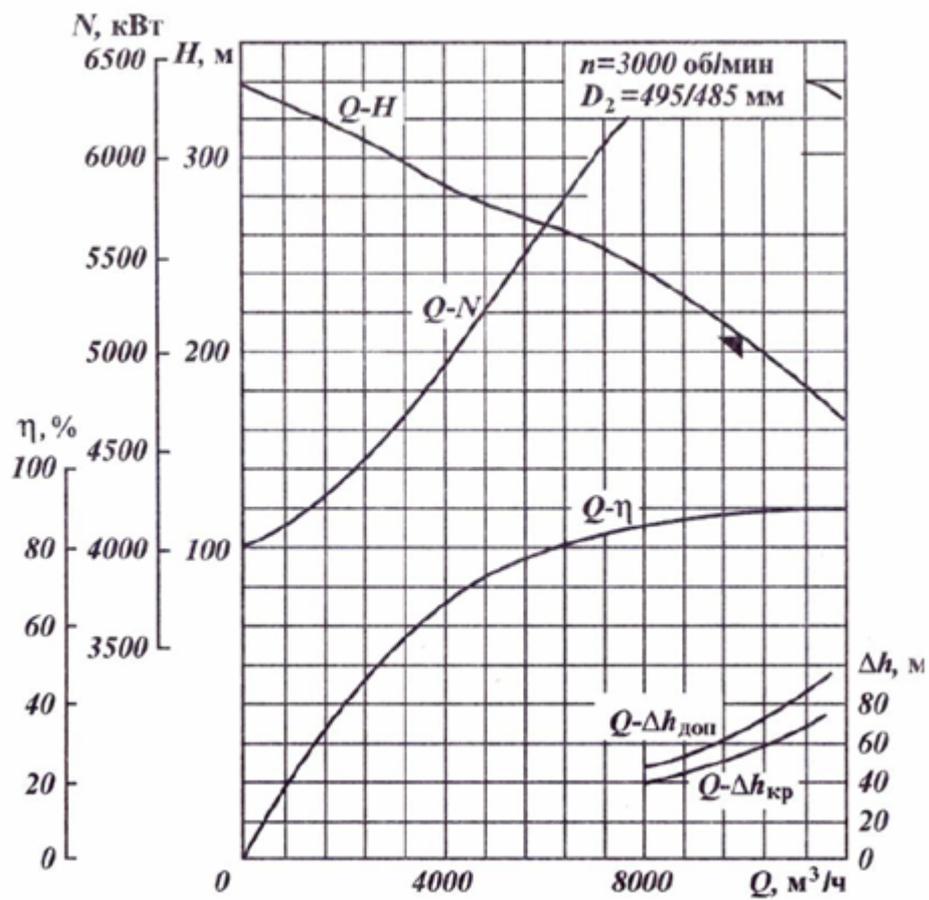


Рисунок А.17 – Рабочая характеристика насоса НМ 10000-210

Варианты заданий

Вариант	Марка насоса типа НМ	Подача от Q_H , %	Диаметр раб. колеса (D_2), мм	Марка двигателя типа СТД	Расход нефти (Q), м ³ /ч	Мощность (N), кВт	Давление (P_{ax}), кгс/см ²	Давление ($P_{вхл}$), кгс/см ²	Плотность нефти (ρ_H), кг/м ³	Вязкость нефти (ν_H), мм ² /с
1	1250–260	100	440	1250	910	862	19,3	42,2	880,6	30,7
2	1250–260	100	440	1250	850	920	19,3	45,8	880,6	30,7
3	1250–260	100	440	1250	1000	895	19,1	43,2	880,6	30,7
4	1250–260	100	440	1250	860	732	30,1	54,0	880,6	30,7
5	7000–210	100	465	5000	5577,5	3710	4,4	23,5	875,3	22,5
6	10000–210	70	465	5000	5621,5	3710	4,9	24,2	875,3	22,5
7	7000–210	100	465	5000	6627,6	6880	42,2	57,8	875,3	22,5
8	7000–210	100	465	5000	5621,5	3500	25,9	43,9	875,3	22,5
9	10000–210	100	465	6300	9581,5	5175,0	12,7	28,5	864,1	11,5
10	10000–210	100	465	6300	9669,5	5152,6	27,7	42,9	864,1	11,5
11	10000–210	100	465	6300	9505,2	5223,4	27,9	43,5	864,1	11,5
12	10000–210	100	465	6300	8520,2	5195,6	43,5	59,9	864,1	11,5
13	10000–210	100	460	6300	8317,5	4721,2	5,6	21,3	859	11,2
14	10000–210	100	460	6300	8335,3	4676,3	21,8	37,7	859	11,2
15	10000–210	100	460	6300	8385	4654,2	38,5	54,3	859	11,2
16	10000–210	100	460	6300	8287,5	4733,7	38,1	54,2	859	11,2
17	2500–230	100	410	2000	1875	1200	8,5	27	880,6	25,4
18	2500–230	100	410	2000	1580	1170	7,1	27,3	880,6	25,4
19	2500–230	100	410	2000	1760,7	1120	26,9	44,9	880,6	23,4
20	2500–230	100	410	2000	1848,6	1210	26,6	45,4	880,4	26,2
21	1250–260	100	440	1250	500,6	520	5,9	31	888,2	21,1
22	1250–260	100	440	1250	918,2	850	3,4	29	870,2	11,3
23	1250–260	100	440	1250	642,2	620	6,6	31,6	870,2	31,2
24	1250–260	100	440	1250	913,3	880	4,5	30,5	870,2	34
25	3600–230	100	460	2500	2773,2	2200	4,6	28,2	874,1	11,8

Вариант	Марка насоса типа НМ	Подача от Q_H , %	Диаметр раб. колеса (D_2), мм	Марка двигателя типа СТД	Расход нефти (Q), м ³ /ч	Мощность (N_l), кВт	Давление ($P_{вх}$), кгс/см ²	Давление ($P_{вых}$), кгс/см ²	Плотность нефти (ρ_n), кг/м ³	Вязкость нефти (ν_n), мм ² /с
26	3600-230	100	460	2500	3584	2601	3,4	24,4	874,1	11,8
27	3600-230	100	460	2500	2730	2335	4,8	29,4	874,1	11,8
28	3600-230	100	460	2500	3618,2	2647,5	23,7	44,5	874,1	11,8
29	10000-210	100	455	6300	8001,4	4311,4	9,4	24,7	859	21,2
30	10000-210	100	455	6300	8972,4	4300	22,1	35,7	859	21,1
31	10000-210	100	455	6300	8972	3800	31,1	42	859	21,1
32	10000-210	100	455	6300	9171	4185	31	43,6	859	21,1
33	1250-260	100	460	1250	950	832	5,1	30	882,4	11,5
34	1250-260	100	440	1250	749,6	690	5	29,9	882,4	11,5
35	1250-260	100	440	1250	850	730	5,1	29	882,4	11,5
36	1250-260	100	460	1250	700	750	5	33	882,4	11,5
37	10000-210	100	420	5000	8420	3394	6,5	18,1	859	22
38	10000-210	100	420	5000	9510	3220,1	17,5	27,4	859	22
39	10000-210	100	420	5000	6005	3171	7,8	21	859	22,1
40	10000-210	100	420	5000	8357	3212	28,1	38,9	859	22
41	10000-210	100	455	5000	8200	4389	5,1	20,6	861	21
42	10000-210	100	455	5000	8350	4346	6,1	20,6	861	23
43	10000-210	100	455	5000	7895	4349	20,6	35,9	861	23
44	10000-210	100	455	5000	8120	4342	35,9	50,9	861	23
45	3600-230	100	460	2500	3475	2607	9,1	29,6	874	11,8

Тесты для самоконтроля

1. Первичная диагностика объекта проводится не позднее, чем:
 - а. через 2 года после ввода объекта в эксплуатацию;
 - б. через 3 года после ввода объекта в эксплуатацию;
 - в. через 4 года после ввода объекта в эксплуатацию;
 - г. через 6 лет после ввода объекта в эксплуатацию.

2. Очередная диагностика объекта проводится с периодичностью не более:
 - а. 20 лет;
 - б. 15 лет;
 - в. 10 лет;
 - г. 8 лет.

3. Внеочередная диагностика объекта проводится:
 - а. через 30 лет с момента начала эксплуатации;
 - б. через 35 лет с момента начала эксплуатации;
 - в. через 40 лет с момента начала эксплуатации;
 - г. через 45 лет с момента начала эксплуатации.

4. Дефектом называется:
 - а. Повреждение трубопровода, выявленное при визуальном осмотре;
 - б. Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям;
 - в. Повреждение трубопровода, выявленное с помощью прибора;
 - г. Отклонение положения трубопровода от проектного положения.

5. Дефект относится к проектным:
 - а. Непровар в сварном шве;
 - б. Не соответствие НОРМ реальным условиям;
 - в. Старение трубопровода;
 - г. Коррозия трубопровода.

6. Дефект относится к эксплуатационным:
 - а. Ошибка проекта;
 - б. Непровар в сварном шве;
 - в. Не соответствие норм реальным условиям;
 - г. Нарушение режимов эксплуатации трубопровода.

7. Вмятиной называется:

а. Дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от круглости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях;

б. Чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода;

в. Локальное уменьшение ПРОХОДНОГО сечения трубы в результате механического воздействия, при КОТОРОМ не ПРОИСХОДИТ излома оси нефтепровода;

г. Несплошность металла стенки трубы.

8. Гофрой называется:

а. Чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода;

б. Локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода;

в. Дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от круглости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях;

г. Несплошность металла стенки трубы.

9. Овальностью называется:

а. Чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода;

б. Дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от круглости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях;

в. Локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода;

г. Несплошность металла стенки трубы.

10. Расслоением называется:

а. Локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода;

б. Дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от круглости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях;

в. Чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода;

г. Несплошность металла стенки трубы.

11. Трещиной называется:

- а. Чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода;
- б. Дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от круглости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях;
- в. Дефект в виде узкого разрыва металла стенки труб;
- г. Локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода.

12. Межкристаллическая коррозия – это:

- а. Коррозия, распространяющаяся по границам кристаллов (зерен) металла;
- б. Имеет вид отдельных точечных поражений;
- в. Имеет вид отдельных пятен;
- г. Чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода.

13. Магнитным неразрушающим контролем называется:

- а. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия электромагнитного поля вихретокового преобразователя с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в контролируемом объекте;
- б. Вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации параметров электрического поля, взаимодействующего с контролируемым объектом или возникающего в контролируемом объекте в результате внешнего воздействия;
- в. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия магнитного поля с контролируемым объектом;
- г. Вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации изменений параметров электромагнитных волн радиодиапазона, взаимодействующих с контролируемым объектом.

14. Электрическим неразрушающим контролем называется:

- а. Вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации изменений параметров электромагнитных волн радиодиапазона, взаимодействующих с контролируемым объектом;
- б. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия магнитного поля с контролируемым объектом;
- в. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия электромагнитного поля вихретокового преобразователя с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в контролируемом объекте;
- г. Вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации параметров электрического поля, взаимодействующего с контролируемым объектом или возникающего в контролируемом объекте в результате внешнего воздействия.

15. Радиоволновым неразрушающим контролем называется:

а. Вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации изменений параметров электромагнитных волн радиодиапазона, взаимодействующих с контролируемым объектом;

б. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия магнитного поля с контролируемым объектом;

в. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия электромагнитного поля вихретокового преобразователя с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в контролируемом объекте;

г. Вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации изменений тепловых или температурных полей контролируемых объектов, вызванных дефектами.

16. Акустико-эмиссионным методом контроля называется:

а. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия магнитного поля с контролируемым объектом;

б. Метод неразрушающего контроля, основанный на выделении и анализе параметров сигналов акустической эмиссии;

в. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия электромагнитного поля вихретокового преобразователя с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в контролируемом объекте;

г. Метод неразрушающего контроля, основанный на генерации ионизирующего излучения веществом контролируемого объекта без активации его в процессе контроля.

17. В полости магистральных нефтепроводов могут образовываться и накапливаться:

а. Парафино-смолистые отложения, скопления воды и газа, грунт, песок, камни, электроды и другие посторонние предметы;

б. Отложения глины;

в. Отложения ржавчины;

г. Нефтяные сгустки.

18. Интенсивность образования парафино-смолистых отложений зависит от:

а. Времени года;

б. В летний период эксплуатации интенсивность образования отложений увеличивается;

в. Физико-химических свойств нефти, температуры потока и гидродинамических условий перекачки;

г. Не зависит ни от чего.

19. Скопления воды образуются при скоростях потока нефти ниже критической (выносной):

- а. 0,8–1,0 м/с;
- б. 2,0 м/с;
- в. 3,0 м/с;
- г. 4,0 м/с.

20. Эффективным способом удаления скоплений воды и газа из полости магистральных нефтепроводов является:

- а. Увеличение скорости перекачки;
- б. Вытеснение их с помощью механических очистных устройств;
- в. Добавление в перекачиваемый продукт присадок;
- г. Выпаривание.

21. Для контроля прохождения очистных устройств по трубопроводу очистные устройства оснащаются:

- а. Передатчиками, сигналы от которых улавливаются локаторами;
- б. Щетками;
- в. Манжетами;
- г. Сигнальным флажком.

22. Проходное сечение трубопровода для пропуска очистных устройств с полиуретановыми уплотнительными (чистящими) дисками должно быть не менее:

- а. 55 % от внешнего диаметра трубы на длине участка нефтепровода, подлежащего очистке;
- б. 65 % от внешнего диаметра трубы на длине участка нефтепровода, подлежащего очистке;
- в. 85 % от внешнего диаметра трубы на длине участка нефтепровода, подлежащего очистке;
- г. 95 % от внешнего диаметра трубы на длине участка нефтепровода, подлежащего очистке.

23. Сколько чистящих дисков имеют очистные устройства типа СКР 1:

- а. Пять;
- б. Четыре;
- в. Три;
- г. Два.

24. Износ кромки чистящего диска не должен быть более:

- а. 50 % от его номинальной толщины;
- б. 60 % от его номинальной толщины;
- в. 70 % от его номинальной толщины;
- г. 80 % от его номинальной толщины.

25. Износ ведущих дисков не должен быть более:

- а. 20 % от их наружного диаметра;
- б. 15 % от их наружного диаметра;
- в. 10 % от их наружного диаметра;
- г. 5 % от их наружного диаметра.

26. Скорость движения очистного устройства в нефтепроводе должна быть не более:

- а. 10 м/с;
- б. 8 м/с;
- в. 5 м/с;
- г. 15 м/с.

27. Периодичность очистки магистральных нефтепроводов очистными устройствами типа СКР 1 составляет:

- а. не реже 1 раз в квартал;
- б. не реже 2 раз в квартал;
- в. не реже 3 раз в квартал;
- г. не реже 4 раз в квартал.

28. Внеочередная очистка нефтепровода производится при снижении пропускной способности нефтепровода в промежутках между периодическими очистками:

- а. на 5 %;
- б. на 3 %;
- в. на 10 %;
- г. на 8 %.

29. Эквивалентный диаметр – это:

а. Внутренний диаметр многониточного нефтепровода, равноценного (эквивалентного) по гидравлической характеристике рассматриваемому сложному нефтепроводу без отложений;

б. Внутренний диаметр простого однониточного нефтепровода, равноценного (эквивалентного) по гидравлической характеристике рассматриваемому сложному нефтепроводу без отложений;

в. Внутренний диаметр простого однониточного нефтепровода, равноценного (эквивалентного) по гидравлической характеристике рассматриваемому сложному нефтепроводу с отложениями;

г. Внутренний диаметр простого однониточного нефтепровода, равноценного (эквивалентного) по гидравлической характеристике рассматриваемому простому нефтепроводу без отложений.

30. Эффективный диаметр – это:

а. Внутренний диаметр простого однониточного нефтепровода, равноценного (эквивалентного) по гидравлической характеристике рассматриваемому сложному нефтепроводу с отложениями;

б. Внутренний диаметр многониточного нефтепровода, равноценного (эквивалентного) по гидравлической характеристике рассматриваемому сложному нефтепроводу без отложений;

в. Такое значение внутреннего диаметра нефтепровода, которое соответствует фактическим потерям напора и учитывает влияния различных отложений на его гидравлическую характеристику;

г. Внутренний диаметр простого однониточного нефтепровода, равноценного (эквивалентного) по гидравлической характеристике рассматриваемому простому нефтепроводу без отложений.

31. Требуется проведение очистки нефтепровода при уменьшении эффективного диаметра по сравнению с эквивалентным более чем:

а. на 3 %; б. на 8 %; в. на 1 %; г. на 6 %.

32. Расстояние между камерами пуска и приема на нефтепроводе не должно превышать:

а. 300 км;

б. 400 км;

в. 500 км;

г. 600 км.

33. Оптимальное расстояние между камерами пуска и приема на нефтепроводе составляет:

а. 250–300 км;

б. 200–250 км;

в. 150–200 км;

г. 120–150 км.

34. Профилемер – «Калипер» предназначен для:

а. Контроля качества сварных стыков;

б. Первичной очистки нефтепровода;

в. Определения вмятин, гофр, овальностей;

г. Определения степени загрязнения внутренней поверхности трубы.

35. Ультразвуковой дефектоскоп – «Ультраскан» предназначен для:

а. Первичной очистки нефтепровода;

б. Определения коррозии, расслоений, рисок, включений;

в. Контроля качества сварных стыков;

г. Определения степени загрязнения внутренней поверхности трубы.

36. Магнитный дефектоскоп высокого разрешения – «Магнескан» предназначен для:

- а. Определения степени загрязнения внутренней поверхности трубы;
- б. Определения коррозии, расслоений, рисок, включений;
- в. Контроля качества сварных стыков;
- г. Определения дефектов поперечных сварных швов и коррозии.

37. Акустико-эмиссионный контроль проводится для:

- а. Выявления развивающихся дефектов сварных соединений и основного металла стенки и днища резервуара;
- б. Определения коррозии, расслоений, рисок, включений;
- в. Контроля качества сварных стыков;
- г. Выявления трещин в металле резервуара.

38. Вибросостояние магистрального насосного агрегата оценивается оценкой «отлично» при величине среднего квадратичного значения виброскорости:

- а. до 11,2 мм/с;
- б. до 4,5 мм/с;
- в. до 7,1 мм/с;
- г. до 2,8 мм/с.

39. Вибросостояние магистрального насосного агрегата оценивается оценкой «удовлетворительно» при величине среднего квадратичного значения виброскорости:

- а. 4,5–7,1 мм/с;
- б. до 4,5 мм/с;
- в. 7,1–11,2 мм/с;
- г. свыше 11,2 мм/с.

40. Методы акустической диагностики используют в качестве диагностической информации:

- а. Вибрацию насосного агрегата;
- б. Шум работающего агрегата;
- в. Масло работающего агрегата;
- г. Продукты сгорания агрегата.

41. Методы трибодиагностики используют в качестве диагностической информации:

- а. Продукты сгорания агрегата;
- б. Шум работающего агрегата;
- в. Вибрацию насосного агрегата;
- г. Масло работающего агрегата.

42. Коэффициент технического состояния по мощности ГПА изменяется в пределах:

- а. 0–1,0;
- б. 0,5–1,2;
- в. 0,5–0,8;
- г. 0,2–0,9.

43. После проведения очередного ремонта коэффициент технического по мощности ГТУ:

- а. Скачкообразно уменьшается;
- б. Скачкообразно увеличивается;
- в. Увеличивается в несколько раз;
- г. Не изменяется.

Список литературы

Основная:

1. Пушмин, П.С. Эксплуатация транспортного оборудования [Электронный ресурс]: учебное пособие / Пушмин П.С., Нескоромных В.В., Леонов С.О. - Красноярск: СФУ, 2014. - 192 с. - Режим доступа : <http://znanium.com/catalog.php?bookinfo=549434>
2. Крец, В.Г. Машины и оборудование газонефтепроводов [Электронный ресурс]: учеб. пособие / В.Г. Крец, А.В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин. - Электрон. дан. - Санкт-Петербург : Лань, 2016. - 376 с. - Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/81563>. - Загл. с экрана.

Дополнительная:

3. Шарифуллин, А. В. Сооружения и оборудование для хранения, транспортировки и отпуска нефтепродуктов [Электронный ресурс]: учебное пособие / А. В. Шарифуллин, Л. Р. Байбекова, С. Г. Смердова. - Казань : КГТУ, 2011. - 135 с. - Режим доступа : <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=270290>
4. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.
5. СТО Газпром 2-3.5-113-2007. Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем.
6. Волков, М.М. Справочник работника газовой промышленности / М.М. Волков, А.Л. Михеев, К.А. Конев.-2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1989.-286 с.
7. ГОСТ 12124-87. Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов.
8. РД-23080.00-КТН-063-11. Методика определения коэффициента полезного действия магистральных и подпорных насосных агрегатов.
9. РД 39-0147103-342-89. Методика оценки эксплуатационных параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов.
10. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Акбердин А.М. Диагностика оборудования нефтеперекачивающих станций. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 347 с.
11. Вайншток С.М., Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Велиев М.М. Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы: словарь терминологический. В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006.

Периодика

13. Информатика и системы управления [Электронный ресурс] / Амурский государственный университет. – Электрон. журн. – Благовещенск: АГУ. - Режим доступа : https://e.lanbook.com/journal/2924#journal_name
14. Информатизация и системы управления в промышленности [Текст]: отраслевой научно-технический журнал/ гл. ред. С. В. Бодрышев. - М. : Мысль, 2018. - Выходит раз в два месяца

Содержание

Введение	3
Практическая работа № 1. Техническая диагностика газотурбинных установок	4
Задача 1 Определение коэффициентов технического состояния ГТУ	5
Задача 2 Определение основных параметров ГТУ по мощности, потребляемой центробежным нагнетателем	7
Практическая работа № 2. Расчет показателей технического состояния насоса	11
2.1. Основные термины и определения	11
2.2. Характеристики магистральных насосов и приводных электродвигателей	12
2.3. Влияние различных факторов на характеристику центробежных насосов	14
2.4. Определение полезной мощности, напора и коэффициента полезного действия насоса	16
2.5. Оценка абсолютной погрешности расчета КПД	17
2.6. Определение причин деформации характеристик насосов	18
2.7. Пример расчета показателей технического состояния насоса	20
2.8. Вопросы для самопроверки	23
Приложения	24
Характеристики насосов	27
Варианты заданий	36
Тесты для самоконтроля	38
Список литературы	47

Чепецкий институт (филиал) федерального
государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования «Московский
политехнический университет»

КОПИЯ ВЕРНА.

Пронумеровано, прошнуровано и скреплено печатью
25 (ДВАДЦАТЬ ПЯТЬ) листов.

Директор филиала А.В. Агафонов
12 2019 г.

