

УДК 371.64/69

**КОМПЬЮТЕРНЫЙ ИМИТАЦИОННЫЙ ТРЕНАЖЕР
ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТЫ УСТАНОВКИ СКВАЖИННОГО
ГЛУБИННОГО НАСОСА**

К.М. Черезов
(Тюменский государственный нефтегазовый университет)

*Имитация, тренажер, установка скважинного глубинного насоса,
станок-качалка*

Simulation, trainer, deep-well pumping unit, conventional pumping unit

Computer simulator for study of deep well pumping unit operation. Cherezov K.M.

We reviewed the experience of creating and using the computer simulation trainers in the learning process of the Tyumen State Oil and Gas University to study sucker-rod pumps operation. The computer simulation trainer allows to learn to change a mode of operation of sucker-rod pumps (a change of stroke length), to balance the sucker-rod pump drive and to use dynamometry of submersible sucker-rod pump. Fig.5, table.1, ref.3.

Способ добычи нефти при помощи установка скважинного глубинного насоса (УШГН) является одним из наиболее распространенных на территории не только Западной Сибири, но и России в целом. Правильная эксплуатация данного оборудования и своевременная диагностика возможных неисправностей является важной задачей для экономической и безаварийной добычи нефти. По этой причине в учебных дисциплинах нефтегазового профиля правильной эксплуатации и диагностике нефтегазодобывающего оборудования уделяется особое внимание.

Однако проведение лабораторного практикума, адекватного производственным задачам, при изучении УШГН, сопряжено с большой сложностью и значительными производственными затратами [1]. Например, проведение лабораторного практикума по динамометрированию реально работающего оборудования УШГН, содержащего какие-либо неисправности (обрыв штанг, большой газовый фактор добываемой пластовой жидкости, неисправность погружного насоса и т.д.) несмотря на большой познавательный интерес, не представляется возможным.

Для проведения такого рода практикумов ведущие вузы широко используют имитаторы и тренажеры. Опыт создания имитаторов свидетельствует, что наиболее ответственным и трудоемким этапом их разработки является построение математической модели, адекватно отражающей реальные условия испытаний и протекающих процессов, и обеспечение их фотореалистичного отображения на экране монитора ПК.

Создан «Компьютерный имитационный тренажер для исследования работы УШГН» для проведения лабораторных работ, выполняемых в рамках учебных дисциплин «Эксплуатация, ремонт и монтаж нефтегазопромыслового оборудования» и «Нефтегазопромысловое оборудование для добычи нефти». Компонировка УШГН выбрана по условию наибольшего распространения в нефтегазовой отрасли. Прототип виртуальной модели состоит из наземного привода - ПШГН8-3-5500 производства ПО «Уралтрансмаш».

Компоновка колонны НКТ выбирается из следующего ряда: НКТ 60х5 Д; НКТ 73х5,5 Д; НКТ 89х6,5 Д - ГОСТ 633-80.

Компоновка колонны насосных штанг выбирается из следующего ряда: ШН-

Машины, оборудование и обустройство промыслов

16; ШН-19; ШН-22; ШН-25.

Погружной насос выбирается из следующего ряда: НВ2Б-32; НВ2Б-38; НВ2Б-44; НВ2Б-57; НН2Б-70.

Программа обеспечивает 3D – отображение оборудования УШГН (рис.1, 2), возможность управления, наблюдение за происходящими процессами и считывание показаний приборов, то есть обеспечивается возможность изменения режима работы УШГН, исследование токовых характеристик электродвигателя привода, балансировка привода УШГН и проведение динамометрирования погружного штангового насоса.

По полученным результатам исследования можно анализировать:

- подачу погружного насоса в зависимости от характеристик привода;
- уравнированность привода УШГН в зависимости от положения грузов и нагрузки на канатной подвеске;
- характер работы погружного штангового насоса, наличие характерных неисправностей и их качественное значение.



Рис. 1. Вид рабочего экрана программы – общий вид УШГН



Рис.2. Вид рабочего экрана программы – панель управления приводом УШГН

Устройство и работа имитируемого оборудования УШГН

Установка штангового глубинного насоса для эксплуатации однопластовых месторождений состоит:

- из наземного привода;
- оборудования устья скважины;
- колонны подъемных труб;
- колонны штанг;
- штангового скважинного насоса.

Наземный привод (ПШГН8-3-5500) представлен на рис. 3. Характеристики привода приведены в таблице.

Наземный привод – станок-качалка (см. рис. 3) с помощью колонны штанг приводит в работу штанговый скважинный насос, обеспечивающий перемещение пластовой жидкости с забоя скважины по колонне подъемных труб на дневную поверхность.

Механический привод ПШГН состоит из трансмиссии, предназначенной для снижения частоты вращения вала двигателя до частоты качаний штанг и преобразующего механизма, предназначенного для преобразования вращательного движения кривошипа в возвратно-поступательное движение штанг. Связь электродвигателя с понижающим редуктором осуществляется клиноременной передачей.

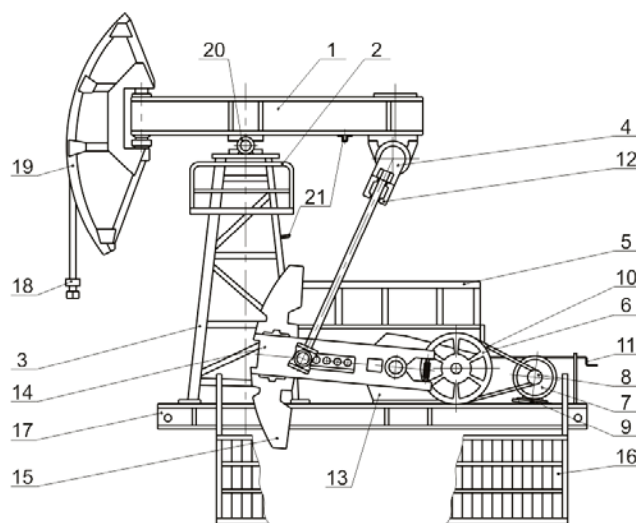


Рис. 3. Общая схема ПШГН:

- 1 – балансир с опорой; 2 – площадка верхняя; 3 – стойка; 4 – шатун;
 5 – смотровая площадка; 6 – шкив ведомый; 7 – электродвигатель;
 8 – шкив ведущий; 9 – плита поворотная; 10 – ремень; 11 – рукоятка тормозного устройства;
 12 – траверса; 13 – редуктор; 14 – кривошип; 15 – противовес;
 16 – ограждение; 17 – рама; 18 – подвеска устьевых штоков; 19 – головка балансира;
 20 – опора балансира; 21 – крюки для установки стяжки (смена длины хода)

Для проведения изменения длины хода привода УШГН необходимо выполнить перечень работ, описанных в техническом руководстве по пользованию УШГН.

1. Освободить головку балансира от нагрузки, установив устьевой шток на зажим.
2. Установить кривошипы в горизонтальном положении (при необходимости раскачкой кривошипа) и затянуть тормоз.
3. Установить стяжку между балансиром и стойкой, закрепив ее в проушине съемным пальцем.
4. Отсоединить шатуны от корпуса нижней головки шатунов.
5. Расстопорить и отвернуть гайки оси кривошипа, снять ось кривошипа вместе с нижней головкой шатуна и разрезной втулкой.
6. Вставить с наружной стороны в соответствующее выбранной длине хода штока отверстие кривошипа разрезную втулку. Во втулку ставить ось, при этом бурт втулки должен упереться в кривошип, а лыски на оси должны быть заведены за выступы кривошипа. Надеть с внутренней стороны кривошипа на ось круглую шайбу и завернуть гайку, надеть стопорную шайбу, завернуть контргайку и застопорить отгибкой стопорной шайбы на грани гайки и контргайки. Гайку

Машины, оборудование и обустройство промыслов

оси кривошипа затягивают усилием двух рабочих при длине рукоятки 2 м.

7. Провести в том же порядке установку и закрепление оси на другом кривошипе.

Для уравнивания привода необходимо выполнить и определить требуемое число и расположение противовесов на кривошипах из выбранного режима эксплуатации.

Необходим предварительный расчет (ввиду пуска в работу).

Требуемое уравнивание:

$$CB1 = \frac{P_{MAX} + P_{MIN}}{2} - CB_{KONSTR}, \quad (1)$$

где $CB1$ – требуемое уравнивание, кг; CB_{KONSTR} – конструктивная неуравновешенность привода, кг.

Характеристики привода (ПШГН8-3-5500)

Основные технические данные привода	
Номинальная нагрузка на устьевом штоке, кН (кгс)	80 (8000)
Длина хода устьевого штока при порядковом номере отверстия на кривошипе, м	
Отверстие 1	1,2
Отверстие 2	1,6
Отверстие 3	2,0
Отверстие 4	2,5
Отверстие 5	3,0
Число качаний балансира в мин	3 ч 8,5
Система уравнивания	Кривошипная
Номинальный крутящий момент на выходном валу редуктора, кН·м (кгс·м)	55 (5500)
Передаточное число редуктора	51,45
Тип клинового ремня	С/В/-400 ТХЛ-2
Количество клиновых ремней	6
Тип электродвигателя	4МТКМСК225М6УХЛ-2; N = 25 кВт; n = 1000 об/мин; ТУ16-92ИАФК.626422
Максимальная мощность электродвигателя, кВт	30
Габаритные размеры привода, мм	
Длина	6925
Ширина без ограждения	2250
Высота	5385
Масса привода, кг	13000
Основные технические данные редуктора ПШГН	
Номинальный крутящий момент на выходном валу редуктора, кН·м (кгс·м)	55 (5500)
Передаточное число	51,45
Объем масла в картере, л	80
Габаритные размеры, мм	
Длина	1740
Ширина	1980
Высота	960
Масса (сухая), кг	3500
Основные технические данные управления электрооборудованием	
Режим работы привода	Ручной Автоматический Дистанционный
Питание электрооборудования привода	
Напряжение, В	380
Частота, Гц	50, 60

По рассчитанному значению $CB1$ и принятой длине хода по диаграмме определяется место установки противовесов на кривошипах.

Доуравнивание производится по показаниям амперметра

Уравновешенность считается удовлетворительной, если разность между показаниями амперметра при ходах штока вверх и вниз не превышает 10% от по-

лусуммы двух максимальных значений силы тока за цикл.

Корректировку уравнивания осуществляют исходя из замеров максимальных значений силы тока при ходах вверх и вниз. Суммарное расстояние, на которое требуется переместить в совокупности противовесы, для достижения уравниженности определяется по формуле

$$\Delta r = \frac{2000 \cdot (I_B - I_H)}{Q_p \cdot n}, \quad (2)$$

где Δr – искомое расстояние, см; $(I_B - I_H)$ – разность максимальных значений силы тока при ходах вверх и вниз, А; Q_p – масса противовеса, кг.

Для проведения динамометрирования на скважине необходимо следующее:

- 1) включить динамограф (рис.4);
- 2) установить номер куста и скважины. При необходимости изменить параметры в режимах установки прибора;
- 3) выключить динамограф;
- 4) установить динамограф в межтраверсное пространство, следуя порядку безопасного монтажа динамографа, описанному в техническом руководстве пользователя прибором;
- 5) включить динамограф;
- 6) запустить необходимый вид исследования, нажав одну клавишу «ДИНАМОГРАММА».

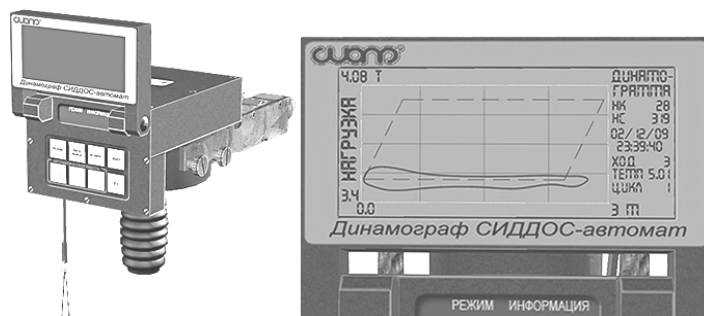


Рис. 4. Вид рабочего экрана программы – динамограф «Сидосс-Автомат»

Проведение исследований полностью автоматизировано. Работа оператора сводится к выполнению команд динамографа на запуск и остановку станка-качалки. Команды подаются световой индикацией и звуковыми сигналами. После окончания исследования прозвучит звуковой сигнал и динамограф самостоятельно выключится;

7) после завершения исследования демонтировать динамограф, следуя порядку безопасного демонтажа динамографа, описанному в техническом руководстве пользователя прибором.

При проведении динамометрирования возможно получение следующих неисправностей, характеризующих работу погружного насоса УШГН (рис. 5, пунктиром показана -

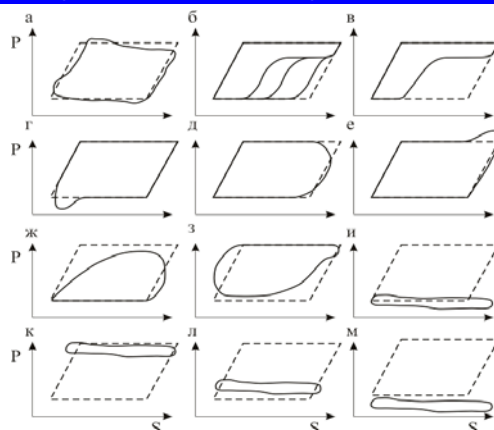


Рис. 5. Практические динамограммы работы УШГН

ны линии теоретической динамограммы): б – влияние газа; в – превышение подачи насоса над притоком в скважину; г – низкая посадка плунжера; д – выход плунжера из цилиндра невставного насоса; е – удары плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса; ж – утечки в нагнетательной части; з – утечки во всасывающей части; и – полный выход из строя нагнетательной части; к – полный выход из строя всасывающей части; л – полужонтовый характер работы насоса; м – обрыв штанг.

Программная реализация выполнена при помощи системы автоматизированного проектирования компьютерных имитационных тренажеров (САПР КИТ). Тренажер разработан в НИИ ЭОР ТюмГНГУ (<http://cde.tsogu.ru>) и внедрен в учебный процесс.

Список литературы

1. Сызранцев В.Н. Компьютерные тренажеры для обучения студентов нефтегазового направления / В.Н. Сызранцев, М.Д. Гаммер, К.М. Черезов // *Бурение и нефть*. 2006, №10. – С.34 – 36.
2. Привод штанговых глубинных насосов ПШГН8-3-5500: паспорт изделия: разработчик и изготовитель ПО Уралтрансмаш. – Екатеринбург, 1993. – 66 с.
3. Динамограф «СИДДОС-автомат»: техническое описание, инструкция по эксплуатации: разработчик и изготовитель ЗАО «Компания СИАМ». – Томск, 2008. –19 с.

Сведения об авторе

Черезов К. М., ассистент кафедры МОП, Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел.: (3452)48-45-63, e-mail: cherezoff@rambler.ru

Cherezov K.M., postgraduate student, Department MOP, Tyumen State Oil and Gas University, phone: (3452)48-45-63, e-mail: cherezoff@rambler.ru

УДК 622.692.4.004 (06)

АЛГОРИТМ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НАСОСНОГО АГРЕГАТА ПРИ ВИБРАЦИОННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Д.Ю. Петров, Н.А. Малюшин
(Институт «Нефтегазпроект», г.Тюмень)

Магистральный насос, ресурс, ремонт, регулирование режима, вибрация

Trunk-line pumping unit, life, repair, operation mode control, vibration

Algorithm for estimation of technical condition of the trunk line pumping unit under vibration effects. Petrov D.Yu., Malyushin N.A.

An application of trunk-line pumping units of new generation ensuring a failure-free operation of oil pumping stations power equipment is proposed to prevent emergency situations and to run a timely repairs. Fig. 4.

Обеспечение безотказного режима работы энергетического оборудования нефтеперекачивающих станций является приоритетной задачей современных трубопроводных систем, работающих при давлении до 10 МПа и пролегающих в сильно пересеченной местности с повышенной сейсмической активностью. Вследствие применения магистральных насосных агрегатов нового поколения возникает необходимость детального анализа и усовершенствования существующих методов оценки технического состояния и прогнозирования ресурса для предотвращения аварийных ситуаций и своевременного вывода в ремонт.

Использование современного энергетического оборудования на НПС позволило перейти от ступенчатых методов регулирования режима работы к плавным, что значительно уменьшило количество пусков и остановок магистральных насосов. Эксплуатация оборудования в течение непрерывного длительного периода повышает требование к надежности и безотказности.

В настоящее время методы и средства технической диагностики успешно внедрены на магистральном транспорте нефти. Вопрос о применении существующих методов вибродиагностики на магистральных насосах трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий Океан (ТС ВСТО) остается открытым по причине значительного различия конструкторских и эксплуатационных характеристик между традиционными насосами типа НМ и магистральными насосами НПС трубопроводной системы ВСТО.

Вследствие большой протяженности эксплуатационных участков условие плавного регулирования режима работы нефтепровода является важным фактором при выборе оборудования. С этой целью на ТС ВСТО применены два типа насосного оборудования:

- насосы типа НМ (производитель «Гидромашсервис») с электродвигателем и гидромуфтой (производитель «Voith»);
- насосы фирмы «Sulzer Pumps» с частотно-регулируемым электроприводом (ЧРП).

Принципиальным отличием данного оборудования от существующих насосов НМ является переменная частота вращения ротора насоса (и электродвигателя в случае ЧРП). Так как данный параметр является наиболее информативным при обработке результатов вибродиагностического обследования, то необходимо пересмотреть существующие методы оценки технического состояния МНА для применения их на насосах ТС ВСТО.

Рассмотрим в качестве примера спектр частот вибрации (при задевании вращающихся деталей о неподвижные), возникающий на насосах типа НМ традиционного исполнения, насосах типа НМ с электродвигателем и гидромуфтой, насосах фирмы «Sulzer Pumps» с ЧРП (рис. 1).

Диапазон возможных частот вибрации в насосных агрегатах, применяемых на ТС ВСТО, при задевании вращающихся частей о неподвижные, значительно шире (см. рис.1). Аналогичная ситуация складывается при анализе остальных видов дефектов. Для оценки технического состояния и прогнозирования развития дефектов предлагается использовать алгоритм (рис. 2).

Для оценки технического состояния традиционно используется 6 точек контроля вибрации. Принимая во внимание тот факт, что регулирование режима работы производится плавными методами (изменение частоты вращения рото-

Машины, оборудование и обустройство промыслов

ра двигателя или снижение передаточного числа гидромукты), измерение вибрации на подводящем и напорном трубопроводах становится малоинформативным. Предлагаемая схема мест установки датчиков вибрации представлена на рис. 3.

Рассмотрим реализацию предложенного алгоритма на примере контроля вибрации по точкам 1, 2. Анализируя распределение вибрации, делаем вывод, что наибольшее количество дефектов приходится на диапазон частот от 20 до 100 Гц. Следовательно, максимальная точность вибродиагностической аппаратуры должна приходиться на данный диапазон. Основные типы дефектов в этом интервале составляют дефекты подшипниковых узлов.

Реализация данного алгоритма и математической модели на практике связана с измерением вибрации на работающих МНА ВСТО и сравнением фактических результатов с предполагаемыми спектрами вибрации. При удовлетворительной сходимости возможно реализовать не только оценку фактического состояния, но и прогнозирование остаточного ресурса.

Необходимость в измерении вибрации опорной части насоса и электродвигателя отсутствует, так как применяемая виброизолирующая компенсационная система создает условия для эффективной диагностики насосного агрегата, исключая большой процент «белого шума».

После выбора оптимальных точек контроля вибрации определяется список дефектов, которые характерны для данной части МНА, вероятность их определения в данной точке – наибольшая. Для каждого дефекта рассчитывается предполагаемый диапазон

а) Для насоса традиционного исполнения



б) Для насоса с гидромуктой



в) Для насоса с частотно-регулируемым приводом

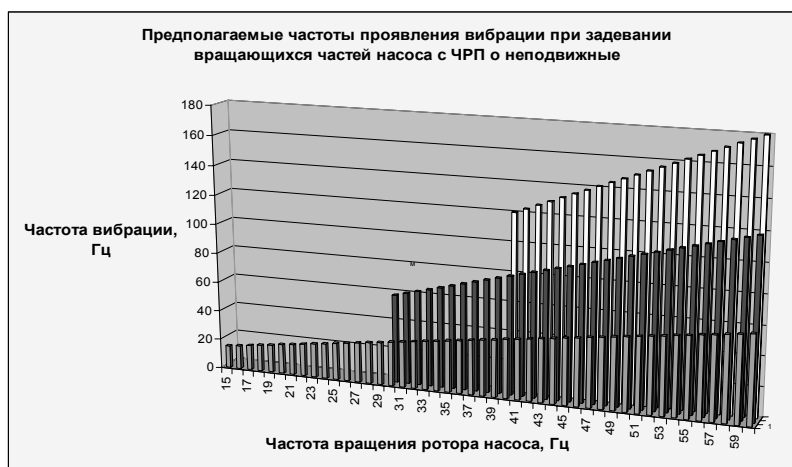


Рис.1. Предполагаемые частоты вибрации для различных типов насосных агрегатов при заданном типе дефекта (задевание вращающихся деталей о неподвижные)

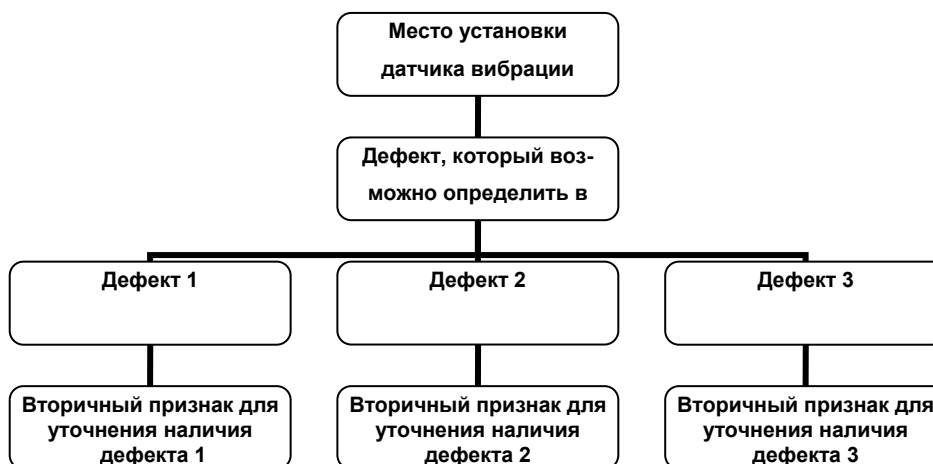


Рис. 2. Алгоритм для оценки технического состояния агрегата

Рис. 3. Предлагаемая схема мест контроля вибрации:

а – насос типа НМ 10000-250-3, b – фундамент насоса и гидромукфы,
с – гидромукфта фирмы «VOITH», d – электродвигатель фирмы «SIEMENS»,
е – фундамент электродвигателя,
1-4 – места установки датчиков контроля вибрации

вибрации, в котором он будет определяться. В случае, когда для нескольких дефектов присутствует пересечение предполагаемых диапазонов вибрации, необходимо определить дополнительные признаки, по которым возможно уточнить дефект. Например, для дефектов подшипников скольжения и качения таким признаком может являться повышенный нагрев (рис. 4).

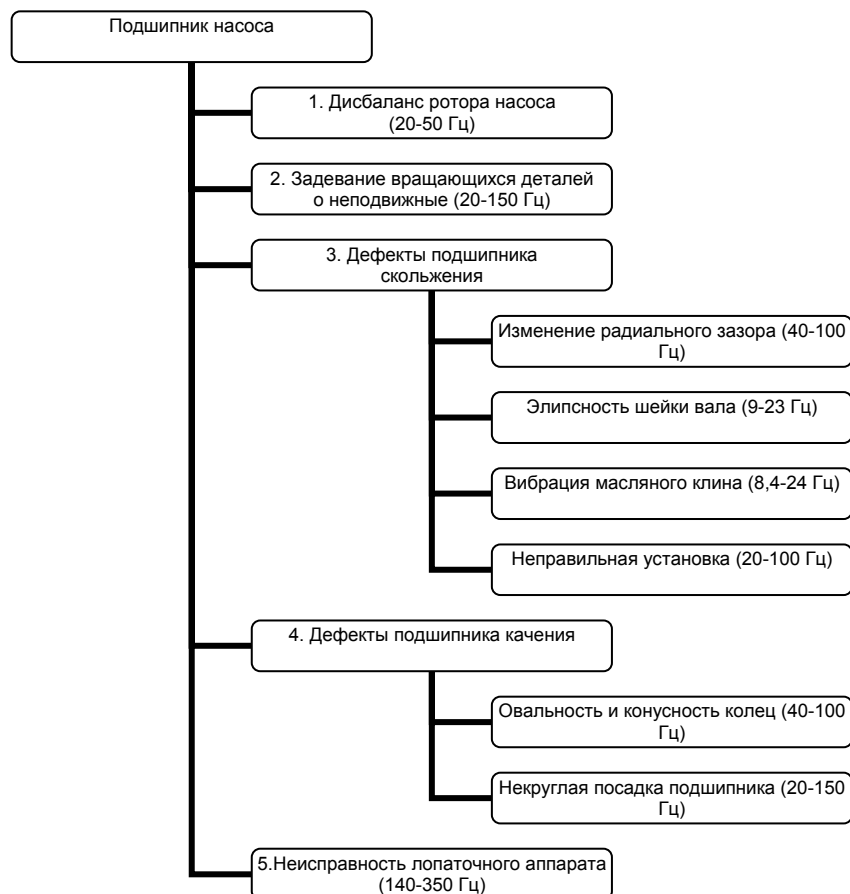


Рис. 4. Алгоритм для места установки датчика № 1

Таким образом, для перехода к обслуживанию по фактическому состоянию не возникает необходимости в накоплении значительных баз данных по спектрам вибрации при различных неисправностях, как это наблюдалось в случае с насосами типа НМ традиционного исполнения.

Благодаря многолетнему опыту их эксплуатации и разработанным математическим моделям, возможна адаптация существующих методов оценки для насосных агрегатов с гидромуфтой или частотно-регулируемым приводом.

Сведения об авторах

Петров Д.Ю., инженер, ОАО «Тюменьгипротрубопровод», тел.: (3452) 52-97-04, доб. 32-07, e-mail: petroff87@mail.ru

Малюшин Н.А., профессор, д.т.н., президент ОАО институт «Нефтегазпроект», г. Тюмень, тел.: (3452) 46-51-73

Машины, оборудование и обустройство промыслов

Petrov D.Yu., engineer, OJSC «Tyumengiprotruboprovod», phone: (3452)52-97-04, ext. 32-07, e-mail: petroff87@mail.ru

Malyushin N.A., professor, Doctor of Technical Sciences, president of the OJSC Institute «Neftegasproject», Tyumen, phone: (3452) 46-51-73