

PRODUÇÃO MAIS EFICAZ NO PRÉ-SAL

Nova técnica poderá facilitar
o escoamento de óleo e gás natural dos
poços de petróleo para as plataformas

Domingos Zapparoli

Uma metodologia computacional híbrida que reúne mecânica de fluidos e inteligência artificial desenvolvida pela Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo (Eesc-USP) pode facilitar uma das tarefas mais complexas na extração de petróleo em águas profundas e ultraprofundas – o gerenciamento do escoamento de óleo e gás natural do poço até as plataformas marítimas. Uma mudança brusca no fluxo pode acarretar acidentes com graves implicações ambientais e econômicas.

O óleo e o gás natural são escoados conjuntamente com diferentes combinações de gás carbônico (CO₂) e água, comumente presentes nos reservatórios, por longos dutos – denominados *risers* – até as plataformas, onde são separados. É o chamado escoamento multifásico, quando um ou mais fluidos e um ou mais gases são transportados simultaneamente. O trajeto, que no pré-sal pode superar 7 mil metros, é

Navio-plataforma
Cidade de São Paulo,
operado pela Petrobras
em área do pré-sal
da bacia de Santos



monitorado por meio de sensores controlados a partir da plataforma por sistemas computacionais capazes de fazer a correlação de dados e o reconhecimento de padrões, geralmente usando redes neurais artificiais.

Quando são detectados desvios nos padrões estabelecidos, o sistema emite alertas para que os operadores da plataforma tomem as providências necessárias a fim de evitar uma situação crítica, como o rompimento de um *riser*. “Quanto mais precisos forem os dados que alimentam o sistema, mais rapidamente serão detectadas anomalias e tomadas as providências”, diz o engenheiro Oscar Maurício Hernandez Rodriguez, do Departamento de Engenharia Mecânica (DEM) da Eesc-USP e coordenador da pesquisa.

Segundo Rodriguez, hoje as previsões e o monitoramento da produção são feitos por meio de códigos computacionais que usam modelos matemáticos baseados nas leis da física que regem a mecânica dos fluidos. “São expressões matemáticas que não conseguem prever com precisão as diferentes composições de fluidos e gases em cada poço e o comportamento deles durante o escoamento sob diferentes regimes de pressão e temperatura”, explica o engenheiro.

A técnica desenvolvida na USP para aprimorar os códigos computacionais já existentes baseia-se no aprendizado de máquina, um ramo da inteligência artificial. Para isso são utilizados dados coletados em campo, como informações específicas sobre o escoamento de determinado poço, e em laboratório. Essas informações são complementadas por previsões de modelos físicos baseados nas leis da mecânica dos fluidos. O resultado é um repositório capaz de treinar a rede neural artificial com dados específicos de cada poço.

Rodriguez informa que a inteligência artificial sozinha precisaria de um banco de dados gigantesco com informações de anos de produção para poder estabelecer um padrão reconhecível. “Soluções híbridas que unem mecânica de fluidos e aprendizado de máquina serão a tendência na indústria do petróleo nos próximos anos”, afirma. Artigo detalhando a pesquisa foi publicado no *Journal of Fluids Engineering* da Sociedade Americana de Engenheiros Mecânicos (Asme).

São vários os fatores que tornam complexa a tarefa de definir os padrões de

escoamento de um poço de petróleo, analisa Antonio Carlos Bannwart, da Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade de Campinas (FEM-Unicamp) e coordenador do Centro de Pesquisa em Engenharia e Produção de Energia e Inovação (CPE-Epic), financiado pela FAPESP. O primeiro é que não existe apenas um tipo de petróleo, mas vários, com diferentes densidades e teores de enxofre. Além disso, cada poço é composto por combinações distintas de óleo, gás natural, CO₂ e água, o que dificulta a tarefa de estabelecer a composição do reservatório.

Outro fator é que cada um desses fluidos tem um comportamento termodinâmico que varia conforme as condições de pressão e temperatura. Em um mesmo poço em águas ultraprofundas, a pressão pode variar de 500 a 600 bar – 500 a 600 vezes superior à pressão atmosférica a nível do mar – e a temperatura supera 40 graus Celsius. Sob essas condições, o óleo pode se solidificar ou formar cristais, e o gás passa ao estado supercrítico, no qual não há distinção entre o líquido e o gasoso. “Esses fluidos serão transportados para as plataformas enfrentando mudanças constantes de pressão e temperatura. Tais alterações levam os fluidos a apresentar configurações geométricas distintas em cada etapa do fluxo”, explica Bannwart.

A pesar de serem incomuns acidentes com *risers*, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) já registrou pelo menos duas ocorrências desde o início da exploração do pré-sal, em 2017 e em 2020. Segundo a agência, não houve danos ambientais, uma vez que os poços foram fechados a tempo pelo sistema de segurança das respectivas plataformas. O controle de fluxo da saída de produção em um poço de petróleo se dá pela operação de um conjunto de válvulas que formam um equipamento conhecido como árvore de Natal, responsável por estabelecer a vazão para os *risers*. São essas válvulas que devem ser fechadas imediatamente em caso de acidentes.

Segundo Rodriguez, as válvulas instaladas nos campos do pré-sal foram projetadas para durar 15 anos, mas na prática a vida útil média é bem menor. De acordo com uma grande companhia que

opera no pré-sal, as válvulas demandam gastos anuais de mais de duas centenas de milhão de dólares em manutenção, sem contar as perdas decorrentes da necessária interrupção da produção. Os prejuízos, avalia o engenheiro, poderão ser amenizados em parte com um dimensionamento mais preciso do padrão de escoamento dos fluidos. “Achamos que será possível antecipar problemas, saber quais válvulas estão sob um regime de operação mais desgastante e exigem uma intervenção”, afirma.

Outra aplicação da técnica desenvolvida na USP capaz de gerar ganhos econômicos é a de subsidiar com informações mais precisas o desenvolvimento de projetos de exploração de novos poços. Hoje, usam-se como referência modelos-padrão matemáticos da indústria que simulam o potencial de extração por períodos superiores a 25 anos. A técnica híbrida da Eesc faz simulações com dados coletados em cada campo, permitindo um dimensionamento mais adequado dos equipamentos e sua vida útil.

O Laboratório de Escoamentos Multifásicos Industriais (Lemi) da Eesc já trabalha nos primeiros modelos híbridos que serão aplicados em sistemas computacionais que monitoram o escoamento de óleo e gás em plataformas da Petrobras no pré-sal. Ensaios com o sistema estão previstos para o segundo semestre. Procurada por *Pesquisa FAPESP*, a estatal não se manifestou sobre os testes e a nova tecnologia.

A Petrobras é a principal financiadora da pesquisa, orçada em R\$ 3,95 milhões. A estatal custeia R\$ 3,77 milhões e o restante vem da USP (R\$ 62,4 mil), do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (R\$ 79,2 mil) e da FAPESP, que financiou quatro bolsas de iniciação científica, totalizando R\$ 37 mil. “Os bolsistas fizeram contribuições importantes ao aplicar técnicas inovadoras de coleta de informações para alimentar o banco de dados”, diz Rodriguez. Nos próximos meses, USP e Petrobras planejam entrar com um pedido compartilhado de patente internacional da nova técnica. ■

Artigo científico

QUINTINO, A. M. et al. Flow pattern transition in pipes using data-driven and physics-informed machine learning. *Journal of Fluids Engineering*. mar. 2021.