

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

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

AUTORES:

Marcos Vinicius Barreto Malfitani; Ricardo Cabral de Azevedo; Laurindo de Salles Leal Filho

INSTITUIÇÃO:

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5ºPDPETRO.

CARACTERIZAÇÃO DE RESERVAS DE PETRÓLEO QUANTO A MOLHABILIDADE DE SEUS COMPONENTES E SUA CAPACIDADE DE RETENÇÃO

Abstract

The Project proposes the study of interfacial phenomena which occurs between the fluids and the rock within the oil reservoir. Through tests performed with rocks and fluids compatibles to the characteristics of a mature oil field (which is the most influenced by this type of phenomena), it will be quantified the percentage of retained oil due to capillarity, Jamin effect and others events of interfacial origin. These tests are going to be done with suitable equipments, capable of reproduce the PVT state of an oil reservoir. In order to reduce the retained oil percentage, chemical components, largely used at ore beneficiation, are going to be studied and tested in laboratory's simulation of an enhanced oil recovery process by chemical ways, specially for the information of the stability of these new compounds under the pressure, temperature and biological conditions of an oil field.

Introdução

Entre a formação rochosa de um reservatório de petróleo e seus fluidos existem interações superficiais responsáveis pela retenção dos mesmos nos poros das rochas. Esses fenômenos são uma das causas da redução do fator de recuperação de um projeto de produção de uma reserva. Atualmente, são aplicados métodos secundários avançados a fim de reduzir o porcentual de óleo retido no campo de petróleo, de forma que esses procedimentos já se tornaram praxe no planejamento produtivo da reserva. Contudo, há casos em que os métodos mais difundidos passam a apresentar baixa eficiência no decorrer do tempo de produção e é necessário empregar técnicas mais apuradas, como a injeção de componentes químicos no reservatório.

Através de propriedades tensoativas, molhabilidade, miscibilidade e interações químicas, os produtos injetados atuam sobre as características físicas do óleo e da água presentes no campo, modificando a permeabilidade relativa de cada fase, suas mobilidades, viscosidades e outros fatores a favor da melhora do fluxo dos hidrocarbonetos até o poço produtor. Contudo, há problemas técnicos no emprego dessa técnica, devido às condições adversas que uma reserva apresenta, tais como salinidade elevada, alta pressão, microorganismos e alta temperatura que podem degradar os produtos químicos empregados na recuperação secundária avançada, além dos seus custos de implementação e produção.

A injeção química, apesar de suas limitações técnicas e custos, vem sendo estudado em campos ao longo do mundo, especialmente nos Estados Unidos da América e Noruega, onde existe um grande número de campos maduros, próximos da depleção, ideais para os ensaios do método. Contudo, no Brasil seu emprego ainda é limitado e experimental.

Metodologia

O primeiro passo da pesquisa foi reunir as informações teóricas sobre os fenômenos superficiais. Realizando a revisão bibliográfica, enumeraram-se os principais fenômenos ocorrentes nas reservas de petróleo.

O efeito Jamin decorre das variações nos diâmetros dos poros interconectados em duas dimensões. Nos reservatórios brasileiros, a formação dominante é do tipo arenítica, oriunda da deposição turbidítica dos taludes continentais. Essa deposição é caracterizada por canais discretos complexos que, embora tenham preferência deposicional em uma direção, apresentam ligações tridimensionais.

Como um reservatório é heterogêneo, a diferença entre os poros (interpretados como capilares) gera diferentes tendências de fluxo, especialmente em um processo de injeção de água (método de recuperação secundário convencional), como representado na figura 1 e 2 (ROSA; CARVALHO, XAVIER, 2006).

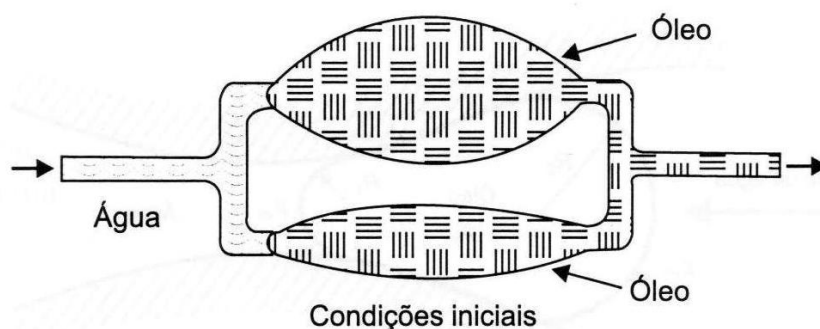


Figura 1 – Poros de diferentes diâmetros interconectados

A diferença de pressão necessária para o fluxo dos fluidos provém da pressão capilar (p_c) entre as fases de água e do óleo. Essa pressão é dada pela equação (1), onde θ é o ângulo de contato entre a fase de óleo e de água, σ é a tensão superficial presente nessa interface e r é o raio do conduto.

$$p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (1)$$

Assim, pode-se afirmar que a diferença de pressão será maior no conduto menor, ou seja, será o caminho preferencial da água ao longo de sua percolação (já que nos reservatórios de petróleo, a tendência é que a água tenha maior molhabilidade que o óleo). Logo, quando toda a água desloca o óleo do capilar de menor diâmetro, ela encontra a interligação com o poro de maior diâmetro e avança através desse segundo capilar. Contudo, por se tratar de duas interfaces iguais, no mesmo conduto, a p_c em cada superfície de separação entre a água e o óleo serão iguais e, por consequência, p_A será igual a p_B , cessando-se o fluxo pelo capilar superior, confinando o volume de óleo.

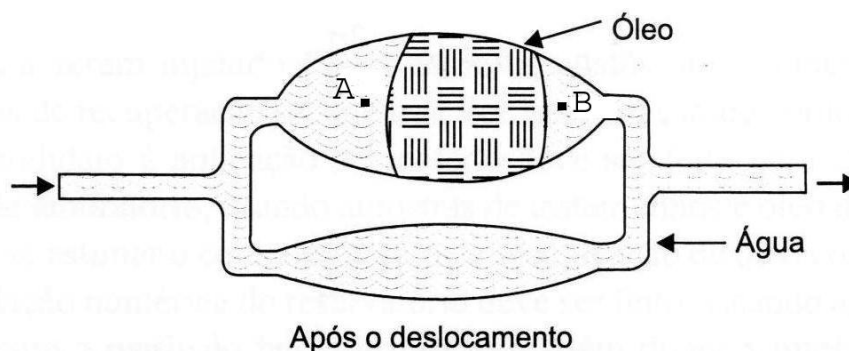


Figura 2 - Gota de óleo aprisionado devido ao efeito Jamin

Além do efeito anterior descrito, a diminuição dos diâmetros dos poros também gera efeito semelhante, onde a pressão capilar eleva-se no decorrer do conduto, tornando inviável o fluxo por esse mesmo conduto.

Desta forma, atuando sobre a tensão superficial dos componentes fluidos do reservatório, é possível reduzir a influência dos fenômenos citados (como é verificado analisando a equação 1). Para tanto, utilizar-se-á tensoativos e surfactantes adequados para reduzir tal propriedade e, por consequência, elevar o fator de recuperação de uma reserva.

O departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo da Universidade de São Paulo (PMI-USP) detém um grande conhecimento e experiência no processo de beneficiamento de minérios, que envolvem técnicas como flotação e filtração. Ambos os procedimentos apresentam suas metodologias baseando-se na físico-química de interfaces para obter maior eficiência na separação do minério útil do estéril. Para tanto, são utilizados tensoativos e surfactantes adequados a cada minério com o intuito de reduzir a tensão superficial e a molhabilidade envolvidas no processo, a fim de garantir um produto com menor teor de umidade e mais puro. Além disso, muito dos produtos usados no beneficiamento são de origem natural e custo menor quando comparado aos componentes químicos usados atualmente em métodos secundários especiais de recuperação.

Deste modo, o projeto irá ensaiar os produtos químicos usados no beneficiamento no uso de injeções química em reservatório com o intuito de elevar a recuperação da produção de óleo em uma reserva. Tais ensaios serão realizados em células PVT. Inicialmente, com a amostra de reservatório, serão definidos os parâmetros físicos da formação, tais como porosidade efetiva e permeabilidade efetiva do óleo (com especificações compatíveis com o encontrado na reserva) e da água (com sua devida salinidade). Os ensaios serão realizados em porosímetros de mercúrio e permeâmetros, respectivamente.

Caracterizada a amostra, serão realizados testes em células PVT, sob as condições termodinâmicas de um reservatório, para quantificar a porcentagem de óleo varrido através de uma injeção de água (condição que representa o procedimento padrão de recuperação secundária). Em seguida, serão realizados ensaios utilizando os tensoativos e surfactantes propostos na mineração para verificar seu desempenho nas condições de recuperação da reserva.

Contudo, cuidados devem ser considerados na realização dos ensaios. O efeito Klinkenberg é um fator a ser considerado. Quando utilizado componentes de peso molecular baixo, ocorre o escorregamento dos mesmos através das paredes dos condutos, revelando uma permeabilidade maior do que a real. O efeito da sobrecarga também deve ser considerado (assim como a compressibilidade da rocha), pois isso altera o tamanho dos poros. Quando um testemunho é trazido à superfície, ele é aliviado de suas tensões provenientes da formação, aumentando o seu espaço entre grãos. Mesmo simulando a pressão de confinamento da amostra *in situ*, haverá diferenças sensíveis na porosidade, que também depende da compressibilidade dos fluidos presentes na formação (que garantem uma pressão neutra nos poros). Esses efeitos devem ser cuidadosamente analisados para garantir a reprodutibilidade dos ensaios.

Devido às dificuldades na obtenção de testemunhos provenientes das reservas e de amostra da mistura de hidrocarbonetos aprisionados no reservatório, o projeto irá definir amostras de rochas compatíveis com características físicas do reservatório e que sejam de fácil obtenção. Isso possibilitará melhores acessos para futuras pesquisas. O mesmo problema é encarado na obtenção de amostras de hidrocarbonetos e, para os ensaios, serão produzidos misturas de componentes orgânicos puros.

Resultados e Discussão

O trabalho apresenta-se em sua fase inicial e, devido a questões burocráticas, aguarda o início do convênio entre o PMI-USP e a PETROBRAS, através do programa de REDE TEMÁTICA de poços maduros. Com essa parceria, serão adquiridos equipamentos adequados para a realização dos ensaios aqui descritos, além da montagem da infra-estrutura laboratorial necessária para garantir as condições dos ensaios, análises e estudos propostos pela pesquisa.

Na presente data, os pesquisadores juntam esforços para aquisição de dados das reservas brasileiras de petróleo. Como citado, é necessário ter os parâmetros físicos dos reservatórios para selecionar a amostra rochosa adequada aos ensaios para garantir a reprodutibilidade dos resultados. Através do banco de dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, espera-se obter os dados necessários para serem tomadas as decisões das amostras a serem usadas. Contatos também estão sendo feitos com outras instituições para obter mais informações.

Além disso, uma parceria com a empresa Schlumberger e o PMI-USP, de cunho acadêmico, está sendo estudada para auxiliar a pesquisa em estudos complementares através do uso dos *softwares* desenvolvidos pela empresa. Através dos aplicativos, será possível estudar o fluxo multifásico em meio poroso, quantificando o fenômeno quanto o porcentual de óleo varrido em uma injeção de água, por exemplo, e correlacionando com os dados obtidos experimentalmente. Dessa forma, será possível averiguar o comportamento macroscópico da reserva, ajustando-se o modelo a partir dos fenômenos identificados em ensaios laboratoriais.

Conclusões

Tendo em vista que o projeto está em sua fase inicial, pode-se concluir que, a respeito das amostras de rochas, o arenito Botucatu apresenta compatibilidade satisfatória com relação aos parâmetros físicos que caracterizam as reservas de petróleo brasileiras. Por ser a formação do aquífero Guarani, suas características assemelham-se às de uma rocha-reservatório e sua obtenção é relativamente fácil, o que viabiliza, em um primeiro momento, os ensaios propostos. Será possível ensaiar diversas amostras a fim de garantir um bom espaço amostral e obter resultados que representem a dispersão das propriedades estudadas ao longo de uma formação. Claro que essa dispersão não é necessariamente igual em um aquífero e em uma reserva de petróleo. Por isso, o uso de programas de modelagem de reservas será importante para analisar a heterogeneidade presentes nas reservas e como isso pode influenciar a reprodutibilidade os resultados obtidos no laboratório.

Agradecimentos

Os pesquisadores gostariam de agradecer à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pelo apoio financeiro através do seu Programa de Recursos Humanos (PRH) 19, ao professor Jairson de Lima, PV do PRH19, pelo auxílio em nossas pesquisas, ao PMI-USP por disponibilizar os recursos físicos iniciais para a pesquisa e a ABPG pela organização do evento e disponibilidade de apresentação dos projetos da área de petróleo e gás.

Referências Bibliográficas

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

RABOCKAI, Tibor. **Físico-Química de Interfaces**. Washington: Organização dos Estados Americanos, 1979.

THOMAS, José Eduardo (Organizador). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

JAHN, Frank; COOK, Mark; GRAHAM, Mark. **Hydrocarbon Exploration and Production**. Amsterdam: Elsevier, 1998.

LYONS, William C. **Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering**. Houston: Gulf Publishing Company, 1996.

AHMED, Tarek. **Reservoir Engineering Handbook**. Houston: Gulf Publishing Company, 2000.

ECONOMIDES, Michael J.; HILL, A. Daniel; EHLIG-ECONOMIDES, Christine. **Petroleum Production Systems**. New Jersey: Prentice Hall, 1994.