

TECH TRENDS НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

To receive further information on any of the products and services featured in Tech Trends, email to: info@eurasiapress.com

VANTAGE PD Global – Solution for Distributed Design

AVEVA introduces an innovative solution for distributed design – VANTAGE PD Global, which allows for reducing project timescales and increasing quality. The solution is intended for the companies that use PDMS 3D plant design system.

Under the distributed design, the project development is simultaneously performed by several design offices of one company or by several subcontracting design companies regardless of their location. Every office executes its own part of the project as authorized by a general contractor. At the same time, the Global technology allows for restricting access to the information, which the general contractor prefers not to disclose to the third party – for example, various know-hows. Every project participant executes his own part with the help of the common project database and receives all the necessary information on the project parts executed by other design offices. The system synchronizes databases in the design offices automatically as per the pre-set schedule. Economizing on communication channels is achieved through sharing only the database changes that occurred since the last synchronization. The Global technology enables working with any communication channels, including low bandwidth ones, which makes it possible to

- A complex of Sakhalin I onshore facilities designed by VNIPIneft on Exxon Mobil's order.
- Комплекс береговых сооружений по проекту «Сахалин-1», выполненный компанией «ВНИПИнефть» по заказу Exxon Mobil.

Подробнее о продукции и услугах, представленных в этой рубрике, вы можете узнать по адресу: info@eurasiapress.com

VANTAGE PD Global – решение для распределенного проектирования

Компания AVEVA предлагает инновационное решение для распределенного проектирования VANTAGE PD Global, позволяющее выполнять проектирование в более сжатые сроки и с повышенным качеством. Это решение предназначено для компаний, использующих систему трехмерного проектирования PDMS.

При распределенном проектировании разработка проекта осуществляется одновременно несколькими проектными офисами одной компании или несколькими проектными компаниями, привлеченными на субподряд; территориальная разобщенность при этом не имеет значения. Каждый офис выполняет отведенную ему часть проекта, в рамках прав, выданных ему генподрядчиком. При этом, технология Global позволяет ограничить доступ к той части информации по проекту, которую генподрядчик предпочитает не передавать третьим лицам, например, различные know-how. Каждый из участников проекта выполняет отведенную ему часть, используя единую базу данных всего проекта и одновременно получая всю необходимую информацию о частях проекта, которые выполняются другими офисами. Работая в автоматическом режиме по установленному графику, Global синхронизирует базы данных в проектных офисах. Экономия на оплате за использование каналов связи достигается за счет того, что из офиса в офис передаются только те изменения в базах данных, которые произошли с момента последней синхронизации. Технология Global позволяет работать с любыми каналами связи, в том числе с низкоскоростными, что позволяет использовать эту технологию в отдаленных районах страны и в районах с плохо развитой информационной инфраструктурой. Это осуществляется за счет высокой отказоустойчивости системы PDMS Global и встроенной функции проверки целостности баз данных.

Использование данной системы гарантирует, что каждый проект содержит самые последние данные, и любые изменения будут автоматически синхронизированы между проектными офисами. Как результат, обеспечивается согласованное 3D проектирование ряда проектных офисов с централизованным администрированием, что значительно повышает уп-



SOURCE • ИСТОЧНИК: AVEVA

employ the technology in the remote areas of the country as well as in regions with underdeveloped information infrastructure. This is reached through high fault tolerance of PDMS Global and built-in function of database integrity control.

Using the system ensures that every project contains the latest data, and any changes will be automatically synchronized between the design offices. As a result, a concurrent 3D plant design through a set of design offices with central project administration is provided, which significantly improves project manageability whilst reducing cost, risk, and timescales. At the same time, the Global solution is not only an information environment for distributed design, but also a "virtual office" that enables customers, contractors, developers, manufacturers, and suppliers to track project data at any time. That is why it may be used at the stage of concurrence project design and construction, as well as at the commissioning stage.

Using this technology when constructing on a turn-key basis enables a general contractor to monitor entire installation project directly from the office, thus considerably cutting the travel costs.

A number of Russian companies have already introduced the technology and are employing it successfully. A good case in point is a complex of Sakhalin I onshore facilities designed in VANTAGE PD Global by VNIPIneft, together with two design offices in Houston (USA) and New Delhi (India) on order from Exxon Mobil.

<http://www.aveva.com/>

Russian Fiber-Optic Temperature Sensor

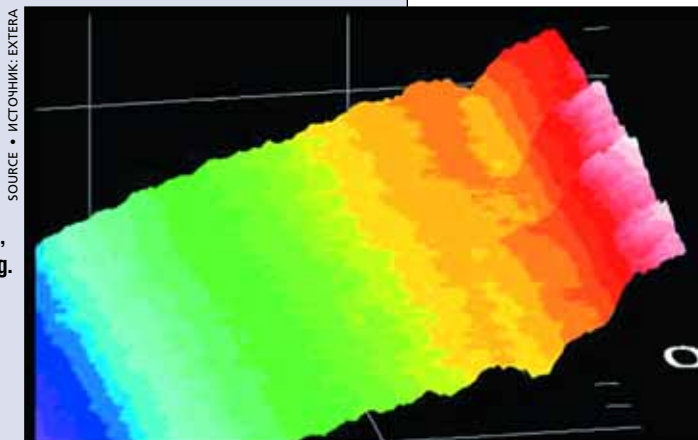
At present, fiber-optic technologies are widely employed abroad to monitor well conditions. The fiber optic installed in a borehole is a sensor for temperature, pressure and acoustic signal, which is distributed along the hole. The major advantage of fiber-optic distributed sensors is in real-time profile capturing of an appropriate parameter along all the fiber optics length simultaneously, with no need for sensor to travel.

On the world service market such technology is known as Distributed Temperature Sensors (DTS), and the leading companies to work with such temperature log systems are Schlumberger, Shell, Halliburton, PETROBRAS and Gazpromgeofizika.

An equipment complex for well temperature logging with the help of fiber-optic DTS has been designed in Russia (by the Extera Company), and the complex is already in industrial use. The above system includes a recorder with an integrated

● The temperature log of reservoir injection mode, fixed during well monitoring.

● Термограмма работы резервуара в режиме закачки, полученная в процессе мониторинга скважины.



SOURCE • ИСТОЧНИК: EXTERA

равляемость работ при одновременном снижении расходов, рисков и сроков реализации проектов. При этом использование Global можно рассматривать не только как информационную среду для распределенного проектирования, но и как «виртуальный офис», позволяющий заказчику, подрядчику, проектным организациям, производителям и поставщикам в любое время отслеживать проектные данные. Это позволяет использовать технологию Global как на этапах проектирования и согласования проекта, так и на этапах монтажа и пуска в эксплуатацию.

При строительстве «под ключ» использование этой технологии позволяет компании-генподрядчику контролировать весь процесс монтажа непосредственно из офиса, значительно сокращая затраты на командировки.

Ряд российских компаний уже внедрили и успешно используют данную технологию. В качестве примера, можно привести комплекс береговых сооружений по проекту «Сахалин-1» выполненный компанией «ВНИПИнефть» по заказу Exxon Mobil в VANTAGE PD Global, совместно с двумя проектными офисами в Хьюстоне (США) и Нью-Дели (Индия).

<http://www.aveva.com/>

Российский волоконно-оптический датчик температуры

В настоящее время в зарубежной практике при мониторинге скважинных условий широко применяются волоконно-оптические технологии. Оптическое волокно, установленное в стволе скважины, является распределенным по стволу скважины датчиком температуры, давления и акустических сигналов. Основным общим преимуществом волоконно-оптических распределенных датчиков является фиксация профиля соответствующего параметра одновременно по всей длине оптического волокна в реальном времени без его перемещения.

На мировом рынке услуг данная технология известна как Distributed Temperature Sensors (DTS); ведущими компаниями, работающими с такими системами термометрии, являются Schlumberger, Shell, Halliburton, PETROBRAS и ОАО «Газпромгеофизика».

Сегодня в России (ООО «ПБ „Экстера“») создан и находится в промышленной эксплуатации комплекс оборудования для термометрии скважин с применением волоконно-оптического распределенного датчика температуры. Указанная система имеет прибор-регистратор, который включает в себя лазерный излучатель, оптические спектральные фильтры и детекторы, специальное программное и математическое обеспечение. Программное обеспечение базируется на

среде графического программирования LabVIEW. Прибор термометрии построен по принципу виртуального прибора на шине PXI и выполнен на базе промышленного компьютера. Волоконно-оптический датчик температуры выполнен в виде геофизического волоконно-оптического кабеля. Применяются волоконно-оптические кабели типов ОККСН-01-1Г и КГ 2хМОВ 6-90. Оптическое волокно соответствует международным требованиям МСЭ-Т G.651.

laser emitter, optical spectral filters and detectors, as well as specialized software. The software is based on the LabVIEW graphic programming environment. The temperature log device has been designed on the virtual device principle on the PXI bus and is based on industrial computer. The fiber-optic temperature sensor is manufactured as a logging FO cable. The FO cables of the OKKSN-01-1G and the KG 2xMOV 6-90 types are used. The fiber optics complies with the international standards of MSE-T G.651.

The recorder provides for the real-time visualization of temperature log data, their mathematical treatment, and presenting the information as LASS-files. The time history visualization of the well thermal field for a certain period is provided, as well as presenting of the temperature log data in the course of the 3D monitoring of one or several wells with the coordinates: depth – temperature – time.

Alongside with employing the above temperature log system, a set of logging operations was performed. The operations were executed in fluid filled observation wells, wells under workover, production wells, water-injection wells, as well as in pressurized underground gas storage wells.

As the international experience demonstrates, FO temperature log technology is most effective in reservoir monitoring in the course of oil and gas fields development as well as in underground gas storage maintenance.

When compared to a conventional temperature logging with point sensors, the FO technology has the following advantages:

- capturing the hole temperature profile is performed with no sensor travel, which ensures the real-time well temperature logging;
- capability of being installed in a closed hole;
- the fiber-optic sensors' life is commensurable to well overhaul time and to well operating age.

<http://www.extera.ru>

The MPU 1200 Ultrasonic Gas Flowmeter

The MPU 1200 is a six path ultrasonic meter with non-intrusive and flush mounted transducers providing undisturbed and accurate measurement of gas flow.

The technologically advanced MPU 1200 has effectively redefined gas flow measurement. Designed and tested under the strictest standards, the MPU 1200 has been proven to be the most superior, accurate and repeatable ultrasonic gas meter available.

With its rugged, compact design, the MPU 1200 provides significant cost, space and weight savings for gas system applications.

The MPU 1200 function is based on the well-established acoustic transit time principle. The measurement principle utilizes the fact that the direction and propagation velocity of an ultrasonic pulse are modified by the flowing medium. An ultrasonic pulse propagating with the flow will experience an increase in velocity while an ultrasonic pulse propagating against the flow will experience a decrease in velocity. Turbulence and noise generated frequencies are filtered. MPU 1200 measures the transit time of the ultrasonic signal that is transmitted. The start of the transmission and arrival of the correct signal are detected by software. The device's transducers are non-intrusive and flush mounted ensuring minimum risk for clogging up by residues in the flow. The

Прибор-регистратор обеспечивает визуализацию данных термометрии в реальном времени, их математическую обработку и представление информации в виде LASS-файлов. Обеспечивается визуализация динамики изменения температурного поля в скважине за определенный период, а также представление данных термометрии в процессе трехмерного мониторинга одной или нескольких скважин в координатах «глубина – температура – время».

С применением данной системы термометрии была проведена серия работ по исследованию технического состояния скважин. Работы выполнены в наблюдательных скважинах, заполненных жидкостью, в скважинах, находящихся в капитальном ремонте, а также в эксплуатационных и водонагнетательных скважинах и скважинах ПХГ, находящихся под давлением.

Как показывает мировая практика, волоконно-оптическая технология термометрии наиболее эффективно применяется в процессе мониторинга работы резервуара в целом в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и ПХГ.

В сравнении со стандартной технологией термометрии с применением точечных датчиков волоконно-оптическая технология имеет следующие преимущества:

- фиксация температурного профиля ствола скважины выполняется без перемещения датчика, что обеспечивает термометрию скважины в реальном времени;
- возможность установки в скважинах с закрытым стволом;
- срок службы волоконно-оптического датчика соизмерим с межремонтным сроком работы скважины и со сроком жизни скважины.

<http://www.extera.ru>

Ультразвуковой газовый расходомер MPU 1200

Газовый расходомер MPU 1200 – это ультразвуковой шестидорожечный расходомер с непогружными датчиками, установленными заподлицо, которые обеспечивают точное бесперебойное измерение потока газа.

Передовой в технологическом отношении расходомер MPU 1200 эффективно уточняет измерения потока газа. Прибор разрабатывался и испытывался в соответствии с самыми жесткими стандартами, и среди имеющихся аналогов зарекомендовал себя как наиболее совершенный, точный ультразвуковой газовый расходомер с высокой воспроизводимостью.

Благодаря прочной и компактной конструкции, использование прибора MPU 1200 в газовых системах обеспечивает значительную экономию по стоимости, занимаемому пространству и весу.

Работа расходомера MPU 1200 основана на хорошо зарекомендовавшем себя принципе измерения времени прохождения ультразвукового импульса. При измерении используется тот факт, что направление и скорость распространения ультразвукового импульса изменяются под действием движущейся среды. Скорость распространения ультразвукового импульса, направленного вдоль потока, увеличивается, а при распространении в направлении, противоположном потоку, уменьшается. Турбулентность и частоты генерированных помех отфильтровываются. Расходомер MPU 1200 измеряет время прохождения переданного ультразвукового сигнала. Начало передачи и поступление соответствующего сигнала

- The MPU 1200 meters ensure high accuracy in gas flow measurement.
- Расходомеры MPU 1200 обеспечивают высокоточные замеры газовых потоков.

transducer is fully encapsulated, manufactured in titanium and is replaceable during operation, thus eliminating the need for shutdown and recalibration after replacement.

Applications of MPU 1200 flow meters include:

- Custody transfer of gas onshore and offshore;
- Pipeline node bi-directional measurements;
- Gas terminals;
- Gas mixing stations;
- Gas power plants;
- Pipeline junctions;
- Compressor stations.

Features and advantages of this device are as follows:

- Low sensitivity to ultrasonic noise and superior swirl and crossflow compensation assures the highest accuracy;
- In-line transducer removal allows in-line replacement under pressure;
- WinScreen configuration and diagnostic software for superior measurement control;
- Condition verification and compensation ensures consistent, accurate results;
- Advanced electronics for remote operation and diagnostics.

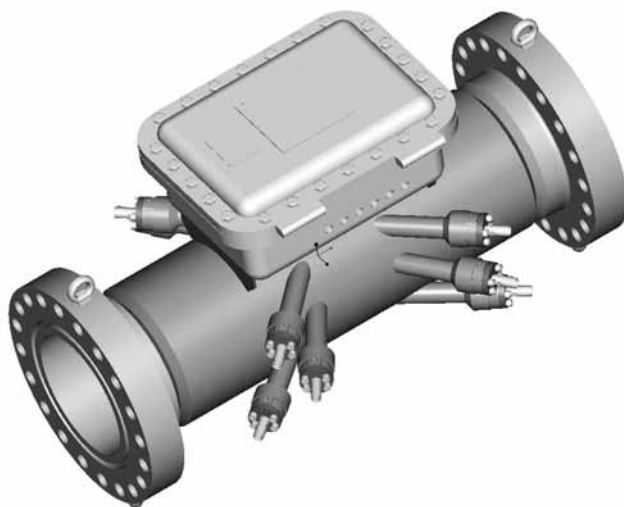
<http://www.fmctechnologies.com/>

Route-Finder TROPA-2 Helps Finding Pipelines

Neftegazimpex Company offers its new device, the TROPA-2 Route-Finder. It is designed to detect pipeline axis and to determine directions and pipeline depth. The metal detector mode enables the device to operate as a metal detector in search for large-size objects, such as well-hatches, hydrants, etc.

The device's operation principle is based on the detection and analyses of magnetic fields created around the pipelines by cathodic protection devices (passive search) or by generator-induced currents (active search).

The magnetic field receivers are of a flux gate type. The device's case is made of a low and high temperature resistant material.



SOURCE • ИСТОЧНИК: FMCTECHNOLOGIES

PHOTO • ФОТО: FMCTECHNOLOGIES

определяется с помощью программного обеспечения. Непогружные датчики прибора, установленные заподлицо, характеризуются минимальным риском засорения осадками, имеющимися в потоке. Датчики полностью герметизированы, выпускаются в титановом корпусе, и могут заменяться в процессе работы, без необходимости останавливать процесс и проводить повторную калибровку после замены.

Расходомеры MPU 1200 используются:

- для коммерческого учета газа, как на суше, так и на морских месторождениях;
- для двунаправленных измерений в узловых точках трубопроводов;
- на конечных станциях газопроводов;
- на газосмесительных установках;
- на газовых электростанциях;
- на стыках трубопроводов;
- на компрессорных станциях.

Особенности и преимущества данного прибора:

- благодаря низкой чувствительности к ультразвуковым помехам и высококачественной компенсации завихрений и поперечных потоков, обеспечивается высокая точность;
- при извлечении встроенных датчиков есть возможность заменять их под давлением;
- использование конфигурации WinScreen и диагностической программы для отличного контроля измерений;
- контроль условий и компенсация обеспечивает получение устойчивых и точных результатов;
- применение самой современной электроники для дистанционного управления и диагностики.

<http://www.fmctechnologies.com/>

Трассоискатель «Тропа-2» – помощь в поиске оси трубопровода

Трассоискатель «Тропа-2», предлагаемый компанией ООО «Нефтегазмпекс», предназначен для поиска оси трубопровода, определения направления и глубины его залегания. Прибор может работать в режиме металлоискателя для поиска крупных стальных объектов (крышки люков колодцев, гидранты, и т.п.).

Принцип действия прибора основан на обнаружении и анализе магнитных полей, возникающих вокруг трубопровода, по которому протекают токи от устройств катодной за-

- The route-finder has a strong case that makes the device resistant to a wide range of temperature variations.
- Благодаря прочному корпусу трассоискатель можно использовать в широком диапазоне температур.

PHOTO • ФОТО: НЕФТЕГАЗИМПРЕХ



щиты (пассивный поиск) или токи от специальных генераторов (активный поиск).

Приемники магнитного поля прибора выполнены с применением датчиков феррозондового типа. Корпус изготовлен из материала с высокими прочностными характеристиками в широком диапазоне температур.

Прибор имеет следующие технические

The features of the route-finder include:

- Pipeline detection radius up to 15 m.
- Operation frequencies:
 - 10±0.01 Hz – active search;
 - 50±1 Hz – passive search;
 - 100±2 Hz – passive search.
- Accuracy of a single pipeline's axis detection:
 - in the magnetic field's horizontal constituent search mode ± 0.25 m;
 - in the magnetic field's vertical constituent search mode ± 0.1 m, with indication of operator's deviation from the pipeline axis (left to right).
- Accuracy of operator's orientation in relation to the pipeline axis ± 3°.
- Accuracy of the depth measurement (single pipeline) ± 5 percent (up to 5 m).
- The operational range is not less than 7 km from the point of connection of the generator (current not less than 2 A) and frequency 10±0.01 Hz, with the pipeline depth up to 2.5 m.
- Audible and visual indication.
- Power supply: four batteries, size AA (Lr6), 6-15 V.
- Current consumption: not greater than 40 mA.
- Dimensions: 680x112x220 mm.
- Weight 1.8 kg.

The device's operational conditions are as follows:

- The ambient operational temperature from -45 to +50 C.
- The temperature limits from -50 to +50 C.
- The relative air humidity up to 98 percent at + 25 C.

<http://www.ngicompany.com>

“Kavkaz” Gas Heating Unit

“Kavkaz” Gas heating unit (hereinafter BPG “Kavkaz”) represents a new type of gas heaters, designed at ZAVOD NEFTEGASOBORUDOVANIYE LTD. (Saratov). By its technical specifications, this unit is similar to such heaters as РТПГ-30, ПГ-10, ПГ-15 and others. The unit is manufactured as a turnkey assembly and requires no additional connections during the installation.

BPG “Kavkaz” is designed for indirect gas heating to the preset temperature and is used as a part of gas-distributing stations to prevent hydrate build-up during throttling and to maintain the set temperature at the outlet of gas-distributing stations, and also to provide heat carrier for heating systems of the facilities or other potential heat consumers.

Gas is heated in the shell-and-tube heat exchanger by means of intermediate heat carrier, heated in a hot-water boiler. In the design aspect, the gas heating unit consists of

характеристики:

- Радиус обнаружения трубопровода – до 15 м.
 - Рабочие частоты:
 - 10±0,01 Гц – активный поиск;
 - 50±1 Гц – пассивный поиск;
 - 100±2 Гц – пассивный поиск.
 - Точность определения оси одиночного трубопровода:
 - в режиме поиска по горизонтальной составляющей магнитного поля ± 0,25 м;
 - в режиме поиска по вертикальной составляющей магнитного поля ± 0,1 м, с указанием направления (влево-вправо) отклонения оператора от оси трубопровода.
 - Точность ориентации оператора по отношению к оси трубопровода ± 3°.
 - Точность измерения глубины залегания одиночного трубопровода ±5% (до 5 м).
 - Диапазон действия – не менее 7 км от точки подключения генератора, при токе не менее 2А, частоте 10±0,01 Гц и глубине залегания до 2,5 м.
 - Звуковая и световая индикация.
 - Питание: четыре последовательно соединенных элемента питания типоразмера АА (Lr6), общим напряжением от 6 до 15 В.
 - Ток потребления – не более 40 мА.
 - Габаритные размеры: 680x112x220 мм.
 - Вес 1,8 кг.
- Условия эксплуатации:
- Рабочая температура эксплуатации от -45 до +50 °С.
 - Предельная температура от -50 до +60°С.
 - Относительная влажность до 98% при температуре +25 °С.

<http://www.ngicompany.com>

Блок подогрева газа «Кавказ»

Блок подогрева газа «Кавказ» (далее БПГ «Кавказ») представляет собой новый тип подогревателя газа, созданный на заводе «Нефтегазоборудование» (г. Саратов). По своим характеристикам этот блок является аналогом таких подогревателей, как ПТПГ-30, ПГ-10, ПГ-15 и др. Блок представляет собой изделие полной заводской готовности и не требует дополнительной обвязки при установке.

БПГ «Кавказ» предназначен для непрямого подогрева газа до заданной температуры, и используется в составе ГРС для исключения гидратообразования при дросселировании и поддержания заданной температуры газа на выходе ГРС, а также для обеспечения теплоносителем систем отопления помещений или других возможных теплопотребителей.

Нагрев газа осуществляется в кожухо-трубчатом теплообменнике посредством промежуточного теплоносителя, на-

• Т
• В.

two assemblies: boiler plant assembly and heat exchanger assembly. BPG is designed following USSR and building regulations requirements and the latest demands of Gasprom's directives.

Main advantages:

1. Easy to assemble, maintain, start-up and adjust.
2. Require no additional expenses on the bypass line (connection, valves, etc.).
3. Significant gas consumption for technical needs; ensures heating of the gas-distribution plant facilities.
4. High degree of reliability – availability of 100% backup – two heat exchangers, two boilers, two pumps. Protection from overheating and tube bundle break.
5. The unit has a lift-off cover, which makes repair and maintenance operations easier.
6. Large amount of the unit automation options.

AGRS Automated Control System

AGRS (Automated Gas Distribution Station) automated control system of a new generation (ZAVOD NEFTEGASOBORUDOVANIYE LTD., Saratov) on the basis of SIMATIC S7-200 controller manufactured by SIEMENS ensures the following:

- To perform valve remote control (from the control panel in the AGRS control room or by means of the line telemechanic system) with entering of operator's actions into the data-

base (valve opening/closing, time of action and operator's name). Valve control (from the control room or by means of the line telemechanic system) is set by the switch installed on the monitoring instrument automatic system door;

- To control gas parameters (inlet/outlet gas pressure, gas temperature: inlet/outlet and after the shell-and-tube heat exchanger, valve status: open/close) by means of the line telemechanic system using the control panel and mimic panel with indication, located on the monitoring instrument automatic system door;

- To keep record of accidents with data entry in the database indicating time and type of the accident;

- To perform emergency shutdown of the gas distribution station indicating the time and causes of the accident

PHOTO • ФОТО: НЕФТЕГАЗОБОРУДОВАНИЕ



греваемого в водогрейном котле. Конструктивно блок подогрева газа состоит из двух блоков: блок котельной и блок теплообменных аппаратов. БПГ спроектирован с учетом требований ГОСТ, СНиП, а также последних требований руководящих документов ОАО «Газпром».

Основные преимущества:

1. Прост в монтаже, обслуживании и в пуско-наладке.
2. Не требует дополнительных затрат на байпасную линию (обвязка, краны и т.д.).
3. Значительно экономит потребление газа на собственные нужды и, кроме того, обеспечивает обогрев помещений ГРС.
4. Высокая степень надежности – имеет 100%-й резерв: два теплообменника, два котла, два насоса. Защищен от перегрева и прорыва трубного пучка.
5. Блок имеет съемную крышу, что облегчает ремонтные и профилактические работы.
6. Большое количество вариантов по автоматизации блока.

Система автоматического управления АГРС

САУ АГРС нового поколения (ООО «Нефтегазоборудование», г. Саратов) на базе контроллера SIMATIC S7-200 производства фирмы SIEMENS, позволяет:

- осуществлять дистанционное управление кранами (с панели управления в операторной АГРС или посредством системы линейной телемеханики) с записью в базу данных действий оператора (открытие/закрытие крана, времени действия и имени оператора. Управление кранами (из операторной или с

PHOTO • ФОТО: НЕФТЕГАЗОБОРУДОВАНИЕ



• F.
• P.

помощью СЛТМ) устанавливается с помощью переключателя, расположенного на двери шкафа КИПиА;

- контролировать параметры газа (давление газа на входе/выходе, температура газа на входе/выходе и после кожухотрубчатого теплообменника, состояние кранов: открыт/закрыт) по СЛТМ с помощью панели управления и мнемосхемы с индикацией, расположенных на двери шкафа КИПиА;

- вести журнал аварийных событий с записью в базе данных с наименованием типа и времени события;

- осуществлять аварийную остановку АГРС с фиксацией времени и причины аварии.

<http://www.ngosar.ru>

<http://www.ngosar.ru>