

Секция 11

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

СОВРЕМЕННОЕ НЕФТЕГАЗПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ (ПО МАТЕРИАЛАМ ВЫСТАВКИ В ТОМСКОМ “ТЕХНОПАРКЕ”)

В.Г. Крец, доцент

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В дни проведения третьего сибирского форума недропользователей в Томске прошла выставка “Нефть. Газ. Геология – 2007”. Состав участников – более 120 крупных и мелких компаний, научно-производственных центров, институтов. География участников форума достаточно обширная – это разработчики и производители технологий и оборудования из многих западных регионов. Урала и Сибири (“Томская нефть”, 2.05.2007). Это предприятия от г. Орла – на западе до г. Красноярска – на востоке, от г. Нового Уренгоя – на севере до г. Кемерово – на юге Сибири. Представительным (по сравнению с прошлым годом) был уральский промышленно-развитый регион, интересы которого все отчетливее направлены в сторону обслуживания нефтегазовой отрасли: геологов, разработчиков нефтяных и газовых месторождений, а также предприятий магистральных нефтегазотрубопроводов.

На выставке было представлено большое количество инновационных разработок: добывающие технологии, приборы учета и контроля, датчики, измерительная аппаратура, метрологическое оборудование, промышленная автоматика, телемеханика, средства связи. Актуально и востребовано такое представленное на выставке оборудование, как противовыбросовое оборудование (превенторы) тюменской компании “Сибтехноцентр”, большой перечень пакерно-якорного оборудования научно-производственной фирмы “Пакер” для испытания и капитального ремонта. По многочисленным отзывам пакеры для гидроразрыва пластов типов ПРО-ЯМ03-ЯГ2, ПРО-ЯМ3-ЯГ2, ПРО-ЯМ02-ЯГ1(М), ПРО-ЯМ2-ЯГ1(М) не уступают по надежности лучшим зарубежным аналогам.

Представительными также были разработки томских участников: фирма “ЭлеСИ”, ТомскНИПИнефть, “Западно-Сибирская процессинговая компания”, “Томская электронная компания”, Институт химии нефти СО РАН и др.

Впервые наш студент (ИГНД ТПУ, кафедра транспорта и хранения нефти и газа), организовавший малое предприятие, представил свою продукцию на выставке – малогабаритный сварочный аппарат инверторного типа “CONCORDE-160”, который отмечен дипломом выставки (фото).

Главной отличительной особенностью выставки 2007 года является ее масштабность. Высокий уровень разработок, качество предлагаемых услуг позволит внести положительный вклад в дело повышения эффективности и безопасности ведения технологических процессов в нефтегазовом деле.

АНАЛИЗ ОБОРУДОВАНИЯ И МАШИН ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕМОНТА И ОБСЛУЖИВАНИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

А.Ф. Бархатов

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Машина (франц. machine, лат. machina) – устройство, выполняющее механические движения для преобразования энергии, материалов и информации с целью замены или облегчения физического и умственного труда [1].

Машины в строительном деле можно разделить на следующие группы:

- машины-двигатели, преобразующие различные виды энергии в механическую энергию;
- рабочие машины, получающие необходимую им механическую энергию от двигателя, приводящего в движение исполнительный орган машины, при помощи которого машина изменяет свойства, состояние, форму или положение обрабатываемого сырья, материала или предмета;
- машины-генераторы, преобразующие подводимую к ним механическую энергию двигателя в энергию потока жидкости или газа (различные виды насосов, компрессорные машины и др.)

При помощи машин, являющихся средством производства материальных благ, обеспечивается многократное увеличение производительности труда, повышение его безопасности.

Существует большое разнообразие машин и оборудования, применяемых на строительстве, ремонте, и обслуживании нефтегазопроводов (магистральных, нефтегазопромысловых), можно разделить на общестроительные и специальные.



*Фото. Студент группы 2Б33 ИГНД ТПУ
Кокорин А.В. награжден дипломом
выставки “Нефть. Газ. Геология – 2007”*

Общестроительные машины имеют широкое применение и могут быть использованы на строительстве любого объекта (например, бульдозер). Специальные машины предназначены в основном для строительства магистральных трубопроводов (например, роторный траншейный экскаватор).

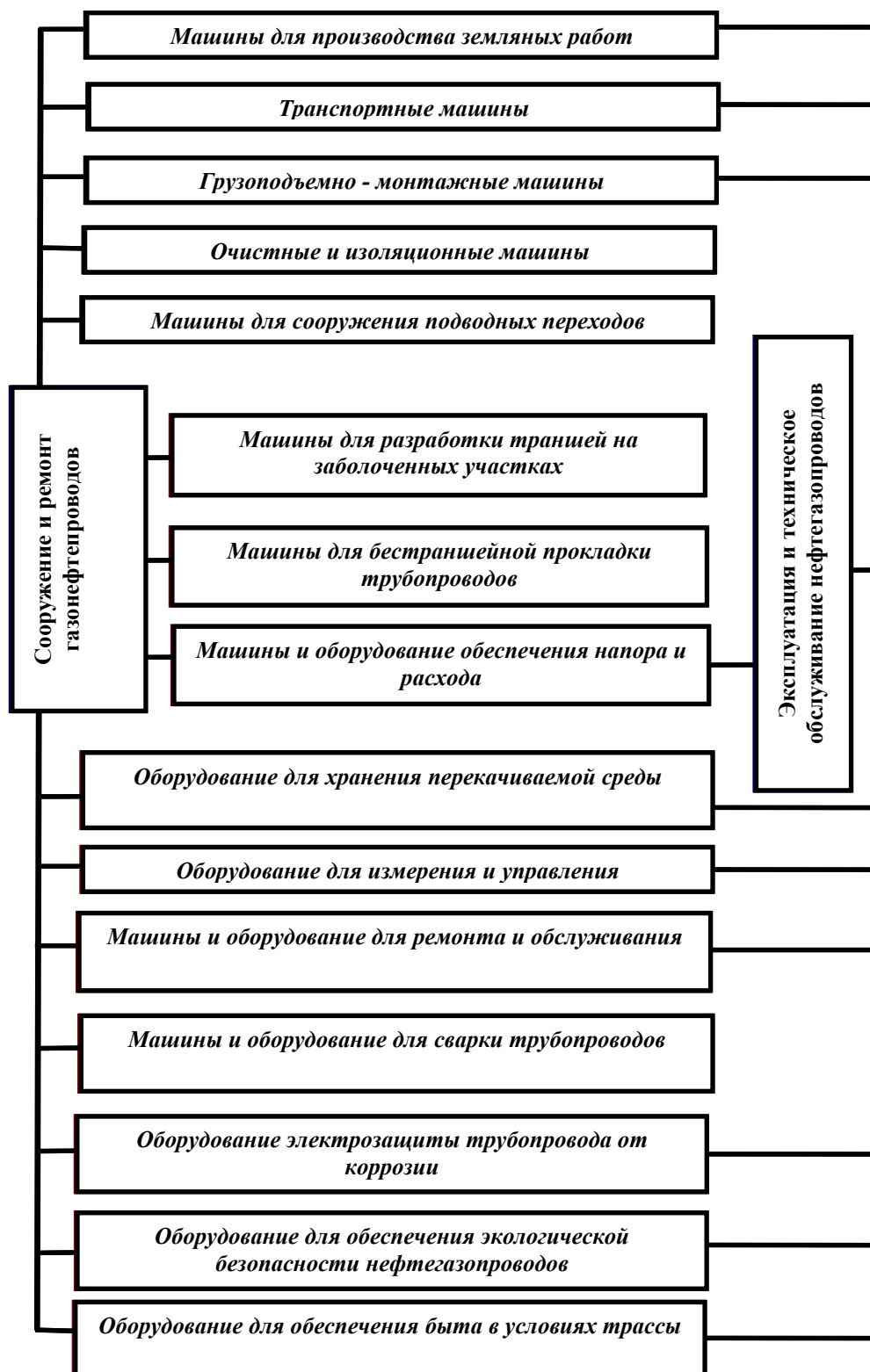


Рис. Классификация основных видов машин и оборудования для строительства и ремонта газонефтепроводов

Применяемые при строительстве магистральных трубопроводов машины и механизмы по назначению объединяют в группы [2]:

- машины для производства земляных работ: бульдозеры, экскаваторы и др.;
- труботранспортные и транспортные машины;

- монтажные машины: трубокладчики, трубогибочные установки и др.;
- машины и оборудование для сварки трубопроводов и др.;
- машины для выполнения подводно-технических работ и др.;
- машины для очистки и изоляции трубопроводов и др.;
- машины для испытания трубопроводов и др.;

Кроме того, эти средства классифицируют по характеру рабочего процесса (прерывного, непрерывного действия), степени мобильности, а также по применяемому типу двигателя:

- машины с двигателем внутреннего сгорания;
- машины с электрическим двигателем;
- машины с пневматическим двигателем;
- машины с гидравлическим двигателем;
- машины с комбинацией двигателей различных типов;

Однако существующие классификации и систематизации не охватывает комплексно машины и оборудования для строительства и ремонта газонефтепроводов, нами сделана попытка решения задачи и сформирована классификация машин для строительства, ремонта, и обслуживания газонефтепроводов.

Предложенная классификация (рис.) охватывает основные виды машин и оборудования, применяемых при строительстве, ремонте, эксплуатации и техническом обслуживании газонефтепроводов. Это позволит: видеть полный перечень машин и оборудования при трубопроводном транспорте, рационально использовать средства, выполняющие одиночные операции, машины, выполняющие несколько операций (универсальные машины), машины – комбайны и, в целом, повысить эффективность работ, как на стадиях проектирования, так и на стадиях решения задач анализа производства.

Литература

1. Крайнев, Александр Филиппович. Словарь-справочник по механизмам / А. Ф. Крайнев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1987. – 560 с.
2. Минаев В.И. Машины для строительства магистральных трубопроводов / В.И. Минаев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 440 с.

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

С.В. Дрягин, М.П. Жданова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для обеспечения экологической безопасности нефтепромысловых трубопроводов проводятся различные организационные, технологические и технические мероприятия, однако из-за аварий на нефтепромысловых трубопроводах ежегодно наносится урон окружающей среде.

Все мероприятия по ликвидации аварийных разливов нефти должны включать следующие этапы:

- 1) прекращение сброса нефти, его локализация;
- 2) сбор разлившейся нефти;
- 3) размещение собранной нефти для последующей утилизации;
- 4) реабилитация загрязненных территорий (рекультивация земель и восстановление водных объектов).

Для выполнения перечисленных работ разработано и применяется различное оборудование [1], которое может выполнять разное количество функций: существующие оборудования по количеству выполняемых операций можно классифицировать по уровню агрегатирования (A_u) которое определяется по формуле:

$$A_u = \frac{Цсс}{Цт.с.},$$

где $Цсс$ – количество выполняемых операций;

$Цт.с.$ – количество операций, которое необходимо для выполнения операций и ликвидации последствий разливов нефти.

При ликвидации разлива нефти на суше может быть максимально предусмотрено выполнение следующих механизированных операций:

- 1) бульдозерные работы (разработка и перемещение грунта);
- 2) экскавационные работы;
- 3) откачка разлитой нефти в собственную емкость автоцистерны;
- 4) транспорт откачанной нефти;
- 5) расчистка земельных участков перед фрезерованием от кустарников и мелкого леса;
- 6) фрезерование поверхностного слоя земли;
- 7) приготовление смеси из 2-х компонентов (биологического деструктора и комплексных удобрений);
- 8) нанесение изготовленной смеси на поверхность почвы;
- 9) засев семенами разнотравья.

Нами предложена классификация машин для ликвидации последствий разливов нефти и некоторые примеры представителей этих классов.

Принято считать, что машинные агрегаты – средства на одной транспортной базе, выполняющие не менее 3-х технологических операций; машины-полуагрегаты – не менее 2-х технологических операций. Индивидуальные машины выполняют только 1 операцию при ликвидации последствий разливов нефти.

Предложенная классификация позволяет оценить уровень механизации технических средств ликвидации последствий аварийных разливов нефти, возможность и необходимость создания

многофункциональных средств. И, в конечном счете, будет способствовать повышению обеспечения экологической безопасности при трубопроводном транспорте.

Литература

1. Нефтепромысловое оборудование: комплект каталогов. – Томск: Изд-во ТГУ, 1999 – 2000. Ч. 14: Оборудование для обеспечения экологической чистоты нефтепромысла / сост. В. А. Кольцов; В. Г. Крец; Л. А. Саруев. – 2000. – 40 с.

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ БЛОЧНЫХ КУСТОВЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ (БКНС)

И.Б. Голещихин, А.Г. Зебзеев, Л.Ю. Степанова

Научный руководитель ассистент А.В. Шадрина

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной статье анализируются продукты разработки ведущих отечественных и зарубежных производителей БКНС. Наиболее перспективные с точки зрения внедрения в производство вынесены на рассмотрение. На российский рынок вышло множество компаний, разрабатывающих и внедряющих в производство автоматизированные системы управления технологическими процессами (далее АСУ ТП) БКНС. При анализе выявлены АСУ ТП, обладающие стандартным набором функций, но имеющие незначительные различия между собой.

Один из таких вариантов реализации рассмотрим на примере АСУ ТП БКНС, разработанной компанией «Генерация» и установленной, на месторождении «Алибекмола» ТОО «Казахойл Актобе» в Казахстане на базе двух насосных агрегатов АНТ-150. Станции применяются предприятиями нефтегазодобывающего комплекса РФ и СНГ в системах поддержания пластового давления ППД, а также для перекачки нефти и жидких сред. Данные БКНС изготавливаются в соответствии с техническим заданием заказчика. Применение специальных износостойких покрытий, уплотнителей и принудительной смазки подвижных деталей обеспечивает повышенную надежность агрегатов. Система автоматического управления станцией предусматривает возможность работы в безоператорном режиме с диспетчеризацией блока станций. Исходя из специфики объектов, система АСУ ТП строится как многоуровневая иерархическая децентрализованная система, с пятью уровнями иерархии. Рассмотрим подробнее каждый уровень.

Первый (полевой) уровень включает в себя измерительные датчики, пусковые элементы электроприводов исполнительных устройств, нормирующие преобразователи, шкафы питания и т.п. (т.е. те приборы, которые устанавливаются непосредственно на исполнительные механизмы) Второй (нижний) уровень включает в себя программируемые логические контроллеры, решающие задачи контроля и управления оборудованием технологических участков. Каждый контроллер связан с датчиковым оборудованием соответствующего производственного участка, и укомплектован необходимым оборудованием отображения и ввода информации. Контроллер представляет собой самостоятельную интеллектуальную единицу, осуществляющую сбор и обработку информации с датчиков, осуществление оперативного контроля поступающих данных, формирование и выдачу управляющих воздействий на исполнительные механизмы, передачу данных в локальный сервер третьего уровня соответствующей подсистемы. Третий (верхний) уровень системы включает в себя рабочие станции операторов производственных объектов, размещенные в соответствующих производственных помещениях (операторных). Они представляют собой промышленные электронные вычислительные машины промышленного (или офисного) исполнения, сопряженные кодовыми линиями связи с соответствующими контроллерами. Каждое рабочее место, при необходимости, комплектуется так же щитом с дополнительными средствами индикации и органами управления, обеспечивающими возможность контроля и управления техпроцессами в ручном режиме. Локальные серверы производственных объектов (БКНС) объединяются в локальные сети цехов с использованием стандартных решений (DSL-модемы, радиомодемы). Таким образом, АСУ ТП цеха представляет собой единую информационно-управляющую среду, реализуемую в клиент-серверной технологии. Четвертый уровень системы представляет коммуникационный сервер (промышленную ЭВМ, оснащенную необходимым коммуникационным оборудованием) и общецеховой сервер данных. Пятый уровень системы представляют АРМы верхнего звена управления цеха (начальника цеха, главного инженера, диспетчера и т.д.). Указанные АРМы реализуются на базе тех же программных пакетов, что и АРМ третьего уровня, и обеспечивают представление необходимой обобщенной информации. Предлагаемая структура системы обеспечивает возможность автономного монтажа и ввода подсистемы каждого производственного объекта, что существенно упрощает процесс создания системы в целом, разбивая его на ряд независимых этапов. При этом вводимая на каждом этапе подсистема обеспечивает решение задач автоматизации для соответствующего производственного объекта независимо от состояния ввода других подсистем [1, 2, 3].

АСУ ТП «Генерации» - одно из лучших решений в этой области, но необходимо рассказать о проекте компании «Элеси», реализованном на месторождении «Верх-Тарское» (ОАО «Новосибирскнефтегаз») (рис.). По мнению авторов данной статьи, это продукт № 1 среди АСУ ТП БКНС.

Система автоматики КНС этой фирмы имеет с рассмотренным выше примером как общие черты, так и различия.

В рассматриваемом продукте речь также идет об уровнях иерархии, только их здесь три, а не пять. Важную роль играют контроллеры, осуществляющие сбор и передачу информации. Они, в свою очередь, также являются продуктом разработки компании «Элеси».

Обозначим функции системы, графическое ее представление (архитектуру), а также преимущества перед аналогами.

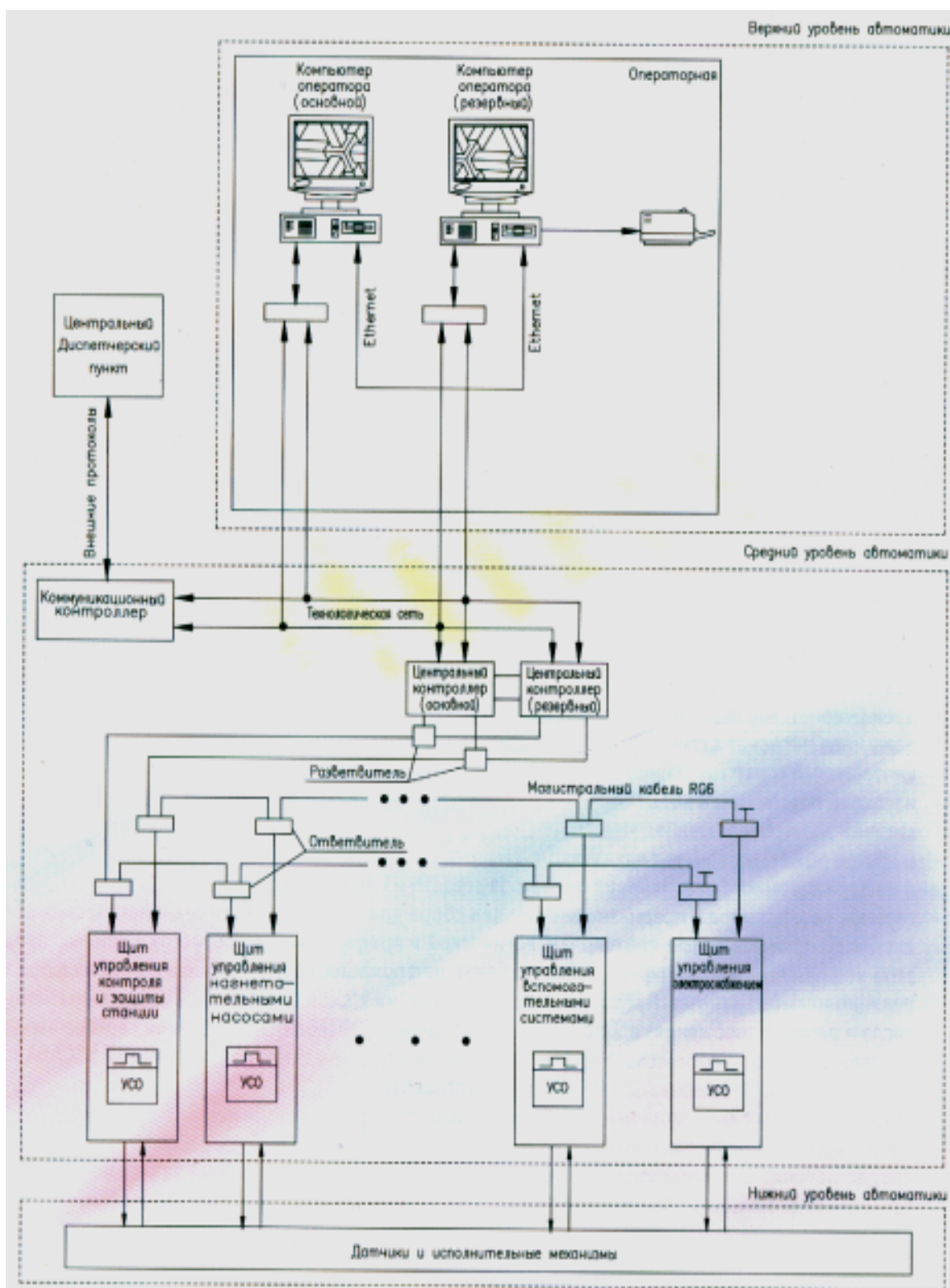


Рис. Автоматизированная система управления технологических процессов БКНС

Функции: автоматическая защита технологического оборудования при возникновении аварийных ситуаций; поддержание технологического режима работы в заданных пределах; дистанционное управление и контроль состояния оборудования; автоматическое поддержание уровня жидкости в дренажной жидкости; оповещение операторов об аварийных ситуациях (звуковое и световое) при отклонениях параметров технологических процессов от заданных пределов; формирование режимного листа КНС; оперативное отображение состояния технологических процессов в виде мнемосхем; хранение и предоставление истории

технологических процессов; подача управления технологическим оборудованием с рабочего места оператора; обмен информацией со сторонними системами; автоматическое включение резервного оборудования; управление оборудованием по заданному алгоритму; учет ресурса оборудования.

Архитектура. Система представляет собой распределенный комплекс, состоящий из автономных контроллеров, связанных между собой и системой информационного обеспечения оператора технологической сетью CAN. Каждый технологический узел системы, оснащенный контроллером, представляет интеллектуальную единицу, способную функционировать в автоматическом режиме.

Система обеспечивает мониторинг и управление объектами КНС: насосные агрегаты; узел регулирования давления с запорной арматурой; маслосистема; система приточно-вытяжной вентиляции насосного отделения; система подпорной вентиляции электростанции; объекты электроснабжения.

Система информационного обеспечения оператора состоит из подсистем: сервера ввода/вывода, предназначенного для сбора данных, предоставление систем по промышленным протоколам, логической и арифметической обработки данных, предоставление этой информации по интерфейсу OPC. Хранение информации производится в одном из форматов реляционных баз данных. Предоставление информации в виде отчетов, графиков, оперативных (в том числе и речевых сообщений) и исторических сообщений производится средствами сервера ввода/вывода; визуализация технологического процесса с помощью графических средств пакета SCADA, работающего по спецификации OPC (Genesis, Intouch); отчетов (двухчасовые, суточные, месячные и т.п.); обнаружения и предоставления аварийных событий; предоставления архивной информации в виде графических или табличных зависимостей; защиты от несанкционированного доступа к управлению технологическим процессом.

Системное программное обеспечение реализуется на базе операционной системы Windows2000. Программирование логики контроллеров ведется на языках стандарта IEC 1131:

- графических языков программирования (SFC, FBD и LD);
- текстовых языков программирования (IL, ST и C).

Преимущества:

- значительное уменьшение кабельной продукции за счет приближения интеллекта к контролируемому объекту;
- интуитивно понятный графический интерфейс;
- возможность сопряжения с существующими системами сторонних производителей;
- возможность наращивания системы автоматизации при наращивании технологических мощностей [4].

Подводя итоги системного анализа, следует сказать, что АСУ ТП БКНС компании «Элеси» – наиболее передовое решение в рассматриваемом сегменте рынка. Перспективы дальнейшего развития и масштабного внедрения в производство очень велики, так как обеспечивается высокая надежность процесса при его полной автоматизации. Также система может быть доукомплектована при необходимости в соответствии с потребностями заказчика.

Литература

1. www.MKNS.generation.ru.
2. www.prosoftsystems.ru.
3. www.OIL-GAS.
4. www.elesy.ru.

КЛАССИФИКАЦИЯ РАБОЧИХ ОРГАНОВ МАШИН ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

М.П. Жданова, С.В. Дрягин

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Классификация (от лат. classis – группа, разряд + facere – делать) – система соподчиненных понятий (классов, объектов, явлений) в той или иной области знания или деятельности человека, составленная на основе учета общих признаков объектов и закономерных связей между ними [1].

На строительстве магистральных трубопроводов эксплуатируется большое количество общестроительной техники (экскаваторов, бульдозеров, кранов и т.п.), а также несколько десятков типов специальных машин и механизмов (трубоукладчиков, траншейных экскаваторов, трубогибочных станков, трубоводов и т.п.). Классификация рабочего оборудования позволяет ориентироваться в многообразии объектов и является источником знаний (рис.).

Рабочее оборудование состоит из рабочего органа, а также деталей и узлов, обеспечивающих его ориентацию в пространстве, и входит в состав обязательного оснащения подъемно-транспортных, строительных, землеройных и других типов машин. Оно создается с учетом своего функционального назначения и конструктивных особенностей базового шасси и включает в себя агрегаты, узлы и механизмы, наилучшим образом обеспечивающие эффективную работу машины. Рабочий орган взаимодействует со средой, для обработки которой создана машина, а соединительные и крепежные элементы обеспечивают конструктивную связь с шасси. Как правило, рабочее оборудование оснащается силовой трансмиссией, снабжающей рабочий орган энергией и позволяющей управлять его положением в пространстве [2, 3].

Существует большое количество признаков, по которым можно классифицировать машины и оборудование, используемые при строительстве и ремонте газонефтепроводов. Основываясь на классификации

рабочих органов общестроительной техники, в данной работе существенным признаком также принят результат (или характер) взаимодействия со средой.

Таблица

Нагрузки и материалы, характерные для рабочих органов

Элемент 1	Нагрузка 2	Материал 3
Разрушающие рабочие органы		
Зуб	Величина постоянная, направление постоянное	Скальные и мерзлые грунты, слежавшиеся грунтовые и снежно-ледяные конгломераты, цемента- и асфальтобетоны
Нож	То же	Нескальные грунты, снежные насосы, горячий асфальтобетон
Ударник	Величина пульсирующая, направление постоянное	Скальные, слежавшиеся, мерзлые грунты, снежно-ледяные конгломераты, асфальто- и цементобетоны
Бур	Величина постоянная, направление постоянное	Скальные и мерзлые грунты, цемента- и асфальтобетоны
Газ	То же	Снежно-ледяные конгломераты
Жидкость	»	Нескальные сухие и обводненные грунты, слежавшиеся грунты
Фреза	»	Можно разрабатывать грунты прочностью до IV категории
Вибратор	Величина пульсирующая, направление знакопеременное	
Скрепер	Величина постоянная, направление постоянное	
Сдвигающие рабочие органы		
Отвал	Величина постоянная, направление постоянное	Любой материал с нарушенными внутренними связями
Лопасть	То же	Сухие и увлажненные измельченные материалы
Шнек	»	То же
Ротор	»	Плотные, мерзлые грунты, для подбора просыпающегося грунта
Очищающие рабочие органы		
Скребок	Величина постоянная, направление постоянное	Твердые и плотные образования
Щётки, диск, песок, жидкость	То же	Мягкие и рыхлые образования
Переносящие рабочие органы		
Ковш	Величина постоянная, направление постоянное	Любой материал с нарушенными внутренними связями
Крюк	То же	Штучные и пакетирование грузы с проушинами под крюк
Захват	»	Штучные грузы в жесткой упаковке произвольной формы
Вилы	»	Штучные и пакетированные грузы, размещенные на поддонах
Лента	»	Насыпные и штучные грузы
Газ	»	Сыпучий материал с размерами частиц 1 мм
Жидкость	»	Сыпучий материал с размерами частиц до 5 мм
Грейфер	»	Для работ под водой и при погрузке или разгрузке сыпучих материалов
Домкрат		
Магнит		
Уплотняющие рабочие органы		
Валец	Величина постоянная, направление постоянное	Грунт, щебень, асфальтобетон
Плита	Величина пульсирующая, направление постоянное	Грунт, щебень, асфальтобетон, цементобетон
Вибратор	Величина пульсирующая, направление знакопеременное	То же

Несмотря на чрезвычайно широкую номенклатуру рабочих органов подъемно-транспортных, землеройных и других видов технических средств, обусловленную разнообразным перечнем выполняемых ими работ, по результату взаимодействия с обрабатываемым материалом их можно разделить на пять групп. Каждый

из рабочих органов, входящих в эти группы, отличается механизмом взаимодействия с обрабатываемым материалом или грузом, указанными в таблице.

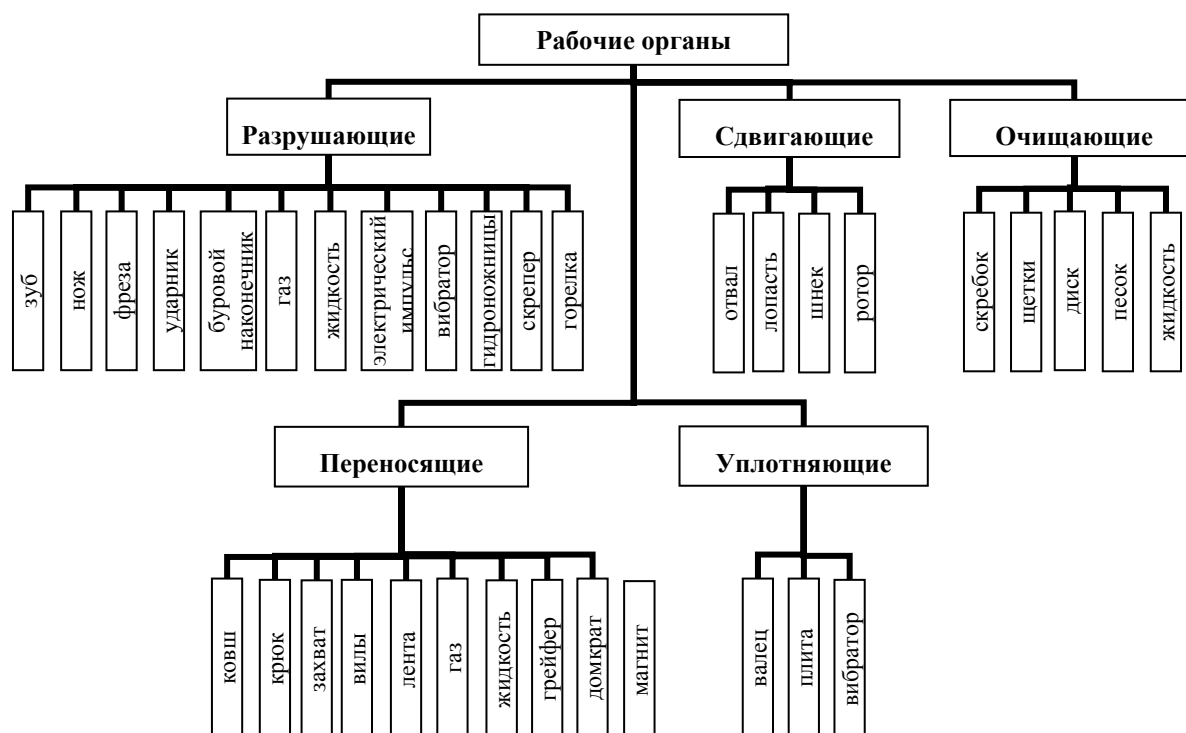


Рис. Классификация рабочих органов машин при строительстве и ремонте нефтегазопроводов (по результату взаимодействия со средой)

Литература

1. Минаев В. И. Машины для строительства магистральных трубопроводов. Учебник для вузов – второе издание переработанное и дополненное – М: Недра, 1985-440с.
2. Шестопалов К.К. Подъемно-транспортные, строительные и дорожные машины и оборудование: Учеб. Пособие. – М.: Мастерство, 2002. – 320 с.
3. Нефтепромысловое оборудование: Комплект каталогов / Под ред. В.Г. Креца, В.Г. Лукьянова. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 1999. –500 с.

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ ТИПА УЭЦН

А.Ю. Лисинков

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективность работы любого вида оборудования для механизированной добычи нефти зависит от очень многих факторов, определяемых как правильным выбором отдельных элементов этой системы, так и правильной эксплуатацией и своевременным ремонтом оборудования.

Выбор элементов насосных установок, режимов её эксплуатации и времени ремонтов определяется такими геолого-техническими факторами, как дебит скважины, величины забойного и пластового давления, давления насыщения и газового фактора, кривизны скважины и многими другими, которые не являются величинами неизменными, а постоянные их замеры и расчёты требуют больших затрат времени и трудовых ресурсов. С другой стороны, несовершенство современных групповых замерных установок, не позволяющих достаточно точно определить дебит малопродуктивных скважин, также осложняет процесс оптимизации работы насосных установок. Поэтому правильный подбор и диагностирование работы нефтепромыслового оборудования, позволяющие оперативно определить параметры работы оборудования и некоторые величины, характеризующие взаимодействие пласта, скважины и оборудования, являются необходимым процессом, которому в последнее время уделяется всё больше внимание как со стороны эксплуатационников, так и со стороны научно-исследовательских и внедренческих фирм [3].

Внедрение методов и средств диагностирования и прогнозирования технического состояния на всех стадиях жизненного цикла энергомеханического оборудования (предэксплуатационное диагностирование, техническое обслуживание и ремонт по результатам диагностирования) позволяет:

- сократить время поиска неисправностей и причин отказов;
- перейти от традиционной системы планово-предупредительных ремонтов к ремонту с учетом фактического технического состояния оборудования, что способствует увеличению ресурса работы

оборудования, позволяет сократить затраты на ремонт, уменьшить потребность в запасных частях и ремонтном персонале, повысить качество выполнения ремонта, сократить время его проведения;

- перейти к оптимальному управлению технологическим процессом на объектах нефтедобычи с учетом фактического состояния оборудования, с целью повышения эффективности и экономичности работы энергомеханического оборудования;
- повысить коэффициент использования оборудования;
- уменьшить вероятность внезапных отказов и тем самым повысить безопасность труда и исключить значительный ущерб;
- обеспечить информацией персонал о фактическом состоянии и энергетических характеристиках энергомеханического оборудования в процессе эксплуатации.

Внедрение диагностирования энергомеханического оборудования позволит также с большей эффективностью планировать и прогнозировать работу НГДП; обоснованно подойти к разработке соответствующих нормативов на различных уровнях [1, 2].

Одним из перспективных направлений повышения эффективности функционирования УЭЦН является повышение надежности и раннее обнаружение дефектов УЭЦН путем диагностирования установки, для чего требуется разработать методики и регламент по определению технического состояния и оптимизации проведения технических обслуживаний (ТО) и ремонтов УЭЦН.

Перед эксплуатацией установка электрического центробежного насоса (УЭЦН), проходит проверку на специальном аппаратно-программном комплексе (рис.). Комплекс предназначен для проведения испытаний и снятия рабочих характеристик погружного электрического центробежного насоса (ЭЦН) на стендах тестирования. На основании снятых характеристик система принимает решение о годности к эксплуатации ЭЦН.



Рис. Стенд обкатки и проведения контрольных испытаний ЭЦН

Назначение комплекса:

- испытание одной секции ЭЦН на воде, консервационной жидкости или её масляных аналогах;
- снятие напорных и энергетических характеристик ЭЦН во всем диапазоне расходов;
- приведение характеристик ЭЦН к нормальным условиям;
- фиксирование результатов испытаний в электронном архиве и на бумажном носителе.

Принцип работы стенда. Секция ЭЦН монтируется на выставленном на бетонированном полу посредством регулируемых опор стенде. Гидросистема стенда и секция ЭЦН заполняются рабочей жидкостью и включается силовая установка привода ЭЦН – проводятся испытания, снимаются характеристики [4].

Результат тестирования оформляется протоколом тестирования с заключением о годности к эксплуатации. В комплект поставки системы входят стандартные формы протоколов. Программное обеспечение содержит встроенный редактор форм протоколов.

Информацию о работе подземного оборудования получают при помощи скважинных мультимиссионных датчиков.

Мультисенсорный скважинный инструмент (МСИ) устанавливается на основании электродвигателя УЭЦН, силовой кабель которого используется также и для передачи данных. МСИ обеспечивает передачу данных о состоянии насоса и пласта, на основании которых оператор может управлять УЭЦН, повышая таким образом надежность его работы и максимально увеличивая производительность.

МСИ измеряет давление на всасе, температуру электродвигателя, температуру на всасе, вибрацию и ток утечки в УЭЦН. Он может также измерять давление нагнетания насоса, температуру обмоток электродвигателя и расход. Все датчики находятся внутри корпуса МСИ. Давление нагнетания измеряется путем пропускания

жидкости на выходе из насоса через гидролинию диаметром 1/4 дюйма, а расход измеряется с помощью турбинного расходомера, установленного над выкидом насоса.

Передача всех данных на поверхность осуществляется через соединение обмоток электродвигателя и далее по кабелю УЭЦН. МСИ соединен с нейтралью нижнего электродвигателя погружного насоса. Это соединение подключено либо непосредственно к изолированному монтажному проводу, соединенному с обмотками электродвигателя, либо через шинный адаптер.

Температура электродвигателя может измеряться двумя способами: либо с помощью термодатчика для измерения температуры масла электродвигателя, либо с помощью термодатчика для измерения температуры обмоток электродвигателя. Термодатчик для измерения температуры масла замыкается непосредственно на токоввод МСИ и устанавливается внутри фланца, между МСИ и электродвигателем [5].

Термоманометрическая система ТМС-3 предназначена для контроля основных технологических параметров скважин, оборудованных УЭЦН, и защиты погружных агрегатов от аномальных режимов работы (перегрев электродвигателя или снижение давления жидкости на приеме насоса ниже допустимого). Система ТМС-3 состоит из скважинного преобразователя, трансформирующего давление и температуру в частотно-манипулируемый электрический сигнал, и наземного прибора, осуществляющего функции блока питания, усилителя-формирователя сигналов и устройства управления режимом работы погружным электронасосом по давлению и температуре.

Скважинный преобразователь давления и температуры (ПДТ) выполнен в виде цилиндрического герметичного контейнера, размещаемого в нижней части электродвигателя и подключенного к нулевой точке его статорной обмотки.

Наземный прибор, устанавливаемый в комплектное устройство ШГС, обеспечивает формирование сигналов на ее отключение и выключение насоса по давлению и температуре.

В качестве линии связи и энергопитания ПДТ используется силовая сеть питания погружного электродвигателя.

Необходимо отметить, что точность, достоверность и оперативность получения промысловых данных (пластовое давление, температура, обводненность и т.д.) играют важную роль в правильном подборе оптимального режима работы погружной установки, а надёжные и точные алгоритмы анализа и обработки информации повысят эксплуатационную надёжность оборудования.

Литература

1. Справочная книга по добычи нефти! Под ред. Ш.К. Гиматулина. – М.: Недра, 1974.
2. Алиев Т.М., Тер-Хачатуров А.А. Автоматический контроль и диагностика скважинных установок. – М.: Недра, 1988. – 232 с.
3. Ивановский В.Н. Основы создания и эксплуатации программно-аппаратных комплексов подбора и диагностики скважинных насосных установок для добычи нефти. Нефтепромысловое дело. - Москва, 2000. – С. 11-16.
4. Надёжность и эффективность в технике: Справочник. – М.: Машиностроение, 1986. – Т. 1.
5. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти (расчет и конструкция). – М.: Недра, 1968.

О РОЛИ ИЗНОСА ПАРЫ «ПЛУНЖЕР-ЦИЛИНДР» ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НИЗКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

В.В. Поплыгин

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Значительная часть фонда добывающих скважин на нефтяных месторождениях России относится к категории низкодебитных (дебит по жидкости менее 5 м³/сут). Как правило, такие скважины эксплуатируются с применением скважинных плунжерных насосов, приводимых в действие с помощью станков-качалок (СК) и штанговых колонн. Имеющееся в настоящее время глубиннонасосное оборудование (станки-качалки с тихоходными двигателями, установки с цепным приводом, глубинные насосы) позволяют эксплуатировать скважины с минимальными параметрами, значения которых приведены в табл. Минимальная теоретическая подача насосных установок может составлять величину порядка 1 м³/сут.

Таблица

Показатель	Размерность	Наибольшая допустимая нагрузка в точке подвеса штанг, т	Значение показателя
Минимальная длина полированного штока СК	м	> 3-6 ≤	0,45
		> 6	1,2
Минимальное число качаний СК	ход/мин	> 3-6 ≤	2,0
		>6	1,1
Минимальная теоретическая подача при диаметре насоса: 32 мм 29 мм	м ³ /сут	> 3-6 ≤	1,04
			0,86
		>6	1,53
			1,25

На нефтяных месторождениях Пермского Прикамья применяются, в основном, СК предприятия «Мотовилихинские заводы» с минимальной теоретической подачей 5,7 м³/сут. Снижение этого показателя возможно путем применения частотных преобразователей тока и специальных электродвигателей. На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» ведутся испытания дугостаторного асинхронного электродвигателя для СК, позволяющего снижать число качаний балансира до 0,5 ход/мин.

Следует отметить, что с уменьшением Q_{ТЕОР} увеличивается доля утечек жидкости в глубиннонасосном оборудовании, то есть уменьшаются коэффициенты подачи УСШН.

Коэффициент подачи α включает в виде произведения четыре коэффициента: учета упругих деформаций насосных штанг и НКТ γ, наполнения цилиндра насоса β, усадки жидкости (нефти) ε и учета утечек χ, то есть α=βγεχ. Изменение теоретической подачи плунжерного насоса может быть получено за счет изменения диаметра плунжера d_{ПЛ}, длины хода точки подвеса штанг S₀ и числа двойных ходов (качаний) в минуту n. При этом значения коэффициентов β и ε для одной и той же глубины подвески насоса можно принять постоянными. Записав коэффициенты через длины хода точки подвеса и плунжера, объемы жидкости и газа, поступающие в цилиндр насоса, получаем формулу для α в следующем виде:

$$\alpha = \frac{1}{b_H} \left(\beta\gamma - \frac{\Delta V_{УТ}}{0,785d_{ПЛ}^2 S_0} \right), \quad (1)$$

где b_H – объемный коэффициент нефти (жидкости) в насосе; S₀ – длина хода точки подвеса штанг; d_{ПЛ} – диаметр плунжера; ΔV_{УТ} – объем утечек жидкости в насосе за один ход плунжера вверх.

В соответствии с формулой Пирвердяна для определения утечек жидкости в зазоре «плунжер-цилиндр» при нулевом эксцентриситете (ламинарный режим) и с учетом движения плунжера получаем:

$$\Delta V_{УТ} = (7,86 * d_{ПЛ} \delta^3 \Delta P / (\rho_{Ж} \nu_{Ж} l_{ПЛ} n) - 1,57 \delta d_{ПЛ} \gamma) S_0, \quad (2)$$

где δ – величина одностороннего зазора между плунжером и цилиндром; ΔP – перепад давления на плунжере; ρ_Ж – плотность газожидкостной смеси (ГЖС) в интервале насоса; ν_Ж – кинематическая вязкость ГЖС в интервале насоса; l_{ПЛ} – длина плунжера.

Коэффициент, учитывающий упругие деформации насосных штанг и труб (НКТ) при динамическом уровне H_д ≈ L:

$$\gamma = \frac{S_0 - \frac{L_{ШТ}^2}{E} \left(9,81 \rho_{Ж} F_{ПЛ} \left(\frac{1}{f_{ШТ}} + \frac{1}{f_{ТР}} \right) - \frac{q_{ШТ} n^2 S_0}{1790 f_{ШТ}} \right)}{S_0}, \quad (3)$$

где L – длина насосно-компрессорных штанг; E – модуль Юнга; P_Ж – вес ГЖС над плунжером; f_ш – площадь поперечного сечения насосных штанг; f_т – площадь поперечного сечения НКТ; q_{шт} – вес одного погонного метра штанг.

После подстановки значений ΔV_{УТ} и γ в (1) получаем

$$\alpha = 0,8 \left[\frac{S_0 - \frac{L_{ШТ}^2}{E} \left[9,81 \rho_{Ж} F_{ПЛ} \left(\frac{1}{f_{ШТ}} + \frac{1}{f_{ТР}} \right) - \frac{q_{ШТ} n^2 S_0}{1790 f_{ШТ}} \right]}{S_0} \right] - \frac{1354n \left[\frac{7,86 d_{ПЛ} \delta^3 \Delta P}{n \rho_{Ж} \nu_{Ж} l_{ПЛ}} - 1,57 d_{ПЛ} \delta \right] \left[\frac{S_0 - \frac{L_{ШТ}^2}{E} \left[9,81 \rho_{Ж} F_{ПЛ} \left(\frac{1}{f_{ШТ}} + \frac{1}{f_{ТР}} \right) - \frac{q_{ШТ} n^2 S_0}{1790 f_{ШТ}} \right]}{S_0} \right]}{Q_{ТЕОР}} \quad (4)$$

Для низкодебитных скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» применяют, в основном, насосы с диаметром плунжера 32 мм. Минимальная теоретическая подача для этого насоса составляет 1,53 м³/сут (табл.) при S₀=1,2 м и n=1,1 ход/мин.

Примем средние значения для месторождений Пермского Прикамья: ΔP=5 МПа; L=1200м; d_{ШТ}=19 мм; d_{НКТ}=73 мм; ρ_{ГЖС}=1000 кг/м³; ν_{ГЖС}=5*10⁻⁶ м³/с; b_H=1,15; l_{ПЛ}=1,2 м. Коэффициент наполнения насоса при газосодержании поступающей в насос жидкости 0,1 (технический условия) с учетом вредного пространства можно принять равным 0,85.

Для коэффициента γ по (3) получаем: γ=0,88, при этом доля динамической составляющей в общей упругой деформации составляет менее 1%, поэтому в расчетах при малых значениях n эту составляющую можно не учитывать.

По (2) при δ=50 мкм ΔV_{УТ}=2,38·10⁻⁵ м³, за сутки (при n=1,1 ход/мин) утечки составят 0,1 м³, то есть 7 % от Q_{ТЕОР}=1,53 м³/сут. Доля второго слагаемого в правой части (2) значительно меньше 1% от общей величины утечек.

С учетом полученных данных коэффициент подачи по (1) составит 0,63. Такое значение можно считать приемлемым при эксплуатации низкодебитной скважины. Однако в процессе износа пары «плунжер-цилиндр» утечки жидкости в зазоре существенно увеличиваются. При δ=80 мкм ΔV_{УТ}=9,75·10⁻⁵ м³, в течение суток утечки составят 0,41м³, что составит уже около 27% от Q_{ТЕОР}=1,53 м³/сут. Если при этом общие утечки (включая клапаны насоса, НКТ) вдвое превысят утечки в зазоре «плунжер-цилиндр», общие утечки составят более половины от Q_{ТЕОР}, а коэффициент подачи установки по (1) будет равен 0,47, то есть уменьшиться в 1,34 раза. При δ=100 мкм коэффициент подачи уменьшиться до 0,31. Таким образом, для низких значений Q_{ТЕОР} влияние утечек жидкости в насосе по мере его износа становится существенным, что отражается на технико-экономических показателях работы скважины.

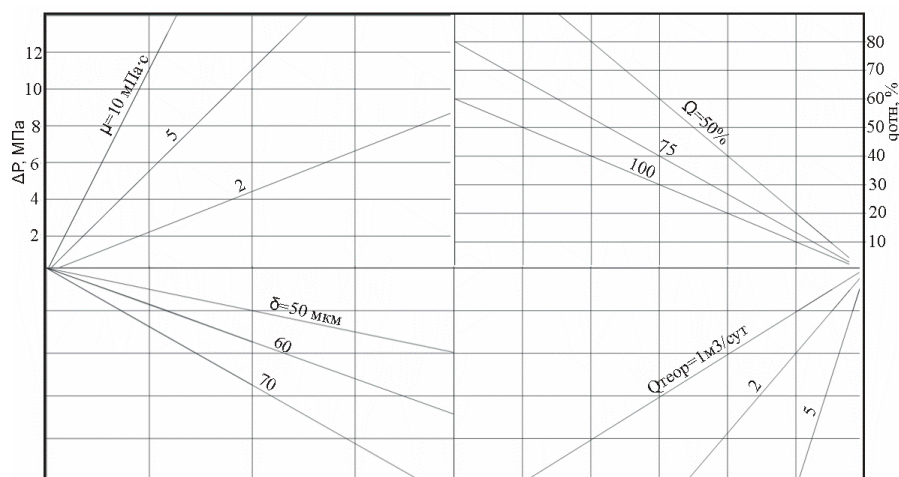


Рис. Номограмма, для определения относительных потерь от утечек в теоретической подаче УСШН.

Ω – доля относительных потерь от утечек в щелевом зазоре между плунжером и цилиндром в общем объеме утечек

Влияние утечек на коэффициент подачи можно уменьшить за счет увеличения $Q_{\text{ТЕОР}}$ при переводе скважины на периодический режим откачки жидкости. Для скважины, работающей суточном (непрерывном) режиме при $Q_{\text{ТЕОР}}=1,53 \text{ м}^3/\text{сут}$, перевод на $Q_{\text{ТЕОР}}=6,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ (минимальное значение $Q_{\text{ТЕОР}}$ для СК «Мотовилихинских заводов» составляет $5,7 \text{ м}^3/\text{сут}$) позволит перейти на периодический отбор с уменьшением времени работы насосной установки до 6 часов в течение суток при 18 часах периода накопления жидкости. При периодической откачке возможно увеличение сроков работы скважинного оборудования и всей насосной установки. Производительность во время работы насоса может быть существенно более высокой, чем при непрерывной откачке жидкости, поэтому коэффициент подачи скважинной установки также увеличивается. Недостатком периодической откачки является некоторое уменьшение производительности скважины, выражающееся в том, что среднесуточный отбор жидкости по сравнению с непрерывным отбором уменьшается. Зависимость между периодом накопления и относительным снижением дебита имеет вид [1]:

$$t_n = \frac{0,785(D^2 - d^2) \cdot \delta_{\text{П}}}{0,204 \cdot 10^{-6} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot K_{\text{П}} (1 - \delta_{\text{П}})}, \quad (5)$$

где $\delta_{\text{П}}$ – относительные потери дебита, доли единицы; $K_{\text{П}}$ – коэффициент продуктивности скважины, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность откачиваемой жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$; D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, d – наружный диаметр НКТ.

Если при $Q_{\text{ТЕОР}}=6,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ сохранить $S_0=1,2 \text{ м}$, число двойных ходов составит 4,39, а коэффициент подачи в период ее работы будет равен 0,62 при $\delta=50 \text{ мкм}$. Если увеличить S_0 до 2,5 м, получим $n=2,11 \text{ ход}/\text{мин}$ и $\alpha=0,69$. Следовательно, увеличивать $Q_{\text{ТЕОР}}$ следует за счет увеличения длины хода точки подвеса штанг, а не числа качаний балансира (с учетом технических характеристик СК). С увеличением δ до 80 мкм коэффициент подачи уменьшится лишь до 0,65, при $\delta=100 \text{ мкм}$ – до 0,61, то есть останется в 1,4 - 2,0 раза более высоким, чем при $Q_{\text{ТЕОР}}=1,53 \text{ м}^3/\text{сут}$ (режим непрерывной откачки).

Для определения доли утечек жидкости в теоретической подаче жидкости для приведенных выше условий построена номограмма (рис.).

Таким образом, в если при работе насосов в низкодебитных скважинах с теоретической подачей 1,5-2 $\text{м}^3/\text{сут}$ имеет место интенсивный износ пары «плунжер-цилиндр», более рациональной является периодическая откачка жидкости при режимах с низкими значениями частоты качаний балансира СК.

Литература

1. Пономарева И.Н. Особенности эксплуатации скважин в режиме периодической откачки жидкости. Материалы XXXIII Научно-практической конференции горно-нефтяного факультета ПГТУ «75 лет пермской нефти». Пермь, 2004 г.

РЕЛАКСАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ В ТЕРМОМЕХАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЯХ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ИХ ПРОЧНОСТИ

А.Л. Саруев¹, А.С. Закусов¹, В.А. Варгамыгин²

Научные руководители доцент В.А. Хохлов¹, профессор Л.А. Саруев¹

¹Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Термомеханические соединения (ТМС) – это соединения трубопроводов втулками из никелида титана. После раздачи муфты в среде хладогента на 7 – 10 % она надевается в охлажденном состоянии на концы

трубопровода и после отогрева до температур окружающей среды она возвращается к прежним размерам и форме (здесь реализуется эффект памяти формы), создавая натяг и прочное соединение. При необходимости возможно создание разъемного соединения. Для этого необходим материал с двусторонней памятью формы.

Преимущества использования термомеханических соединений перед обычными соединениями с натягом в том, что элементы соединений не требуют точной обработки поверхностей, технология сборки более проста, может осуществляться в любых условиях, в том числе и полевых.

Такие соединения перспективны для использования в нефтеперерабатывающих заводах. Как известно, завод производительностью 6 миллионов тонн в год имеет протяженность трубопроводов до 2000 км диаметрами от 6 до 1200 мм и сотни тысяч стыков, значительное число которых являются сварными. Так же известно, что во вводимых мощностях число отказов из-за сварных соединений составляет 40 – 45 % от общего числа отказов всех систем, а в процессе эксплуатации доля их составляет 11 %. Поэтому вполне оправдан поиск альтернативных способов соединений, в число которых входит ТМС. Преимущества таких соединений очевидны:

- возможность соединения трубопроводов из разных материалов;
- простота и легкость сборки;
- возможность сборки в труднодоступных местах;
- отсутствие высокотемпературного нагрева, который неизбежен при пайке и сварке, исключается изменение и ухудшение свойств материала в области стыка;
- высокая надежность соединений (до 700 МПа) т.к. никелид титана, имея повышенную прочность (предел текучести у него выше, чем у обычных материалов), обладает высокой долговечностью в условиях циклического нагружения и пульсирующих нагрузок;
- возможно соединение в полевых условиях при ремонтных и капитальных работах при отсутствии источников энергии;
- возможность проведения работ во взрыво- и пожароопасных условиях.

Недостатком этих соединений является высокая стоимость материала.

Как показывает технико-экономический анализ, затраты на подготовительные работы, доставку материалов и оборудования к месту сборки, эксплуатацию оборудования и непосредственно монтаж ТМС ниже, чем производство сварных соединений. При этом общая стоимость с учетом затрат на материалы становится почти одинаковой для обоих видов соединений.

В этом случае целесообразно исследовать факторы, влияющие на прочность соединения и способы ее увеличения. К первым относятся конструкции соединений, релаксационные свойства. Последние являются наиболее важным. Однако показано, что релаксация соединений незначительна в начальный момент после сборки (40 – 60 мин.), а в дальнейшем она практически отсутствует.

В данном докладе приводятся способы упрочнения ТМС. Учитывая накопленный авторами опыт эксплуатации соединения в экспериментальных целях (при исследовании контактного взаимодействия пар труба – втулка) можно рассмотреть несколько вариантов повышения надежности ТМС. При этом под надежностью понимаем обеспечение заданных герметичности прочности в условиях действия статических и циклических нагрузок, а так же долговечности в заданном временном интервале.

Повышение характеристик соединения за счет предварительного приложения крутящего момента, вызывающего микросмещение, близкое к предельному. Происходит упрочнение локальных контактных зон за счет наклепа материалов в приконтактных областях и усиления адгезионных связей в зонах физического контакта. Это положение подтверждается экспериментально и является одним из способов повышения жесткости соединений, включая и соединения с натягом.

Повышение характеристик за счет улучшения качества обработки поверхностей втулки и труб. Известно, что с уменьшением высоты микронеровностей увеличивается нормальная и тангенциальная жесткости контакта. При этом уменьшается объем контактного зазора, и, соответственно, возрастает объем материала, испытывающего предельные напряжения. Уменьшение высоты микронеровностей приводит к снижению интенсивности кинетических процессов – релаксации и ползучести.

Повышение характеристик ТМС можно достичь путем увеличения количества поясков во втулке. В первом приближении можно считать, что увеличение прочности соединения пропорционально числу рабочих поясков. В этом случае лимитирующим фактором может оказаться прочность трубы вне зоны соединения.

Немаловажным методом повышения надежности может служить выбор материала трубы по прочностным параметрам упрочняемости и пластическим свойствам, а так же толщины стенок. Однако в этом случае зачастую выбор размеров и материала труб определяется конструктивными соображениями, экономичностью систем и условиями эксплуатации.

В случае заданных параметров труб, для тонкостенных конструкций целесообразно использовать так называемые втулки жесткости, которые увеличивают жесткость соединения.

РАЦИОНАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СОЗДАНИЯ ТЕРМОМЕХАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

А.Л. Саруев, А.С. Закусов, А.А. Судницкий

Научные руководители доцент В.А. Хохлов, профессор Л.А. Саруев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Механические и кинетические характеристики (прочность, герметичность, долговечность, релаксация, ползучесть) соединений с использованием материалов с термомеханической памятью формы (ТМС) определяются материалами соединяемых трубок, их поперечными размерами, конструкцией соединения (гладкие, с уплотняющими полосками, комбинированные, с промежуточными элементами), размерами

соединительных муфт, допусками на наружные и внутренние диаметры элементов соединения, степенью предварительной раздачи втулки, расчетным натягом и, в наибольшей степени – материалом соединительных муфт.

Как видно, процесс создания соединения – процесс многофакторный, допускающий вариации исходных параметров в достаточно широких пределах.

Для обеспечения заданных характеристик соединения по герметичности, релаксационной устойчивости, прочности, долговечности и рабочему интервалу температур был выбран материал соединительной втулки с повышенными термомеханическими характеристиками ТН-1К с температурным интервалом формовосстановления $A_n \div A_k = -140 \div -80^\circ\text{C}$, с коэффициентом восстановления не менее 95 % и напряжениями возврата не менее 350 МПа.

Выбор этого сплава обусловлен достаточно низкими температурами формовосстановления, ростом параметров прочности (σ_c) и пластичности (δ, ψ) с повышением температур до $300 - 350^\circ\text{C}$, высокими значениями (до 15%) обратной деформации, а главное тем, что ТН-1К единственный из материалов с памятью формы (ПФ), достаточно полно изучен и освоен промышленностью.

Весь технологический процесс подготовки элементов и получения соединения состоит из следующих стадий:

Гомогенизирующий отжиг в вакууме исходного материала втулки (при $T = 800^\circ\text{C}$ и времени 1 час с последующим охлаждением на воздухе).

Изготовление втулки механической обработкой.

Отжиг для снятия остаточных напряжений и формирования оптимальной структуры ($T = 500^\circ\text{C}$, в течение 20 – 30 мин.).

Разметка конца трубопровода и ограничителя.

Охлаждение концов труб (при необходимости).

Охлаждение втулки до температур ниже M_n .

Раздача втулки по диаметру.

Насадка втулки на концы трубопроводов (операция может производиться при температурах окружающей среды).

Разогрев соединения до температур окружающей среды, сопровождающийся возвратом исходных размеров втулки и обжатием концов труб.

Разработка наиболее рациональной технологии производства неразъемных термомеханических соединений заключается в оптимизации конструкции соединяемых элементов, их продольных и поперечных размеров, технологии механической обработки, в создании высокопроизводительной и надежной оснастки для подготовки и сборки соединений.

Выбор конструкции соединения определяется заданными максимальными рабочими давлениями, не приводящими к разгерметизации или разрушению соединений, заданными диаметрами, толщиной стенок и материалом трубопроводов, требованиями к внешним габаритам соединения. Существуют конструкции соединения с упругой и пластической деформацией сопрягаемых деталей, с контактом по плоскости, криволинейным или линейным контактом элементов, с непосредственным контактом труба – втулка и с использованием промежуточных пассивных элементов, с двух-, четырех- и более поясковым контактом втулки с трубами.

Каждый из видов соединений имеет свои значения возможной обратной деформации, состоящей из деформации собственно втулки, упругой или пластической деформации контртела в соотношениях, определяемых видом соединения и размерами элементов.

Размеры втулок и концов трубопроводов оказывают существенное влияние на характеристики соединений. Так уменьшение толщины стенок трубопроводов приводит к уменьшению противодействия упругому возврату втулки и как следствие – к снижению напряжений. С другой стороны, уменьшение толщины стенок или поперечных размеров поясков втулки облегчает процесс дронования (раздачи), но приводит при образовании соединения к большим величинам собственной деформации втулки при ее упругом формовосстановлении и – к снижению напряжений в соединении.

Очевидно, что указанные выше два фактора оптимизации должны рассматриваться в контексте с поставленными задачами применительно к конкретным условиям работы соединений.

СОВРЕМЕННЫЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ И ИЗОЛЯЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Л.Ю. Степанова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вопросы очистки и изоляции трубопроводов актуальны в настоящее время, в связи с тем, что имеется большой объем трубопроводов в нефтегазодобыче (около 600 тыс. км нефтегазопромысловых по странам СНГ) в системе магистральных нефтепроводов и продуктопроводов около 100 тыс. км, в газопроводной системе более 175 тыс. км [1].

Существуют современные машины как для выполнения отдельных операций по очистке и изоляции трубопроводов (ручные и механизированные), так и для выполнения нескольких операций, а также комплексные машины – комбайны, которые выполняют все необходимые процессы, определяемые соответствующими нормативными документами (табл.). Анализ технических средств по очистке и изоляции трубопроводов по данным [1, 2, 3, 4, 5, 6] а также проспектов предприятий-изготовителей показывает их многообразие. Основные

их виды по степени выполнения различных операций приведены в таблице ниже. Машины и оборудование приведено по маркам, обозначенным разработчиками или изготовителями.



Рис. 1. Очистная машина OM523PM

Для всего диапазона нефтепромысловых труб (диаметр 57 – 700 мм) существуют различные средства для очистки и изоляции.

Очистные машины в основном используют технологию механических способов очистки с помощью различных проволочных щёток, скребков, дисков. Институтом транспортно-энергетических систем Украины (ИТЭСУ) «Нефтегазстройизоляция» разработаны новые машины на основе таких методов, как водоструйная, пескоструйная и дробеструйная очистка в трассовых условиях. Качество очистки этими методами выше по сравнению с традиционными механическими методами, т. е. с использованием скребков и проволочных щёток.

Примером машин, выполняющих несколько операций являются комбайны типа ОМ. Эти самоходные машины (комбайны) для очистки и изоляции труб предназначены для одновременного удаления скребками и приводными круглыми щётками грязи, ржавчины, рыхлой окалины с наружной поверхности трубопроводов от 89 до 1220 мм, нанесения грунтовки (праймера) и последующей изоляции по винтовой линии трубопроводов необходимым количеством слоев липкой полимерной ленты и защитной обёртки. Машины работают в составе изоляционно-укладочной колонны на строительстве трубопроводов. Машины имеют двигатель внутреннего сгорания и механическую трансмиссию для привода ходовых колёс, ротора очистки, ротора изоляции и вентилятора, предназначенного для удаления пыли.

Машины имеют специальные площадки и лестницы для обеспечения удобства работы оператора и повешения безопасности работ. Комбайны могут комплектоваться подъёмником для принятия с бровки траншеи рулонов ленты и их установки на шпули. Собственный привод от двигателя внутреннего сгорания обеспечивает автономность машины в работе, исключает необходимость использования дизельных электростанций и питающих кабелей или шлангов, исключает обрыв кабелей, порыв шлангов, повышает безопасность работы и минимизирует зависимость работы машины от работоспособности внешних источников питания. Машины способны преодолевать подъёмы трубы не более 15 градусов, проходить без ухудшений наносимой изоляции сварные стыки.

Выбор технических средств и технологий зависит от объёмов и условий работ, а также поставленных задач. Многооперационные машины целесообразны для выполнения больших объёмов работ при строительстве и ремонте трубопроводов.

Современные машины и оборудование для очистки и изоляции промышленных трубопроводов

Группы машин для очистки и изоляции трубопроводов	Примеры машин	Диаметр труб, мм	Выполняемые операции	Примечание
Машины, выполняющие отдельные операции	<p>ОМР724 ОМР1224</p> <p>ОМР1223</p> <p>ручного типа: УРН – 1 ПО82</p> <p>ОМ161 ОМ323 ОМ533</p> <p>ПТ-НН1220[2]</p> <p>Водоструйная Пескоструйная Дробеструйная</p>	<p>630,720,820 1020,1220</p> <p>1020 – 1220</p> <p>159 – 1020 32 – 89</p> <p>114 – 168 219 – 325 325 – 530</p> <p>1220</p>	<p>Черновая очистка от старой изоляции Снятие старых битумных и полимерных покрытий</p> <p>Нанесение на трубопровод изоляционных покрытий, состоящих из полимерных лент</p> <p>Нанесение изоляционного материала, защитная обёртка</p>	<p>НПО «Август»</p> <p>Завод «Транснефтемаш»</p> <p>ИТЭСУ «Нефтегазстройизоляция» Обеспечивает качество очистки выше по сравнению с механическими методами</p>
Машины, выполняющие несколько операций	<p>МГ-530[3] МГ-820[3] МГ-1020(1220)[3] МИАБ[3]</p> <p>машины горячего</p> <p>самоходные: ИМ151[1] ИМ271[1] ИМ531[1] ИМ821[1]</p> <p>ЛИТ1[1] ПТЛ – 2 ЛИТ 531</p>	<p>530 820,720 1020,1220</p> <p>530,1220</p> <p>89,108,114,127,140,159 168,219,254,273 325,355,377,400,426,450,480, 500,530 630,710,720,820</p> <p>114 – 325 57 – 426 57 – 530</p>	<p>Очистка наружной поверхности трубы от пыли и грязи, грунтовок Зачистка и плёночная изоляция</p> <p>Наложение слоя мастики, обмотка по винтовой линии защитным материалом</p>	<p>«Транснефтемаш»</p> <p>«Газстроймашина»</p>
Комбайны [1]	<p>ОМ151ПАД[6] ОМ321ПМ[6] ОМ523ПМ[6] ОМ821ПА[6] ОМ1221П[6]</p>	<p>89,108,114 168,219,25 325,355,377 630,710 1020,1220</p>	<p>Очистка, изоляция, нанесение грунтовок</p>	<p>«Транснефтемаш»</p>
Комплекты машин	<p>ИЗУК – 200Г[6]</p>	<p>273 – 325,377 – 530, 720 – 820, 1020 – 1220</p> <p>108 – 219</p>	<p>Очистка, изоляция, укладка в траншею</p>	<p>Комплект состоит из двух машин: очистной и изоляционной; НПО «Август»</p> <p>ОАО «Баштрансгаз»</p>

Литература

1. Нефтегазовое строительство: Учеб. Пособие/Беляева В. Я. и др. под общей редакцией проф. И.И. Мазура и проф. В. Д. Шапиро. – М.: Издательство ОМЕГА – Л 2005. – 774 с.

2. Будзуляк Б. В., Халлыев Н.Х., Тютьев А. М., Виллюлин И.И., Спирин В. А. Комплексная механизация капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов. Учебное пособие для вузов. – Москва, «ООО Недра – Бизнесцентр», 2004.
3. Каталог выпускаемого специализированного оборудования. ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ», 2005.
4. Минаев В. И. Машины для строительства магистральных трубопроводов. Учебник для вузов. – Москва, «Недра», 1985.
5. Проспект. Оборудование для строительства и ремонта нефтегазопроводов. ОАО «Кропоткинский машиностроительный завод», г. Кропоткинск, 2006.
6. Промысловые трубопроводы и оборудование: Учеб. Пособие для вузов/ Ф.М. Мустафин, Л. И. Быков, А. Г. Гумеров и др. – М.: ОАО «Издательство «Недра»», 2004. – 662 с.