

Caracterização de reservas de petróleo quanto à molhabilidade de seus componentes e sua capacidade de retenção

Marcos V. B. Malfitani, Ricardo C. de Azevedo, Laurindo de S. Leal Filho

Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (PMI – EPUSP)

1. Objetivos

Após a extração convencional de petróleo de um campo, uma boa parte do óleo permanece no mesmo, devido às interações superficiais entre a rocha e os fluidos presentes. Esta pesquisa, que conta com o apoio do PRH19 da ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), visa a estudar a influência de tais fenômenos na produção petrolífera, através de ensaios em aparelhos que simulam as condições reais de um reservatório, como as células PVT. Com base nisso, novos produtos químicos para injeção no reservatório deverão ser propostos como alternativas ambientalmente adequadas e de menor custo em relação aos componentes hoje usados.

2. Material e Métodos

O primeiro passo foi realizar a revisão bibliográfica do assunto. Dessa forma, foi possível enumerar os principais fenômenos superficiais em uma reserva de petróleo, o seu estado da arte e os principais desafios que o mundo enfrenta nessa área.

O segundo passo foi catalogar as características físicas e mineralógicas dos reservatórios nacionais, como permeabilidade, porosidade e composição mineralógica, bem como as características de seus fluidos, como densidade, viscosidade, composição e salinidade. Isso permitirá selecionar amostras de rochas de fácil acesso e que tenham compatibilidade com a formação geológica dos campos de petróleo do Brasil.

Os futuros passos do projeto são qualificar, quantificar e relacionar os parâmetros interfaciais das amostras com os diferentes fluidos testados, quanto à molhabilidade, à pressão capilar e à tensão superficial [1]. Isto deverá determinar quais os melhores fluidos e condições de injeção.

3. Resultados

Dentre os efeitos superficiais catalogados, enumera-se o efeito Jamin [2], como um dos mecanismos de retenção, decorrente da porosidade secundária tridimensional da rocha, o afunilamento dos condutos de percolação de fluidos [2], que elevam a pressão capilar, opondo-se ao fluxo de fluidos e os diferentes níveis de saturação na reserva (que estão intimamente ligados à permeabilidade do meio poroso).

Sobre a seleção de amostras para ensaios, a partir de dados iniciais sobre as reservas de petróleo e consultas a outras pesquisas do gênero, confirmou-se que a formação arenítica do aquífero Botucatu apresenta compatibilidade com boa parte das reservas nacionais, restando ainda identificar amostras compatíveis com a região do pré-sal.

4. Conclusões Parciais

Com base nos resultados até o momento, verifica-se que o atendimento de todos os objetivos deste trabalho é plenamente possível, pois será uma continuidade natural do que já está sendo feito. Identificou-se alguns entraves, como restrições no acesso a dados técnicos das reservas e restrita bibliografia nacional, mas também alguns avanços importantes, como a observação de que fluidos já usados na mineração poderão atender também à indústria do petróleo.

5. Referências Bibliográficas

- [1] RABOCKAI, Tibor. *Físico-química de interfaces*. Washington: Organização dos estados americanos, 1979;
- [2] ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.