

É interessante ressaltar, que até o início da década de 80, a atividade petrolífera no Brasil estava concentrada nas operações de exploração e produção terrestres conduzidas em regiões carentes localizadas na Bahia, Sergipe, Alagoas, Espírito Santo, Rio Grande do Norte e Ceará.

Todavia as limitações estruturais e financeiras da Petrobras não permitiram a aplicação de esforço de mesma intensidade do exercido na operação marítima para a prospecção e desenvolvimento das nossas bacias terrestres, embora estas, em área, correspondam a 75% das bacias potencialmente produtoras do Brasil.

Assumindo, em 2002, a Diretoria de Exploração e Produção da ANP, e no cumprimento de nossas novas atribuições de regulamentação e fomento da indústria, e em prol do interesse público, intensificamos o processo de incentivo à implantação, no País, do segmento de produtores de petróleo e gás de médio e pequeno porte, comumente denominado de *produtores independentes*.

Essas novas empresas teriam seu principal foco de atuação em bacias terrestres, que já não constituíam o objetivo principal da Petrobras e das demais grandes companhias integradas de petróleo, mas que ainda poderiam significar geração de riqueza e incorporação ao mercado de trabalho de boa parte das populações locais.

Dessa iniciativa fazem parte a busca da ANP por recursos para aquisição de novos dados de geologia e geofísica em imensas bacias terrestres praticamente inexploradas, e a redução da área dos blocos oferecidos nas suas licitações para exploração em antigas áreas produtoras já intensamente trabalhadas, denominadas *bacias maduras*, o que facilita sobretudo a atuação das pequenas e médias empresas. Complementarmente a essas iniciativas, estabeleceu-se um limite para a área total que poderia ser adquirida por uma mesma empresa nessas bacias, visando a pulverização das oportunidades e, conseqüentemente, o aumento do número de companhias em operação naquelas regiões.

Estudo detalhado realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ANP, em dezembro de 2005, tendo em vista a sua 2ª Licitação de Campos Marginais, constatou que dos 217 campos da Petrobras, situados em bacias terrestres, 157 deles se encontravam na categoria conhecida como campos marginais, apresentando reservas provadas inferiores a 530 mil barris de petróleo equivalente por campo. Esses 157 campos, embora incorporando cerca de 3500 poços perfurados, representavam cerca de 0,6% das reservas provadas do país.

É fato que a revitalização de tais campos não terá nenhum impacto significativo no desempenho econômico da Petrobras, concessionária de todos eles, porém representaria um extraordinário movimento no sentido de desenvolvimento regional, pela geração de empregos, difusão de conhecimento, arrecadação de tributos, implantação de infra-estrutura para serviços, fomento à fabricação de equipamentos brasileiros, etc.

Levantamento recente da situação desses campos marginais da Petrobras ao longo dos últimos 3 anos permitiu identificar vários campos que poderiam ser devolvidos imediatamente para a ANP para a consolidação do projeto de criação do produtor de petróleo independente no Brasil.

O pequeno produtor de petróleo independente trabalha em cima de projetos de baixo risco, porém de baixo prêmio em termos de retorno financeiro. Por conseguinte, necessita da existência de novas oportunidades de negócio.

No Canadá, para manter a atividade dessas empresas, o Departamento de Energia da província de Alberta, região onde se encontra a maior parte das reservas de petróleo e gás do país, promove 24 licitações por ano de áreas para exploração e produção e a indústria pode nomear as áreas de seu interesse. A pequena área dos blocos oferecidos propicia a atuação de pequenas companhias que não podem suportar a aquisição de blocos de grande extensão.

Como resultado dessa política, em Alberta atualmente existem 600 pequenos e médios produtores de petróleo e quase 2 mil empresas de prestação de serviços. É possível promover, em áreas carentes do Brasil, um desenvolvimento comparado ao obtido na província de Alberta, quando as grandes companhias integradas de petróleo cederam espaço para a implantação de cerca de 2,3 mil pequenas empresas atuando no setor de petróleo e gás.

A meta a alcançar é a consolidação do segmento da pequena e média empresa petrolífera brasileira, eliminando-se as barreiras impeditivas à sua implantação. Em longo prazo, espera-se romper a inércia que impede o desenvolvimento e aplicação de recursos em áreas mais carentes do país e atingir uma situação de desenvolvimento auto-sustentado a partir de investimentos realizados no rentável setor de produção de petróleo e gás natural.

Vale lembrar que, como pólo de investimento, o setor petróleo pode fazer com que os recursos nele empregados signifiquem também o aumento da atividade econômica em estabelecimentos comerciais nos municípios, aumentando, portanto, significativamente o número de pessoas beneficiadas por esta atuação.



Newton Reis Monteiro é engenheiro mecânico pela Escola Nacional de Engenharia-RJ, mestre em matemática aplicada (PUC-RJ) e mestre em engenharia de petróleo (Stanford University, USA).

Expediente: Informativo trimestral editado pela Fluxo Soluções Integradas. Fotolito e impressão: GRASB Ltda. Tiragem: 4 mil exemplares. Editora responsável: Ane Milena Oliveira DRT: 2526. Design gráfico: Ane Milena Oliveira e ChristinaTiscenko.

Soluções Fluxo em funcionamento na Jalles Machado

A Usina Jalles Machado já pode aproveitar todas as vantagens oferecidas pelas novas soluções Fluxo para a automação qualitativa e quantitativa da sua produção de álcool e o sistema de telemetria de seus tanques de armazenamento. O fornecimento das soluções completas, que abrangeu equipamentos e serviços, foi entregue no mês de junho e está em pleno funcionamento na usina.

A Jalles ficou muito satisfeita com o desempenho da Fluxo e de sua equipe em todas as etapas do processo: “desde a definição da solução a ser implementada, até o start-up e treinamento de nossos colaboradores, pudemos contar com a assistência de profissionais competentes e sempre dispostos a ajudar”, assegura Gabriele Zanatta, responsável pela produção, estocagem e carregamento de álcool da Jalles Machado.



Radar Rosemount instalado em tanque da Jalles Machado

Benefícios para a usina

A confiança que a Jalles deposita na Fluxo é proveniente da experiência e da boa credibilidade da empresa no mercado, confirma Zanatta: “fornecimentos anteriores bem sucedidos e a garantia do uso de equipamentos de primeira linha nos dão a certeza do sucesso deste projeto em parceria com a Fluxo”.

A aquisição das soluções de automação da Fluxo possibilitou a Jalles ter o controle total dos seus processos, o que resulta em redução de desperdícios e uma maior segurança operacional e humana. Com a solução para telemetria de tanques, a medição é feita em tempo real, e as informações sobre movimentação e controle dos produtos permanecem disponíveis para toda a empresa. O tanques podem ser utilizados em seu volume total, pois, mesmo nos momentos em que não ocorrem movimentações no produto, o sistema de telemetria por radar atua, evitando possíveis transbordamentos.

O pacote de automação da produção monitora a qualidade do álcool em tempo real e oferece uma medição precisa de toda a produção. Tanto o álcool hidratado, como o álcool anidro, são monitorados para estar na quantidade e qualidade ideais antes do carregamento, caso contrário, voltam para o reprocessamento.

Para a Jalles Machado, o contínuo e preciso gerenciamento do produto acabado, com a diminuição de perdas e retrabalhos, é uma prática fundamental. Portanto, investir em ferramentas que permitam aprimorar estes controles será sempre uma das prioridades da empresa, que planeja automatizar também o seu carregamento de álcool.

Fluxo fornece atuadores para sistemas LNG de Guanabara e Pecém



Atuador gás hidráulico da Shafer

A Fluxo, através de sua Representada Shafer, fabricante de atuadores com tecnologia gás hidráulica, adequados para trabalhar com alta pressão sem a necessidade de redutores de pressão, foi escolhida para fornecer os atuadores dos gasodutos e manifolds dos terminais de LNG (Gás Natural Liquefeito) de Guanabara, no Rio de Janeiro e Pecém, no Ceará.

Os atuadores possuem sistema eletrônico inteligente de detecção de falhas no gasoduto, ajudando a prevenir acidentes e auxiliando no controle do gasoduto. Eles serão instalados em válvulas tipo esfera.

A Fluxo está fornecendo também outros equipamentos para as Unidades de Armazenamento e Regaseificação Flutuantes (FSRUs) dos terminais de LNG, como as duas estações de medição de vazão da Daniel que medirão todo o gás natural comprimido (GNC) regaseificado de Guanabara e Pecém.

Refinarias adotam atuadores Skilmatic

As refinarias da Petrobras de Capuava (Recap) e de Paulínia (Replan), ambas localizadas no Estado de São Paulo, irão instalar atuadores Skilmatic da Rotork em suas plantas. A Recap adquiriu da Fluxo 9 atuadores, enquanto a Replan adquiriu 14 unidades do equipamento.

Os atuadores Skilmatic da Rotork são do tipo eletro-hidráulico, ideais para aplicações críticas, que demandam segurança total na passagem de fluidos por suas válvulas. O sistema de falha segura dos atuadores Skilmatic funciona através do mecanismo de retorno por mola, que garante o correto posicionamento da válvula, mesmo com falta brusca de energia. A solução pode ser considerada de alta confiabilidade, pois mantém o fluido hidráulico em um circuito fechado, o que evita a contaminação dos solenóides e qualquer eventual emperramento. O seu comando eletrônico permite ainda o monitoramento da disponibilidade da válvula através do mecanismo de teste “partial stroke”. O atuador Skilmatic é desenvolvido visando aplicações com nível de integridade de segurança 3 (SIL3) e possui um tempo médio entre falhas (MTBF) estimado para atuação em falha segura por mais de 100 anos.



Atuador Skilmatic

Fluxo e Emerson fornecem pacote de instrumentação para P-56



Plataforma P-51 em teste de inclinação na Baía de Ilha Grande

A Fluxo, em conjunto com as divisões Rosemount e Fisher da Emerson Process Management, fornecerá um pacote de instrumentação composto por transmissores de pressão e temperatura, medidores de nível por radar e válvulas de controle para a Plataforma P-56 da Petrobras.

A P-56 é um clone da P-51, plataforma que a Emerson já forneceu os transmissores, os radares e uma pequena parte das válvulas. Para a P-56, a Emerson fornecerá a totalidade das válvulas de controle, dos transmissores de pressão, temperatura, dos radares e configuradores HART. Desta forma, toda a instrumentação da plataforma poderá ser monitorada pelo sistema de gerenciamento de ativos AMS, da Emerson, também incluso neste fornecimento.

Serão cerca de 500 transmissores responsáveis pela monitoração de pressão, pressão diferencial, nível por pressão e temperatura e 97 válvulas de controle

com posicionador inteligente Fisher. Todos os instrumentos estão preparados para trabalhar com AMS, que fornecerá o diagnóstico completo da saúde dos mesmos. Muitos dos transmissores de pressão possuem selos especiais, e todos os transmissores de temperatura foram fornecidos com os poços termométricos e sensores fabricados no Brasil.

No pacote, existem válvulas de controle para aplicações severas, que controlarão processos com altíssimo nível de cavitação, com materiais de construção especial como o super duplex e o alumínio bronze. Também foi necessário aplicar atuadores especiais da Bettis para válvulas Lineares modelo GVO. Estes atuadores têm a capacidade de controlar válvulas com excursão da haste entre 2" e 26".

A P-56 utilizará os medidores de nível por radar de onda guiada da Rosemount para medição nos principais pontos de processo. Serão 67 medidores de nível para os mais diversos tipos de aplicação como: vasos separadores de óleo, vasos de condensado, vasos de flash, vasos de surge, entre outros. As aplicações englobam equipamentos para diversas faixas de pressão, produtos e temperaturas, comprovando a flexibilidade e versatilidade dos equipamentos. Os instrumentos são 4-20 mA com protocolo digital HART, que permitem amplos recursos de diagnóstico, especialmente com a plataforma AMS da Emerson para gerenciamento de ativos.

A P-56 ficará no campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos, em águas de 1,7 mil metros de profundidade e a aproximadamente 124 km do litoral. A P-56 terá capacidade de produção de 100 mil barris diários de petróleo e 6 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural. A decisão de utilizar o projeto da P-51 como base para a nova plataforma permitirá a Petrobras iniciar seu uso já em 2010.

BR Distribuidora e Shell adquirem VRUs da Fluxo / Jordan

A BR Distribuidora e a Shell demonstraram sua consciência ambiental ao instalar, em alguns dos seus terminais, equipamentos que recuperam para o sistema produtivo toneladas de hidrocarbonetos que seriam emitidos para a atmosfera. Trata-se de cinco novas unidades de recuperação de vapor (VRUs) da Jordan Technologies, fornecidas pela Fluxo.

As VRUs utilizam a tecnologia por carvão ativado para reter os hidrocarbonetos emitidos durante o carregamento dos caminhões-tanque. Todas as VRUs serão fornecidas em regime TurnKey e estarão em conformidade com as condições de processo dos terminais. A manutenção preditiva será feita pela própria Fluxo e Jordan, que montarão um centro de supervisão remota para as unidades instaladas.

A parceria Jordan e Fluxo fornece e fabrica unidades de recuperação de vapores no Brasil para terminais rodoviários, ferroviários e marítimos, para produtos escuros, claros e químicos voláteis. As VRUs são fabricadas com os dois tipos



Primeira VRU instalada nos Emirados Árabes Unidos

de tecnologias existentes: com ativação e regeneração do carbono por bombas do tipo seca, ou com selo líquido, embora a recomendação da Fluxo seja sempre a instalação com bombas do tipo seca.

Rotork Brasil inicia suas atividades



Fachada do prédio da Rotork Brasil

A Rotork inaugurou o seu próprio escritório no Brasil sob direção de Emílio Osterling, antigo gerente de vendas Rotork da América Latina. A meta inicial da Rotork Brasil é dar suporte de vendas e de engenharia para atender o crescimento da indústria brasileira de hidrocarbonetos, liderada pela Petrobras. Outro objetivo é fortalecer a presença da

Rotork em outros mercados como o de mineração, água e saneamento, indústria química, energia e álcool. A Rotork Brasil também possibilitará a comunicação em tempo real de clientes com os grupos Rotork de pesquisa e desenvolvimento, e engenheiros seniores de aplicações e projetos em todo o mundo, através de teleconferência.

O escritório da Rotork Brasil fica na cidade do Rio de Janeiro. Em suas tarefas, Emílio conta com a ajuda da assistente administrativa Maria Clara Pecly e do engenheiro Gil Cavalcante. Emílio Osterling se declara bastante orgulhoso da nova equipe: “estou confiante que o jovem time de profissionais trará sucesso à nossa empresa”, declara Osterling. A nova sede no Brasil tem uma sala de demonstração com os principais produtos da Rotork, interligados através de protocolo Pakscan.

A atuação da Rotork no país acontece lado a lado com a Fluxo na distribuição de atuadores de válvulas, sistemas de telecomando de válvulas motorizadas, atuadores do tipo elétrico inteligente, eletro-hidráulico e Skilmatic. O suporte técnico para estes equipamentos é realizado no Brasil por técnicos e engenheiros da Fluxo, certificados pela fábrica da Rotork.



Emílio Osterling e Gil Cavalcante

Valvtechnologies e Shafer no maior mineroduto do mundo



A MMX selecionou a Valvtechnologies e a Shafer para o fornecimento das válvulas, dos atuadores hidráulicos e HPU's a serem instalados no mineroduto que irá transportar as reservas minerais de Conceição do Mato Dentro - MG, ao Complexo Portuário do Açu - RJ. Para escoar a produção desta reserva, que pode atingir dois bilhões de toneladas de minério de ferro, a

MMX irá construir o maior mineroduto em extensão do mundo, com aproximadamente 525 Km.

A aplicação em minerodutos é extremamente severa em função da alta abrasividade do fluido (polpa de minério), e requer uma vedação estanque, pois qualquer vazamento permitirá a passagem apenas da água, enquanto o minério ficará retido, o que pode vir a obstruir o duto.

As 364 válvulas fornecidas serão do tipo Esfera e Retenção, de 2" 150lbs a 24" 1500lbs, com acionamentos manuais ou equipadas com atuadores hidráulicos. O modelo exclusivo da Valvtechnologies permite que a válvula opere sem travamentos, mesmo com o alojamento e o incrustamento do minério no interior do corpo da válvula.

Os atuadores da Shafer garantem um acionamento uniforme e preciso, que impede que as áreas de selagem da válvula fiquem expostas por muito tempo à abrasão. Por possuírem uma única parte móvel, os atuadores evitam as perdas de um sistema scotch-yoke convencional. A pressão hidráulica é transformada diretamente em movimento rotatório, gerando um torque uniforme. Suas HPU's (unidades de potência hidráulica) também são desenhadas especificamente para esta aplicação, garantindo a pressão mínima requerida para acionamento nos tempos especificados.

Capstone realiza pós vendas no Brasil com profissionais especializados

A equipe de serviços da Fluxo já começou a realizar serviços de pós vendas em microturbinas da Capstone Turbine instaladas no país. A capacitação da Fluxo foi muito importante para os consumidores nacionais do produto, pois é a primeira empresa a disponibilizar este serviço dentro do território nacional. Os primeiros serviços que envolveram os técnicos da Fluxo foram realizados na plataforma de Manati e no *start-up* das turbinas fornecidas para o Gascav.

Três engenheiros de serviços da Fluxo já estão capacitados para realizar qualquer serviço de pós venda para equipamentos da Capstone. Tiago Assis e Renato Nelli concluíram treinamento na fábrica da Capstone, na Califórnia, e Leandro Esteban realizou o curso no Brasil. Os três receberam o certificado “ASP” (Authorized Service Provider), fornecido pela própria Capstone Turbine Corporation.

Os treinamentos tiveram duração de uma semana. Os componentes internos da microturbina foram mostrados em detalhes, assim como todo o funcionamento da mesma. O curso mesclou partes conceituais e práticas. Os alunos aprenderam a fazer o diagnóstico de possíveis falhas e a executar todo o tipo de manutenção preventiva e corretiva dos equipamentos.



Tiago Assis em treinamento na Capstone

Escritórios Fluxo			
Salvador:	R. Deocleciano Barreto, 212, Chame-Chame, 40150-400 - Salvador - BA	(71) 3235-3299 / 3324-3500	salvador@fluxosolutions.com.br
São Paulo:	R. Barão do Rego Barros, 664, Vila Congonhas, 04612-041 - São Paulo - SP	(11) 5098-6712 / 5098-6711	saopaulo@fluxosolutions.com.br
Macaé:	Av. Pref. Aristeu Ferreira da Silva, 213, Novos Cavaleiros, 27930-070 - Macaé- RJ	(22) 2796-9555 / 2796-9550	macae@fluxosolutions.com.br
Rio:	R. Santa Luzia, 651, Conj. 2401, Centro, 20030-040 - Rio de Janeiro - RJ	(21) 3861-4849 / 3861-4800	riodejaneiro@fluxosolutions.com.br
Natal:	R. Romualdo Galvão, 1703, Sala 813/814, Lagoa Nova, 59056-100 - Natal - RN	(84) 3206-5048 / 3206-5554	natal@fluxosolutions.com.br



A implantação da atividade de produção de campos de petróleo marginais por companhias independentes no Brasil

Por Newton Monteiro



Newton Monteiro

A idéia da implementação do segmento de pequenos e médios produtores de petróleo e gás no Brasil tomou formas nítidas quando estávamos gerenciando as operações da Petrobrás Internacional em Angola. A observação daqueles campos terrestres abandonados em função da guerra civil que se desenrolava naquele país, por aproximadamente duas décadas, e a extrema dificuldade de sobrevivência das populações daquelas áreas, a pobreza na superfície em contraste com a riqueza contida no subsolo, num regime dito socialista, era algo incompreensível.

A ausência de interesse das grandes companhias petrolíferas presentes no país e engajadas, com sucesso, nas operações marítimas, permitiam antecipar que somente com o envolvimento das autoridades governamentais incentivando o aparecimento de pequenos empresários, aquela riqueza poderia ser convertida em benefícios para o País. Infelizmente, isso ainda não ocorreu em Angola.

Retornando ao Brasil, numa época em que estavam mais fortes os indícios de que muito cedo o monopólio da Petrobras poderia ser retirado, tivemos a oportunidade de visitar algumas instalações petrolíferas terrestres, numa missão de analisar o desempenho de alguns campos cujos indicadores não estavam em conformidade com os padrões estabelecidos pelos Órgãos de Supervisão da Petrobrás no Rio de Janeiro.

A verificação de que em alguns campos a situação operacional era muito semelhante àquela observada em Angola, a despeito de não termos nenhum dos graves problemas que impediam a atividade naquele país africano, nos conduziu a pesquisar os reais motivos que resultaram naquele cenário.

O resultado dessa análise mostrou que aqueles ativos careciam de atratividade econômica suficiente para concorrer na obtenção dos investimentos necessários, haja vista que a Petrobras havia crescido muito e suas atividades marítimas exigiam cada vez mais recursos milionários. Era basicamente uma questão de prioridade e escala.

A obtenção de uma solução política e econômica aplicável para aquelas acumulações que restavam marginalizadas no portfolio de oportunidades da Petrobras levou mais de três anos de negociações.

Pode-se afirmar que o marco inicial da solução desse problema foi a assinatura, no ano de 2000, do Contrato de Produção com Cláusula de Risco com a empresa baiana PetroRecôncavo para a operação de 12 campos marginais na Bacia do Recôncavo. A PetroRecôncavo, empresa originada desse contrato, se tornou, de fato, a 1ª produtora de petróleo independente da Bahia.

A necessidade do País de dispor de reservas e produção de petróleo compatível com o seu estágio de desenvolvimento levou a Petrobras a intensificar seus esforços na exploração marítima tendo em vista que, desde o início dessa atividade, no final da década de 60, as reservas apropriadas e a produtividade dos poços no mar se mostraram consideravelmente maiores do que as até então descobertas em terra.

Em 25 anos de atividades focalizadas para as áreas marítimas foram apropriadas reservas de petróleo e gás natural cerca de 14 vezes maiores do que as encontradas em mais de 60 anos de prospecção em terra. Saliente-se que os campos terrestres, representando cerca de 67% do total de campos produtores do País, contêm atualmente menos de 10% das reservas brasileiras. Em termos de produção de petróleo, os campos marítimos contribuem com cerca de 87% da produção nacional através de 9% dos poços produtores do País.