

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

Научная статья / Original research article
УДК 622.692
DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-101-116
EDN: TFYLIL



Контроль и диагностика работы насосного оборудования магистральных нефтепроводов

А. А. Разбойников¹, М. Ю. Земенкова¹, Е. Л. Чижевская¹, Ж. Х. Уктамбоев¹,
Т. Г. Пономарева^{1*}, А. Б. Шабаров²

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

²Тюменский государственный университет, Тюмень, Российская Федерация

*ponomarevatg@tuuiu.ru

Аннотация. В современной экономической парадигме России трубопроводный транспорт занимает позицию стратегически важного сегмента, являясь ключевым звеном в цепи обеспечения страны энергетическими ресурсами. Детерминантами его эксплуатации считаются эффективность и надежность, которые, в свою очередь, служат системными критериями, обуславливающими устойчивое функционирование всего народнохозяйственного комплекса. Транспортировка нефти представляет собой высокоорганизованный, многофакторный технологический процесс. Высокая степень зависимости этого процесса от внешних и внутренних параметров обуславливает его уязвимость, в связи с чем даже локальные сбои в работе трубопроводной инфраструктуры потенциально способны привести к каскадным нарушениям и масштабным издержкам. В статье подробно освещены вопросы конструкции магистральных насосов — высокотехнологичных агрегатов, определяющих надежность и бесперебойность функционирования линейной части. Определено, что долговечность работы указанных конструкций зависит как от качества технического обслуживания, так и от ряда технико-технологических, организационных и прочих факторов. Для мониторинга технического состояния насосного агрегата рассмотрена система контроля и диагностики оборудования на основе системы СКиД ДВТ43.20. Регистрируемые установленными датчиками данные в режиме реального времени помогают оператору идентифицировать экстремальные значения в тенденциях изменения параметров насосного агрегата. На примере эксплуатационных режимов насоса обработаны данные его работы, построены графики, интерпретация которых способствовала формированию выводов о работе оборудования. Предлагаемая авторами методика расчета параметров работы позволяет спланировать дальнейшие действия в рамках технического обслуживания.

Ключевые слова: магистральный насос, техническое обслуживание, нефтепровод, мониторинг, контроль, диагностика, эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Для цитирования: Контроль и диагностика работы насосного оборудования магистральных нефтепроводов / А. А. Разбойников, М. Ю. Земенкова, Е. Л. Чижевская [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-101-116 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 6. – С. 101–116. – EDN: TFYLIL

Control and diagnostics of pumping equipment operation in main oil pipelines

Aleksandr A. Razboynikov, Maria Yu. Zemenkova, Elena L. Chizhevskaya,
Jamshid Khursand Uktamboev, Tatiana G. Ponomareva, Aleksandr B. Shabarov

¹*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation*

²*University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation*

**ponomarevatg@tyuiu.ru*

Abstract. In the modern economic paradigm of Russia, pipeline transport plays a strategically important role and serves as a key component of the national energy supply system. The crucial determinants of its operation are efficiency and reliability, which serve as system-wide criteria ensuring the stable functioning of the national economy. Oil transportation is a highly organized, multi-factor technological process. The high degree of dependence of this process on external and internal parameters makes it vulnerable. Therefore, even local failures in pipeline infrastructure may potentially lead to cascading disruptions and significant economic losses. This article details the design of mainline pumps — high-tech units that determine the reliability and uninterrupted operation of the linear of pipeline sections. The longevity of these units is influenced not only by the quality of maintenance but also by various technical, technological, organizational, and other factors. To monitor the technical condition of pumping units the authors of this article considered a control and diagnostic system based on the SKiD DVT43.20 system. Real-time data collected from installed sensors enables operators to identify extreme trends in pump operating parameters. Using the operational modes of a pump as a case study, the researchers processed performance data and constructed graphs, the interpretation of which contributed to the formation of conclusions about equipment operation. The authors propose a calculation method for determining operating parameters, which aids in planning subsequent technical maintenance actions.

Keywords: main pump, maintenance, oil pipeline, monitoring, control, diagnostics, operation of pipeline transport systems

For citation: Razboynikov, A. A., Zemenkova, M. Yu., Chizhevskaya, E. L. Uktamboev, Jamshid Khursand, Ponomareva, T. G. & Shabarov, A. B. (2025). Control and diagnostics of pumping equipment operation in main oil pipelines. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 101-116. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-101-116

Введение

В современных условиях трубопроводный транспорт — неотъемлемая часть российской экономики, играющая ключевую роль в снабжении топливно-энергетическими ресурсами. Доставка нефти от месторождений до перерабатывающих заводов и потребителей — это сложнейший технологический процесс, зависящий от множества факторов, и любые сбои в нем влекут за собой серьезные последствия.

Транспорт нефти осуществляется по магистральным нефтепроводам (МН). Отказы в их работе, даже кратковременные, запускают цепную реакцию: остановка добычи на месторождениях, простой нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), дефицит топлива на нефтебазах и, как следствие, экономические потери, исчисляемые миллиардами рублей. Более того, аварии на МН, часто сопровождающиеся масштабными разливами нефти, представляют собой значительную экологическую угрозу. Потенциальная опасность взрывов и пожаров, вызванных такими авариями, способна привести к катастрофическим последствиям, в том числе человеческим жертвам. Поэтому обеспечение надежной и безопасной эксплуатации МН — задача первостепенной важности, требующая постоянного внимания и инвестиций.

Системы контроля и управления, автоматизация процессов, мониторинг состояния трубопроводов — это лишь часть мер по предотвращению

аварий. Однако даже при использовании самых современных технологий главным элементом остается надежность основного оборудования, прежде всего — магистральных насосов (МН).

Насосы магистральные — это высокотехнологичные агрегаты, работающие в экстремальных условиях: высокое давление, агрессивная среда, постоянные вибрации. Для обеспечения их бесперебойной работы необходимо регулярное техническое обслуживание, своевременный ремонт и замена изношенных деталей.

Комплексный подход к обеспечению надежности МН включает не только техническое обслуживание насосов, но и целый ряд других мероприятий: разработку и внедрение новых материалов, устойчивых к коррозии и износу; совершенствование систем контроля герметичности трубопроводов; внедрение интеллектуальных систем управления, позволяющих оперативно выявлять и устранять неполадки; разработку и применение эффективных методов ликвидации последствий аварий. Также важна роль подготовки и переподготовки персонала, ответственного за эксплуатацию и ремонт МН. Особое внимание уделяется развитию систем мониторинга состояния трубопроводов, основанных на применении современных датчиков и информационных технологий [1, 2]. Это позволяет своевременно выявлять нарастающие дефекты, предсказывать вероятность отказов и принимать превентивные меры. Все это требует значительных инвестиций, но экономические и экологические выгоды от предотвращения аварий на МН многократно перекрывают затраты на их обеспечение, так как безопасность и надежность трубопроводного транспорта — это не просто техническая задача, а залог экономического благополучия и экологической безопасности страны.

Объект и методы исследования

Объектом исследования выбран МН 10000-210 (рис. 1).



Рис. 1. Магистральный насос 10000-210

Центробежный магистральный электронасос типа НМ с производительностью 10 000 м³/ч используется для транспортировки нефти по магистральным трубопроводам. Эксплуатация насоса предполагает соблюдение определенных условий: температура нефти не должна превышать 80 °С, кинематическая вязкость должна быть не более 3 см²/с (что характерно для многих сортов нефти при таких температурах), а содержание механических примесей — не выше 0,05 % по объему, с максимальным размером частиц до 0,2 мм. Эти ограничения введены для предотвращения ускоренного износа насоса и обеспечения его стабильной и надежной работы. Засор насоса твердыми частицами может привести к снижению производительности, повреждению рабочих колес и подшипников, а в крайних случаях — к полной остановке оборудования. Поэтому перед подачей нефти в насос, как правило, используется система предварительной фильтрации. Насос НМ относится к категории центробежных насосов, принцип действия которых основан на преобразовании механической энергии электродвигателя в кинетическую энергию потока жидкости.

Для контроля работы насоса и защиты от аварийных ситуаций (например, перегрева или низкого давления) в системе, как правило, присутствуют датчики, контроллеры и защитная автоматика. Регулярное техническое обслуживание, включающее проверку состояния подшипников, уплотнений и рабочих колес, является залогом долгой и бесперебойной работы насоса типа НМ.

Конструкция корпуса насоса, особенно для высоконапорных агрегатов, таких как нефтяные или магистральные насосы, выступает критическим фактором, определяющим его надежность, долговечность и эффективность работы. Выбор конструкции напрямую зависит от трех основных параметров: давления перекачиваемой среды, ее температуры и физико-химических свойств. Эти факторы влияют не только на выбор материала корпуса, но и на его геометрию, способ сборки и наличие дополнительных элементов.

Для насосов, работающих с нефтью и нефтепродуктами, наиболее распространенной конструкцией служит корпус с осевым разъемом, обеспечивающий удобство обслуживания и ремонта. Однако для магистральных насосов, перекачивающих большие объемы жидкости под высоким давлением, преобладают спиральные корпуса. Их преимущество заключается в оптимальном распределении потока жидкости и снижении гидравлических потерь. Спиральный корпус, как правило, выполнен в виде разъемной конструкции, состоящей из двух основных частей: верхней крышки и нижней половины. Горизонтальный разъем значительно упрощает процесс разборки и осмотра внутренних механизмов, не требуя отсоединения насоса от трубопровода. Это существенно экономит время и снижает риски, связанные с разгерметизацией системы.

Верхняя часть корпуса часто оборудуется специальным штуцером для удаления воздуха при заполнении насоса, а нижняя — дренажным отверстием для слива жидкости при ремонте или техническом обслуживании. Современные корпуса насосов, особенно высокопроизводительных, изготавливаются из высокопрочных сталей, таких как 25Л или 20Л, методом

литья. Это позволяет получать сложные геометрические формы с высокой точностью размеров и чистотой поверхности. Процесс литья должен обеспечивать минимальную шероховатость внутренних каналов, чтобы свести к минимуму потери напора и кавитацию. Точность геометрии проточной части — критически важный фактор, влияющий на эффективность работы насоса. Любые неточности в размерах могут привести к вибрациям, шуму и преждевременному износу.

Корпус содержит ряд важных элементов: входной и напорный патрубки, обеспечивающие подключение к трубопроводу; опорные лапы, предназначенные для установки насоса на фундамент; система внутренних каналов (подводы, отводы, переходные каналы), оптимизированная для эффективного перемещения жидкости. Дизайн этих каналов тщательно рассчитывается с учетом гидравлических характеристик, минимизируя за-вихрения и потери энергии, описанные в [3, 4].

Для повышения надежности конструкция корпуса зачастую включает дополнительные ребра жесткости, особенно в зонах с максимальным давлением. Прочность корпуса — ключевой фактор безопасности. Внутренняя полость корпуса постоянно находится под высоким давлением, поэтому его конструкция подвергается тщательному анализу на прочность с учетом различных нагрузок, включая гидравлическое давление, вибрации и температурные напряжения. Прочностные расчеты часто проводятся с использованием методов конечных элементов (МКЭ), позволяющих оценить напряжения в различных точках корпуса и оптимизировать его конструкцию. Кроме того, производители часто проводят испытания на прочность готовых корпусов, чтобы подтвердить их соответствие проектным требованиям и гарантировать безопасную эксплуатацию.

Важно отметить, что выбор материала корпуса, толщина стенок и особенности конструкции напрямую зависят от конкретных условий работы насоса, включая давление, температуру и агрессивность перекачиваемой среды. В некоторых случаях могут применяться специальные покрытия или защитные слои для повышения коррозионной стойкости.

Главную роль играет устройство и функционирование ротора насоса. Ротор — это деталь насоса, определяющая эффективность, надежность и долговечность всей системы. Он представляет собой сложную сборочную единицу, отвечающую за преобразование вращательного движения электродвигателя в энергию потока жидкости.

Для корректной работы ротора крайне важна его точная установка в корпусе насоса. Осевое положение регулируется подбором толщины дистанционного кольца, которое задает необходимый зазор между рабочим колесом и корпусом. Центровка ротора выполняется путем перемещения корпусов подшипников с использованием регулировочных валков, после чего корпуса фиксируются штифтами. Ротор опирается на подшипники скольжения, работающие с принудительной смазкой. Система смазки играет важнейшую роль в продлении срока службы подшипников и предотвращении их преждевременного износа. В аварийных ситуациях, таких как отключение электроэнергии, смазка шеек вала обеспечивается смазочными кольцами, что предотвращает сухое трение и защищает оборудование.

Для устранения остаточных неуравновешенных сил, возникающих во время работы, применяется радиально-упорный сдвоенный шарикоподшипник, который также функционирует с принудительной смазкой. Такая конструкция обеспечивает устойчивость работы и снижает уровень вибраций, что способствует увеличению срока службы насоса. Герметизация ротора — еще один важный элемент его конструкции. Концевые уплотнения ротора выполнены в виде механических уплотнений, рассчитанных на рабочее давление до 4,9 МПа. Конструкция торцевого уплотнения позволяет разбирать и собирать насос без необходимости демонтажа крышки и корпусов подшипников, что существенно упрощает процесс технического обслуживания, как описано в [5–7]. Герметичность достигается за счет плотного прилегания неподвижного кольца к врачающемуся кольцу под действием гидростатического давления перекачиваемой жидкости.

Диаметр вала ротора изменяется по его длине. Наибольший диаметр предусмотрен в зоне посадки рабочего колеса, что обеспечивает необходимую прочность и жесткость конструкции. Высокая точность обработки посадочных поверхностей вала (второй класс точности) обеспечивает надежное соединение всех компонентов ротора и предотвращает возникновение вибраций. Заключим, что ротор насоса — это высокоточный и сложный механизм, от качества изготовления и сборки которого зависит надежная и экономичная работа всего насосного агрегата. Понимание его конструкции и принципа работы позволяет своевременно проводить техническое обслуживание и предотвращать поломки, что способствует бесперебойной работе оборудования и снижает затраты на его эксплуатацию.

Результаты исследования

Для того чтобы следить за техническим состоянием насосного агрегата, необходима система контроля и диагностики оборудования. Существуют разные методики, описанные в [1, 2, 8].

За основу взята система СКиД ДВТ43.20 (рис. 2), которая используется для измерения и мониторинга среднеквадратического значения виброскорости в подшипниковых опорах, относительного виброперемещения валов и других элементов, а также для определения относительного смещения врачающихся валов, корпусов подшипников, деталей и узлов, наклона опор цилиндров.

Аппаратура ДВТ43.20 предназначена для измерения и контроля следующих параметров:

- среднеквадратическое значение (СКЗ) виброскорости подшипниковых опор;
- относительное виброперемещение врачающихся валов и других узлов;
- относительное смещение врачающихся валов;
- относительное смещение корпусов подшипников, а также положение запорных и регулирующих органов;
- частота вращения ротора.

Функции аппаратуры включают:

- измерение параметров и преобразование их в унифицированные сигналы постоянного тока;
- сравнение измеренных параметров с заданными уровнями и сигнализацию о превышении этих уровней;
- формирование сигналов для отключения оборудования в аварийных ситуациях;
- формирование сигналов мгновенных значений параметров, включая частоту вращения;
- генерацию опорного импульса, соответствующего частоте вращения агрегата.

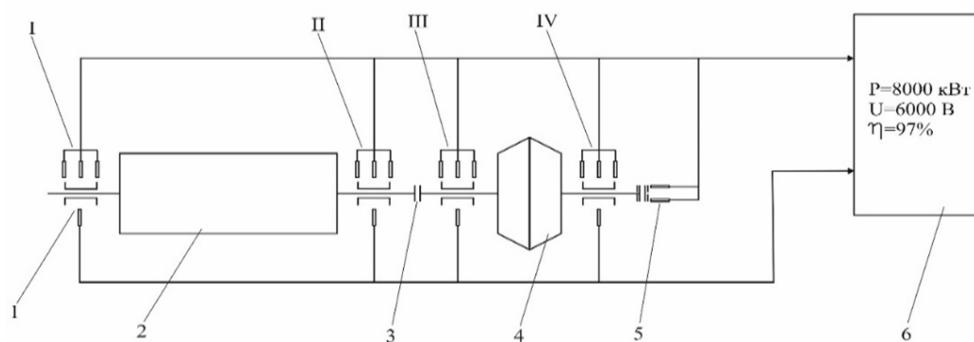


Рис. 2. Блок схема СКиД ДВТ43.20: I, II, III, IV—подшипники
1—осевой сдвиг; 2—электродвигатель; 3—муфта; 4—насос;
5—тахометр; 6—стойка сигнализации и защиты агрегата

С помощью датчиков в режиме реального времени оператор может наблюдать пиковые точки трендов показателей насоса, что позволяет инженерам оперативно принимать решение — остановить или продолжить работу насосного агрегата.

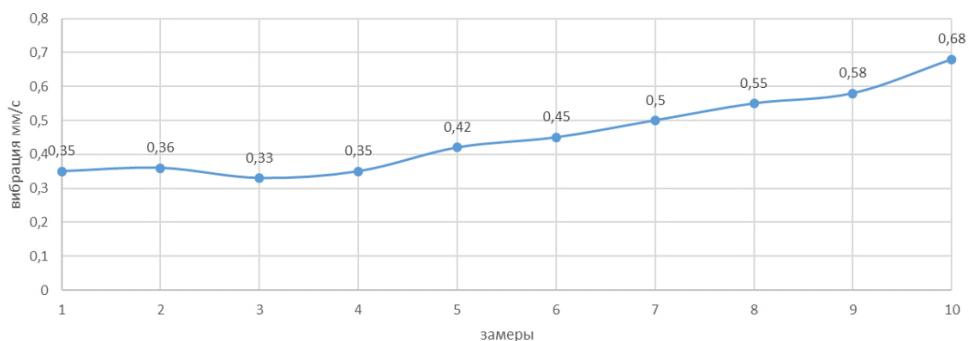


Рис. 3. Тренд по вертикали I подшипника

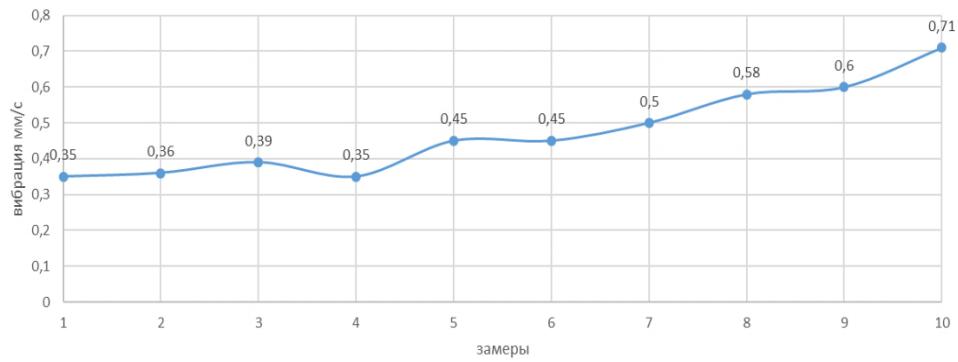


Рис. 4. Тренд по горизонтали I подшипника

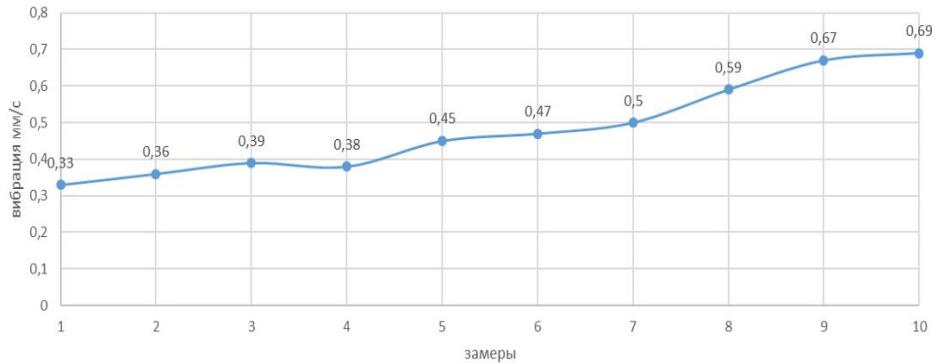


Рис. 5. Тренд по осевому сдвигу I подшипника

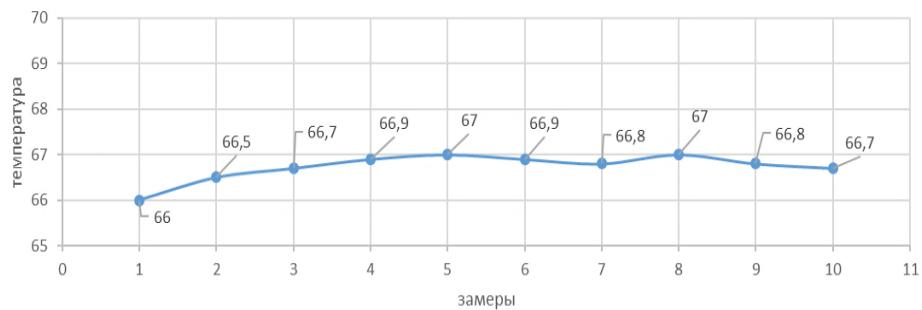


Рис. 6. Тренд температуры подшипников

По результатам анализа представленных графиков (рис. 3–6) делаем вывод, что подшипники вышли за пределы своей рабочей зоны. Это привело к повышению их температуры на 20 °C по сравнению с номинальным значением, приведенным в [9–11].

Далее следует изучить график вибрации (рис.7), чтобы определить, работает ли насос в оптимальной зоне, и оценить, насколько снизился его КПД.

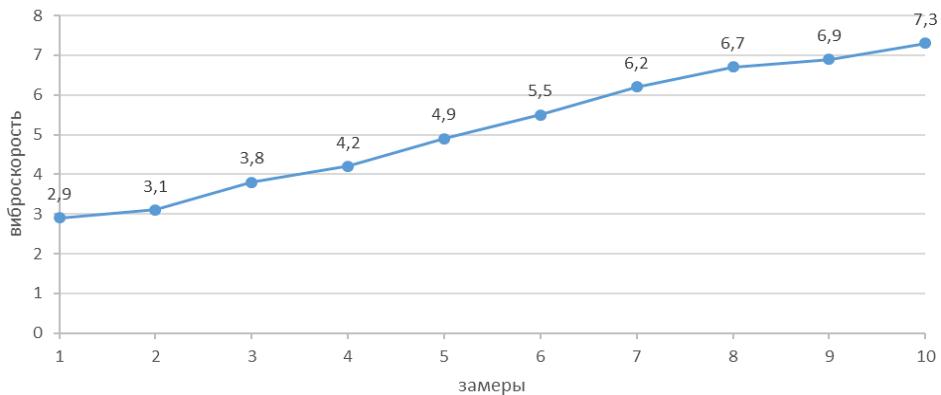


Рис. 7. Тренд вибрации магистрального насоса

Режимы работы насоса при вибрациях различного уровня можно условно разделить на зоны (рис. 8), которые обычно классифицируются в зависимости от уровня вибрации и ее влияния на оборудование.

Классификация по скорости вращения и габаритам	Высота по оси (габарит)	мм		
		<=225	225–550	>550
1	1	До 1 800 об/мин	До 1 000 об/мин	–
2	2	1 800–4 500 об/мин	1 000–1 800 об/мин	600–1 500 об/мин
3	3	4 500–12 000 об/мин	1 800–4 500 об/мин	1500–3600 об/мин

Рис. 8. Шкалы градации пределов вибрации (от минимального до максимально допустимого значения)

Основные зоны (рис. 9), которые могут быть выделены, и их характеристики:

- Оптимальная зона: уровень вибрации находится в пределах допустимых норм; насос работает стабильно, без повышенного износа оборудования.
- Допустимая зона: уровень вибрации немного превышает оптимальные значения, но остается в пределах, допустимых для кратковременной работы; требуется мониторинг состояния оборудования и планирование профилактических мероприятий; возможны незначительные отклонения в работе, но критических повреждений нет.
- Критическая зона: уровень вибрации значительно превышает допустимые нормы; насос работает в нештатном режиме, что может привести к ускоренному износу подшипников, уплотнений и других компонентов.

тов; требуется немедленное вмешательство: остановка оборудования, диагностика и устранение причин повышенной вибрации.

- Аварийная зона: уровень вибрации крайне высокий, что указывает на серьезные неисправности; продолжение работы насоса в таком режиме может привести к разрушению оборудования или аварии; необходима немедленная остановка и проведение ремонтных работ.

Насос работает в критической зоне, что требует немедленного вмешательства: остановки оборудования, диагностики и устранения причин повышенной вибрации. Исходя из этого можно предположить, что снижение КПД вызвано такими факторами, как повышенный износ подшипников, дисбаланс ротора, кавитация или другие механические повреждения.

Виброскорость, $\text{мм}/\text{с}^2$	Классификация /уровни		
	1	2	3
0,28			
0,45		Оптимальная зона	
0,71			
1,12			
1,8	Допустимая зона		
2,8			
4,5		Критическая зона	
7,1			
11,2		Аварийная зона	
18			
28			

Рис. 9. Уровни вибрации (виброскорости) в зависимости от габаритов агрегата и скорости вращения его вала

Для определения величины снижения КПД необходимо провести расчеты.

Число подобия Рейнольдса Re

$$Re = n \cdot \frac{D_2^2}{60V},$$

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

$$Re = \frac{3000 \cdot 0,532}{60 \cdot 13,5 \cdot 10^{-6}} = 1970370.$$

Коэффициент быстроходности насоса n_s

$$n_s = 3,65 \cdot n \cdot \frac{\sqrt{\frac{Q_H}{K_{bc}}}}{\left(\frac{H_H}{K_{CT}}\right)^{0,75}},$$

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

$$n_s = 3,65 \cdot 300 \cdot \frac{\sqrt{\frac{12500}{2 * 12500}}}{\left(\frac{210}{1}\right)^{0,75}} = 140,4.$$

Переходное число Рейнольдса Re_n

$$Re_n = 3,16 * 10^5 * n_s^{-0,305};$$

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

$$Re > Re_n$$

Так как число Рейнольдса больше переходного числа Рейнольдса, то пересчет характеристик на вязкую жидкость проводить не нужно. Обточка рабочего колеса не выполнялась, поэтому пересчет характеристики на новый диаметр $D_{2(\text{обт})}$ проводить также нет необходимости. Для дальнейших расчетов используется паспортная характеристика насоса НМ 10000-210 со сменным ротором на подачу 12 500 м³/ч. Исходными данными для расчета со сменным ротором насоса НМ 10 000-210 можно принять величины из таблицы 2.

Таблица 2
Исходные данные

Подача насоса	$Q = 12500 \text{ м}^3/\text{ч}$
Напор насоса	$H = 210 \text{ м}$
КПД насоса	$\eta = 87\%$
Тип электродвигателя	СТД-6300
КПд электродвигателя	$\eta = 97\%$
Плотность нефти	$P_H = 861,9 \text{ кг}/\text{м}^3$
Вязкость нефти	$V_H = 13,5 \text{ мм}^2/\text{с}$
Давление на входе	$P_{\text{вход}} = 2,71 \text{ МПа}$
Давление на выходе	$P_{\text{выход}} = 4,56 \text{ МПа}$
Мощность электродвигателя	$N = 6965,7 \text{ кВт}$
Расход нефти	$Q = 10655 \text{ м}^3/\text{ч}$

Мощность на валу насоса $N_{\text{вал}}$ рассчитывается следующим образом:

$$N_{\text{вал}} = N_{\text{эл}} * \eta_{\text{дв}},$$

где $N_{\text{эл}}$ — мощность, потребляемая электродвигателем из сети, кВт.

$$N_{\text{вал}} = 6965,7 * 0,97 = 6756,7 \text{ кВт}.$$

Напор насоса H определяется

$$H = \frac{(P_{\text{выход}} - P_{\text{вход}})}{\rho * g},$$

где $P_{\text{выход}}$ — давление на выходе, МПа; $P_{\text{вход}}$ — давление на входе, МПа; ρ — плотность жидкости, кг/м³.

$$H = (4,56 - 2,71)/9,8 * 861,9 = 219,02 \text{ м.}$$

Полезная мощность насоса определяется по формуле

$$N_{\text{п}} = \frac{\rho * g * Q * H}{1000},$$

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

$$N_{\text{п}} = \frac{861,9 * 9,8 * 2,56 * 219,02}{1000} = 4735,95 \text{ Вт.}$$

Коэффициент полезного действия насоса η

$$\eta = \frac{N_{\text{п}}}{N_{\text{эл}}},$$

где $N_{\text{п}}$ — полезная мощность, Вт; $N_{\text{вал}}$ — мощность на валу, кВт.

$$\eta = \frac{4735,95}{6756,7} * 100\% = 70,1\%.$$

Далее необходимо привести мощность к номинальной сти, $N_{\text{эл(пер)}}$

$$N_{\text{эл(пер)}} = N_{\text{эл}} \left(\frac{\rho_{\text{в}}}{\rho} \right),$$

где $N_{\text{эл}}$ — мощность, потребляемая электродвигателем из сети, кВт; ρ — плотность жидкости, кг/м³:

$$N_{\text{эл(пер)}} = 6756,7 * \left(\frac{998,2}{861,9} \right) = 7825,2 \text{ кВт.}$$

Далее рассмотрим аппроксимацию магистрального насоса. Характеристики насосов аппроксимируются следующими аналитическими зависимостями

$$\begin{aligned} H_n &= a_0 + a_1 Q + a_2 Q^2 + a_3 Q^3, \\ N_n &= b_0 + b_1 Q + b_2 Q^2 + b_3 Q^3, \\ \eta_n &= c_0 + c_1 Q + c_2 Q^2 + c_3 Q^3, \end{aligned}$$

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 (табл. 3); Q — подача насоса м³/с.

Таблица 3

Коэффициенты аппроксимации характеристик насоса

HM 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
6 087,6	-640,61	983,47	-196,46
c_0	c_1	c_2	c_3
-1,9015	70,794	-16,385	0,9235

Далее определяют паспортные значения параметров по уравнениям аппроксимации

$$N_{\text{п}} = 7613,1 \text{ кВт} ; H_{\text{п}} = 251,5 \text{ м} ; \eta = 88\% .$$

Расчет величин отклонений фактических параметров от паспортных значений.

Отклонение мощности насоса:

$$\delta_N = \frac{N_{\text{п}} - N}{N_{\text{п}}} * 100\% ;$$

$$\delta_N = \frac{7613,1 - 6965,1}{7613,1} * 100\% = 8,5\% .$$

Отклонение напора насоса:

$$\delta_H = \frac{H_{\text{п}} - H}{H_{\text{п}}} * 100\% ;$$

$$\delta_H = \frac{219,1 - 210}{219,1} * 100\% = 4,15\% .$$

Отклонение КПД насоса:

$$\delta_{\eta} = \frac{\eta_{\text{п}} - \eta}{\eta_{\text{п}}} * 100\% ; \#$$

$$\delta_{\eta} = \frac{88 - 79,4}{88} * 100\% = 9,8\% .$$

Предельная абсолютная погрешность расчета КПД:

$$\varepsilon_{\eta} = \frac{\eta}{100} * \sqrt{\delta * Q^2 + \delta * N_1^2 + \delta * \eta_{\text{эл}}^2 + \frac{P_{n2}^2 * \delta * P_{n2}^2 + P_{n1}^2 * \delta * P_{n1}^2}{P_{\text{м2}} - P_{\text{м1}}}} =$$

$$= \frac{74,9}{100} * \sqrt{2^2 + 0,8^2 + 0,5^2 + \frac{(100 * 10^5)^2 * 0,25^2 + (60 * 10^5)^2 * 0,25^2}{(46,7 * 10^5 - 27,1 * 10^5)^2}} =$$

$$= \frac{74,9}{100} * \sqrt{4 * 0,64 + 0,25 + \frac{0,25^2 * 10^{10} * (100^2 + 60^2)}{10^{10} (46,7^2 - 27,1^2)}} =$$

$$= \frac{74,9}{100} * \sqrt{4 + 0,64 + 0,25 + 0,53} = 79,4^{-2} * \sqrt{5,42} = 1,85\% . \#$$

Обсуждение

Отклонение КПД насоса с учетом абсолютной погрешности расчетов превышает допустимое значение на 7,9 %, что, в соответствии с РД 390147103-342-89, указывает на необходимость проведения ремонта. Характеристики насоса деформированы: значения напора и КПД ниже паспортных, а мощность превышает нормативные показатели.

Вероятной причиной деформации характеристик являются значительные утечки через уплотнение рабочего колеса и торцевые уплотнения, а также неисправность обратного клапана. На основе данного анализа принимается эксплуатационное решение о необходимости остановки или продолжения работы оборудования.

Выводы

Так, анализ конструкции и принципов работы насосов, таких как НМ 10000-210, показывает, что высокое качество материалов, грамотное проектирование и регулярное техническое обслуживание являются ключевыми факторами для предотвращения аварий и обеспечения надежной работы оборудования.

Особое внимание следует уделять влиянию таких параметров, как давление, температура и физико-химические свойства перекачиваемой среды, на выбор материалов и технологий изготовления насосов.

Список источников

1. Земенкова, М. Ю. Интеллектуальный мониторинг состояния объектов трубопроводного транспорта углеводородов с применением нейросетевых технологий / М. Ю. Земенкова, Е. Л. Чижевская, Ю. Д. Земенков. – DOI 10.31897/РМ1.2022.105. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 933–944.
2. Земенкова, М. Ю. Интеллектуальное управление состоянием систем транспорта углеводородов с использованием нейросетевой идентификации / М. Ю. Земенкова, Е. Л. Чижевская, Ю. Д. Земенков. – Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт : теория и практика. – 2021. – № 1(77). – С. 50–54.
3. Сычева, С. Н. Оценка технического состояния насосного оборудования на НПС / С. Н. Сычева. – Текст : непосредственный // Синергия наук. – 2018. – С.1080–1085.
4. Ахметзянов, Л. М. Увеличение срока службы насосного оборудования / Л. М. Ахметзянов. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-5-116-120. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 5(131). – С. 116–120.
5. Симакин, С. М. Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири / С. М. Симакин. – Томск, 2022. – 127 с. – Текст : непосредственный.
6. Джумагазиева, Ш. К. Современные методы диагностики насосного оборудования нефтяных промыслов / Ш. К. Джумагазиева. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. – 2016. – № 5-1. – С. 82–85.

7. Земенкова, М. Ю. Системный мониторинг показателей надежности объектов трубопроводного транспорта : специальность 05.13.01 «Системный анализ, управление и обработка информации (по отраслям)» : автореферат дис. ... канд. технических наук : / Мария Юрьевна Земенкова; Тюмень, 2007. – 16 с. – Место защиты: Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Текст : непосредственный.
8. Глубокий, А. В. Совершенствование методики расчета надежности для нефтегазового оборудования на примере центробежных секционных насосных агрегатов / А. В. Глубокий. – Красноярск : СФУ, 2016. – 73 с. – Текст : непосредственный.
9. Многоуровневая техническая диагностика как инструмент управления безопасностью и надежностью объектов нефтегазовой отрасли / В. М. Спасибов, Ю. Д. Земенков, С. Н. Бастиров [и др.]. – DOI 10.33677/ggianas20230200105. – Текст : непосредственный // Известия Национальной академии наук Азербайджана. Серия : Науки о Земле. – 2023. – № 2. – С. 89–98.
10. Земенкова, М. Ю. Оперативный мониторинг режимов транспорта нефти при частотном регулировании насосного агрегата / М. Ю. Земенкова, А. А. Гладенко, Ю. Д. Земенков. – DOI 10.25206/2310-9793-2018-6-2-16-21. – Текст : непосредственный // Динамика систем, механизмов и машин. – 2018. – Т. 6, № 2. – С. 16–21.
11. Разбойников, А. А. Разработка методики оценки энергетической эффективности магистрального нефтепровода / А. А. Разбойников, Н. С. Барсуков. – DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10018. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2019. – № 2(69). – С. 65–69.

References

1. Zemenkova, M. Yu., Chizhevskaya, E. L., & Zemenkov, Yu. D. (2022). Intelligent monitoring of the condition of hydrocarbon pipeline transport facilities using neural network technologies. *Journal of Mining Institute*, (258), pp. 933-944. (In Russian). DOI: 10.31897/PMI.2022.105
2. Zemenkova, M. Yu., Chizhevskaya, E. L., & Zemenkov, Yu. D. (2021). Intelligent control of the state of hydrocarbon transport systems using neural network identification. *Truboprovodny transport : teoriya i praktika*, 1(77), pp. 50-54. (In Russian).
3. Sycheva, S. N. (2018). Otsenka tekhnicheskogo sostoyaniya nasosnogo oborudovaniya na NPS. *Sinergiya nauk*, pp.1080-1085. (In Russian).
4. Akhmetzyanov, L. M. (2018). Increasing the service life of pumping equipment. *Oil and gas studies*, 5(131), pp. 116-120. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-5-116-120
5. Simakin, S. M. (2022). Razrabotka meropriyatiy po povysheniyu effektivnosti ekspluatatsii tsentrobezhnykh magistral'nykh nasosov na primere ob"ekta, raspolozhennogo v Zapadnoy Sibiri. Tomsk, 127 p. (In Russian).
6. Dzhumagazieva, Sh. K. (2016). Sovremennye metody diagnostiki nasosnogo oborudovaniya neftyanykh promyslov. *Aktual'nye problemy gumanitarnykh i estestvennykh nauk*, (5-1), pp. 82-85. (In Russian).
7. Zemenkova, M. Yu. (2007). Sistemnyy monitoring pokazateley nadezhnosti ob"ektov truboprovodnogo transporta. *Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk*. Tyumen, 16 p. (In Russian).
8. Glubokiy, A. V. (2016). Sovrshenstvovanie metodiki rascheta nadezhnosti dlya neftegazovogo oborudovaniya na primere tsentrobezhnykh sektsionnykh nasosnykh agregatov. Krasnoyarsk, SFU Publ., 73 p. (In Russian).

9. Spasibov, V. M., Zemenkov, Yu. D., Bastrikov, S. N., Zemenkova, M. Yu., & Chizhevskaya, E. L. (2023). Multilevel technical diagnostics as a tool for managing the safety and reliability of oil and gas facilities. Proceedings of the Azerbaijan national academy of sciences. The sciences of earth, (2), pp. 89-98. (In Russian). DOI: 10.33677/ggianas20230200105
10. Zemenkova, M. Yu., Gladenko, A. A., & Zemenkov, Yu. D. (2018). Operativnyy monitoring rezhimov transporta nefti pri chastotnom regulirovaniyu nasosnogo agregata. Dinamika sistem, mekhanizmov i mashin, 6(2), pp. 16-21. (In Russian). DOI: 10.25206/2310-9793-2018-6-2-16-21.
11. Razboynikov, A. A., & Barsukov, N. S. (2019). Development of the methodology for assessing the energy efficiency of the main oil pipeline. Exposition Oil Gas, 2(69), pp. 65-69. (In Russian). DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10018

Информация об авторах / Information about the authors

Разбойников Александр Адольфович, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Земенкова Мария Юрьевна, доктор технических наук, профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, muzemenkova@mail.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8106-0683>

Чижевская Елена Леонидовна, кандидат экономических наук, доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0158-3538>

Уктаамбоеев Жамишид Хурсанд, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Пономарева Татьяна Георгиевна, кандидат технических наук, доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ponomareva@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3264-2345>

Шабаров Александр Борисович, доктор технических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Aleksandr A. Razboynikov, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Maria Yu. Zemenkova, Doctor of Engineering Sciences, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, muzemenkova@mail.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8106-0683>

Elena L. Chizhevskaya, Candidate of Economic Sciences, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0158-3538>

Uktamboev Jamshid Khursand, Student, Industrial University of Tyumen

Tatiana G. Ponomareva, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, ponomarevatg@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3264-2345>

Aleksandr B. Shabarov, Doctor of Engineering Sciences, Professor at the Department of Applied and Technical Physics, University of Tyumen

Поступила в редакцию / Received 30.09.2025

Поступила после рецензирования / Revised 31.10.2025

Принята к публикации / Accepted 05.11.2025