

Simulador numérico possibilita avaliação dos riscos do empreendimento

Ferramenta otimiza produção de petróleo

MANUEL ALVES FILHO
manuel@reitoria.unicamp.br

Ferramenta desenvolvida por pesquisadores da Unicamp tem dado importante contribuição para a tomada de decisões na área de exploração de petróleo. Por meio de um simulador numérico, abastecido com dados geológicos, econômicos e tecnológicos, os cientistas conseguem promover a análise de risco de um empreendimento. Uma curva representando cenários pessimistas, moderados e otimistas aponta a probabilidade de o investimento obter ou não retorno financeiro. “Com o auxílio desse recurso, as decisões continuam oferecendo riscos, mas tornam-se mais técnicas. Eventualmente, é possível adquirir mais informações ou adiar a decisão baseada nos resultados obtidos”, afirma o coordenador do projeto, o professor Denis Schiozer, da Faculdade de Engenharia Mecânica (FEM).

De acordo com Schiozer, o objetivo dessa linha de pesquisa, iniciada em 1996 com o apoio da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (Fapesp), é otimizar as estratégias de produção de petróleo. O docente da Unicamp lembra que após a descoberta de um campo petrolífero é preciso fazer a perfuração, de modo a verificar as propriedades do óleo e das rochas onde ele está armazenado. “Como a maioria dos reservatórios brasileiros está localizada no mar, a mais de 2 quilômetros de profundidade, muitas informações necessárias à tomada de decisão sobre a exploração do petróleo permanecem desconhecidas”, explica.

Volume da reserva pode ser estimado

A missão da ferramenta desenvolvida pelos pesquisadores da Universidade é justamente trabalhar com os dados disponíveis e com as incertezas, de modo a modelar o comportamento dos reservatórios. Depois do cruzamento de diversas variáveis e de muitas simulações numéricas, os especialistas fazem a análise de risco do negócio. Assim, é possível estimar o volume da reserva (quantidade de combustível economicamente viável de ser extraída, índice com média em torno de 20% a 30% do total), os modelos de prospecção e o prazo para o retorno do investimento, entre outras projeções.

Conhecer as probabilidades do empreendimento vingar é fundamental para o planejamento das diversas etapas que envolvem a exploração de petróleo. A construção de



Foto: AE

Foto: Neldo Cantanti



O professor Denis Schiozer: “As simulações podem indicar poços mais produtivos”

uma plataforma petrolífera, por exemplo, demanda vários anos, por conta do processo de licitação. Além disso, exige altíssimos investimentos. As iniciativas nessa área, portanto, não podem ser tomadas sem um suporte técnico, sob o risco de gerarem grandes prejuízos. De acordo com Schiozer, o simulador numérico também pode ser usado para flexibilizar as decisões.

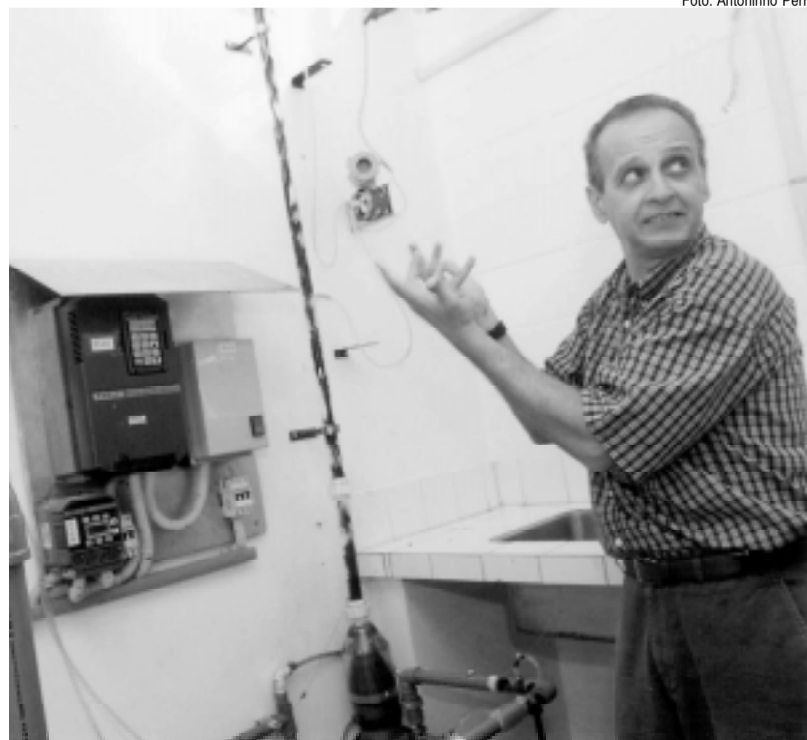
Os cenários criados pela ferramenta podem “recomendar” o adiamento da exploração ou até mesmo “sugerir” que o projeto seja executado em etapas. “Normalmente, num campo de petróleo são perfurados vários poços. As simulações podem indicar quais são potencialmente mais produtivos e quais devem começar a operar primeiro, de modo a antecipar receitas”, revela.

A ferramenta pode ajudar, ainda, a orientar o momento em que um campo petrolífero deve ser abandonado. Isso normalmente ocorre quando a produção é pequena. Acontece, porém, que o preço do barril de petróleo pode sofrer uma grande alta após o encerramento das operações, por conta de vários fatores. Nesse caso, o que era economicamente inviável passa a ser interessante. Com base nas simulações numéricas, uma resolução desse tipo pode ser tomada com fundamento técnico, minimizando assim as possibilidades de prejuízos.

Cerca de 30 especialistas, entre professores, pesquisadores e pós-graduandos, estão trabalhando na linha de pesquisa, que conta atualmente com financiamento da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP/CTPetro), Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq/CTPetro) e Petrobras. O aporte de recursos gira em torno de R\$ 400 mil ao ano. Estão envolvidos nos estudos a FEM, o Centro de Estudos do Petróleo (Cepetro) e o Instituto de Geociências.

Tecnologia facilita escoamento e aumenta vazão do óleo

Foto: Antoninho Perri



O coordenador do projeto, professor Antonio Carlos Bannwart: resultados promissores

Tecnologia inovadora nas áreas de produção e transporte de petróleo ultraviscoso está sendo aperfeiçoada por pesquisadores da Unicamp. O método consiste em criar uma película de água dentro da tubulação, de modo a reduzir drasticamente o atrito entre o combustível e as paredes do duto. Além de facilitar o escoamento, a técnica proporciona economia da energia usada no bombeamento do óleo. Atualmente, os especialistas estão adicionando gás à água e ao petróleo, reproduzindo o que acontece em situação real, num campo petrolífero. Os resultados dos testes, conforme o coordenador do projeto, professor Antonio Carlos Bannwart, da Faculdade de Engenharia Mecânica (FEM), têm sido muito animadores.

Os especialistas da Unicamp estão trabalhando na pesquisa desde 1998. A fase atual, que compreende a adição de gás (ar, no caso dos experimentos laboratoriais; e gás natural, em situação real) ao processo, teve início em setembro do ano passado. No final de novembro de 2002, a tecnologia foi testada pela Petrobras em um reservatório localizado em terra, no Espírito Santo. De acordo com Bannwart, a técnica mostrou-se muito eficiente. “A vazão de petróleo foi pelo menos sete vezes maior do que o normal. Nós recebemos muitos elogios por parte da empresa”, conta. O professor explica que existe uma pressão natural nos campos de petróleo, mas que não é suficiente para levar o óleo à superfície. Para completar o trabalho de escoamento, são usadas bombas.

Esse modelo de produção só consegue extrair, porém, o óleo leve e de densidade média. O petróleo ultraviscoso – conhecido como óleo pesado – permanece no reservatório, pois ainda não há tecnologia disponível para fazê-lo escoar pelos dutos. O método desenvolvido pelos pesquisadores da Unicamp deve promover alterações nesse cenário. O objetivo é extrair também o combustível mais pesado, contribuindo assim para a auto-suficiência energética do país. Atualmente, o Brasil gera cerca de 80% do petróleo que consome. Bannwart afirma que a água utilizada no processo pode ser do próprio reservatório petrolífero ou proveniente do mar. Após tratamento para eliminação de resíduos, ela pode ser reempregada na produção.

O professor da FEM adianta que a tecnologia deverá passar por novos testes de campo ainda este ano. A expectativa é que ela esteja sendo empregada de forma definitiva nos campos petrolíferos brasileiros dentro de dois anos e meio. A pesquisa coordenada pelo docente da Unicamp já gerou um pedido de patente, depositado no Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI). Participam ou participaram do projeto três professores e oito pós-graduandos, vinculados à própria FEM, Centro de Estudos do Petróleo (Cepetro), Instituto de Química (IQ) e Faculdade de Engenharia Química (FEQ). Nos quase quatro anos de trabalho, foram consumidos R\$ 750 mil em investimentos, provenientes da Petrobras e da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP). (M.A.F.)