

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



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO EXPERIMENTAL DA INFLUÊNCIA DA MOLHABILIDADE NA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO EM ROCHAS CARBONÁTICAS FRATURADAS

AUTORES:

A.C. Pereira¹, S.B. Almeida², A. Winter³, E. Ruidiaz⁴, J. A. Vidal Vargas⁵, E. T. Koroishi⁶, O. V. Trevisan[†]

INSTITUIÇÃO:

Universidade Estadual de Campinas

[†]: In memoriam

ESTUDO EXPERIMENTAL DA INFLUÊNCIA DA MOLHABILIDADE NA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO EM ROCHAS CARBONÁTICAS FRATURADAS

Abstract

Fractured carbonate reservoirs have been shown as main feature the high economic value owing to high hydrocarbon reserves. The complexity of this type of reservoir is related to the high heterogeneity of carbonate rocks, the understanding of matrix-fracture system behavior and the wettability that is usually preferably to neutral/oil. The present work aims to experimentally investigate the oil recovery behavior from a carbonate fractured porous media model under different wettability conditions. A methodology was proposed to create the model of induced fractures allowing the petrophysical characterization of the system matrix-fracture. The induced fracture is composed of a polymer spacer (POM) with one mm of thickness, filled with glass beads to attribute porosity and permeability to the fracture. Two forced displacement tests were conducted using dead oil in carbonate samples from a Brazilian pre-salt reservoir with distinct aging conditions, in order to evaluate different wettability scenarios. The recovery assay was monitored by mass balance to determine the oil recovery. In addition, a pressure transducer registered the pressure drop during the experimental work. The preferential flow from the fracture was also confirmed by the low differential pressure of the sample monitored during the tests. The oil recovery obtained by forced displacement of the first test using dead oil without aging was 26% OOIP, while recovery using the aged sample with crude oil was 19% OOIP. In both tests, the behavior of fast initial oil production followed by a slow recovery could be observed. The total volume produced and the volume of oil of the fracture indicates first the production of the oil from the fracture, and later the recovery spaced due to the exchange of mass enters the matrix and the fracture, being this behavior compared to other experimental tests of models fractured in the literature. The influence of wettability was observed throughout the production by the different recovery rates between the tests, resulting in particular behavior of the matrix-fracture model. This research work provides good useful experimental data for a better understanding of fracture-matrix behavior in fractured carbonate rocks and their relationship to different wettability states during the oil recovery also was obtained matrix-fracture petrophysical properties that can be used as input data for fractured reservoir simulations models.

1. Introdução

Reservatórios carbonáticos naturalmente fraturados representam um grande desafio para engenharia de reservatórios, uma vez que este tipo de reservatório representa um complexo sistema de variáveis de difícil caracterização e avaliação. Além disso, os reservatórios carbonáticos representam cerca de 60% das reservas mundiais de petróleo (Burchette, 2012), onde boa parte tem grande possibilidade de se apresentar naturalmente fraturado. Associado a este tipo de sistema, uma das variáveis mais importantes na eficiência da recuperação de petróleo é a molhabilidade, que usualmente se apresenta neste tipo de reservatório como preferencial ao óleo (Chilingar e Yen, 1983), complementando a complexidade do mesmo. Experimentalmente, para que sejam avaliados diferentes cenários de molhabilidade, é utilizada a técnica de envelhecimento, que consiste em permitir o contato da amostra de rocha com o óleo em condições de temperatura e tempo determinadas, a fim de promover o equilíbrio físico-químico e restaurar a molhabilidade inicial (Mwangi, 2017). A compreensão da molhabilidade e suas implicações tem sido um importante tópico de estudo, por ser uma propriedade diretamente relacionada ao fator de recuperação de jazidas de petróleo e por vezes responsabilizada pelos altos volumes de petróleo deixados no reservatório (Craig, 1971). Em sistemas carbonáticos fraturados, a molhabilidade tem fundamental importância no comportamento de

escoamento dos fluidos, principalmente na recuperação das matrizes diante de um caminho preferencial criado pela fratura (Haugen *et al.*, 2007; Nelson, 2001).

Reservatórios naturalmente fraturados por sua vez, apresentam diversos tipos de fraturas naturais com características próprias específicas, devido às complexidades associadas tanto à preservação do testemunho (retirada e transporte do reservatório ao laboratório) quanto à interferência de seus próprios atributos na análise de rochas fraturadas (sistemas complexos de rede de fraturas, escala de representatividade do reservatório, etc). Diante deste contexto, diferentes autores (Haugen *et al.*, 2007; Ferno *et al.*, 2010) propuseram modelos porosos fraturados que representassem o máximo possível um reservatório naturalmente fraturado e suas respectivas particularidades, permitindo assim avanços teóricos e experimentais para o desenvolvimento de novas tecnologias aplicadas ao desenvolvimento desses reservatórios, e que de maneira efetiva aumentasse a produtividade e diminuísse os riscos e incertezas associados.

Haugen *et al.* (2007) utilizaram amostras de afloramento (Formação Edwards, EUA), de medidas retangulares não convencionais (15 x 8 x 5 cm) em relação a testemunhos, para investigar a interferência no comportamento da injeção de água em reservatórios carbonáticos fraturados. Os testes utilizaram óleo mineral e os experimentos não passaram por envelhecimento, sendo atribuída a molhabilidade preferencial à água por serem rochas de afloramento. A fratura da rocha foi feita na condição de Swi com uma serra, criando diversos tipos de fraturas com e sem espaçador (1mm), posteriormente a rocha foi agrupada por uma nova camada de revestimento epóxi. A pressão de injeção foi de 200 psi a temperatura ambiente e vazão de 0,08 cm³/min. Os ensaios são realizados com a rocha agrupada e posteriormente com a mesma rocha fraturada. A recuperação para o bloco completo foi de 46% OOIP enquanto para o bloco com as fraturas foi 44% OOIP. As principais conclusões dos autores foram referentes a notável interferência das fraturas no comportamento da injeção de água em blocos com fratura, associadas às forças capilares que variam de acordo com o contato entre a matriz e fratura.

Ferno *et al.* (2010) investigaram a recuperação em rochas carbonáticas de afloramento com diferentes condições de molhabilidade por meio do deslocamento forçado em amostras fraturadas e não fraturadas. O procedimento experimental utilizou 2 rochas carbonáticas retangulares com dimensões entre 20 x 10 x 5 cm. A molhabilidade foi controlada por meio do tempo de envelhecimento. Os ensaios aconteceram a pressão e temperatura ambiente e com uma vazão de injeção de 0,033 cm³/min. A recuperação de óleo para o ensaio com o bloco fraturado para a amostra fortemente molhável a água foi de 42% OOIP enquanto que para o mesmo sistema sem fraturas com as mesmas condições operacionais, a recuperação foi de 46% OOIP. As principais conclusões dos autores foram que o mecanismo principal de recuperação foi ditado pela capacidade de gerar um diferencial de pressão ao longo do sistema, e que devido a molhabilidade preferencial da matriz ao óleo, a recuperação de óleo por embebição espontânea da fratura foi anulada.

O principal objetivo deste trabalho é estudar o comportamento da recuperação de petróleo em rochas carbonáticas fraturadas, com diferentes condições de molhabilidade, utilizando rochas reservatório e pressão de injeção e temperatura elevadas, sendo tais características escassas na literatura.

2. Metodologia

Nesta seção serão apresentados os materiais e métodos utilizados durante o desenvolvimento deste trabalho. Foram utilizadas 2 amostras de rochas carbonáticas, com cerca de 6 cm de comprimento e 3,8 cm de diâmetro, provenientes de um reservatório do pré-sal brasileiro, denominadas AN2 e AN3. As amostras passaram pelo processo de limpeza antes de sua utilização no extrator do tipo Soxhlet a fim de remover compostos orgânicos e sais. Os fluidos de saturação utilizados foram: óleo morto do mesmo reservatório e salmoura sintética com a composição da água

do mar (S_w) com um total de sólidos dissolvidos de 40,36 g/l. Os ensaios de deslocamento forçado foram realizados nas condições de 1000 psi e 63° C. Antes da realização dos ensaios de deslocamento forçado foi utilizada uma nova metodologia desenvolvida junto ao grupo de pesquisa do Laboratório de Métodos Miscíveis de Recuperação (LMMR) para criação de um modelo de fratura induzida. A Figura 1 representa os passos seguidos durante a metodologia de criação do modelo de fratura. Inicialmente as propriedades petrofísicas das amostras foram medidas utilizando um porosímetro e permeabilímetro (Ultraperm 500 e Ultra-pore 300 da Corelab Instruments), em seguida as amostras foram cortadas longitudinalmente ao meio e as matrizes foram caracterizadas separadamente. Posteriormente, foi adicionado um espaçador proposto por Lie (2013) de polioximetileno (POM) com 1 mm de espessura, preenchido por esferas de vidro para atribuição de porosidade e permeabilidade à fratura. O modelo foi então agrupado por fitas e resina epóxi na face externa lateral e novamente as propriedades petrofísicas do modelo completo foram avaliadas, permitindo assim a caracterização petrofísica tanto das matrizes isoladas, da fratura representada pelo espaçador e do modelo completo.

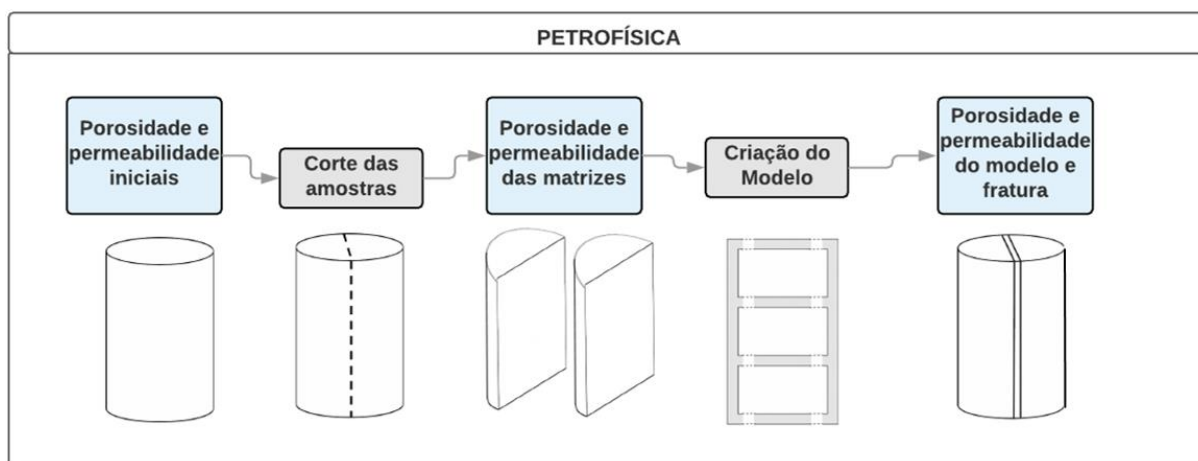


Figura 1. Metodologia de criação do modelo de fratura induzida.

A Tabela 1 apresenta os valores petrofísicos iniciais e do modelo de fratura induzida. Pode-se perceber um grande aumento na permeabilidade em razão da adição do espaçador representando a fratura.

Tabela 1. Propriedades petrofísicas iniciais e do modelo de fratura.

Amostra	ϕ Inicial	K Inicial	ϕ Modelo	K Modelo
AN2	11%	196,25 mD	10%	5.094,26 mD
AN3	9%	35,87 mD	8%	4.984,01 mD

O aparato experimental dos ensaios de deslocamento forçado pode ser visto na Figura 2, sendo composto por uma bomba de deslocamento positivo (1), garrafas de fluidos (2), linhas e válvulas de conexão (3), transdutor de pressão (4) para aquisição da variação de pressão entre a entrada e a saída da amostra, porta-testemunho para o confinamento da amostra (5), trocadores de calor nas linhas e no porta-testemunho (6) para o aquecimento da amostra e fluidos, válvula de contrapressão (7) para o controle da pressão de injeção e uma proveta invertida (8) para contabilização da produção por diferença de densidade.

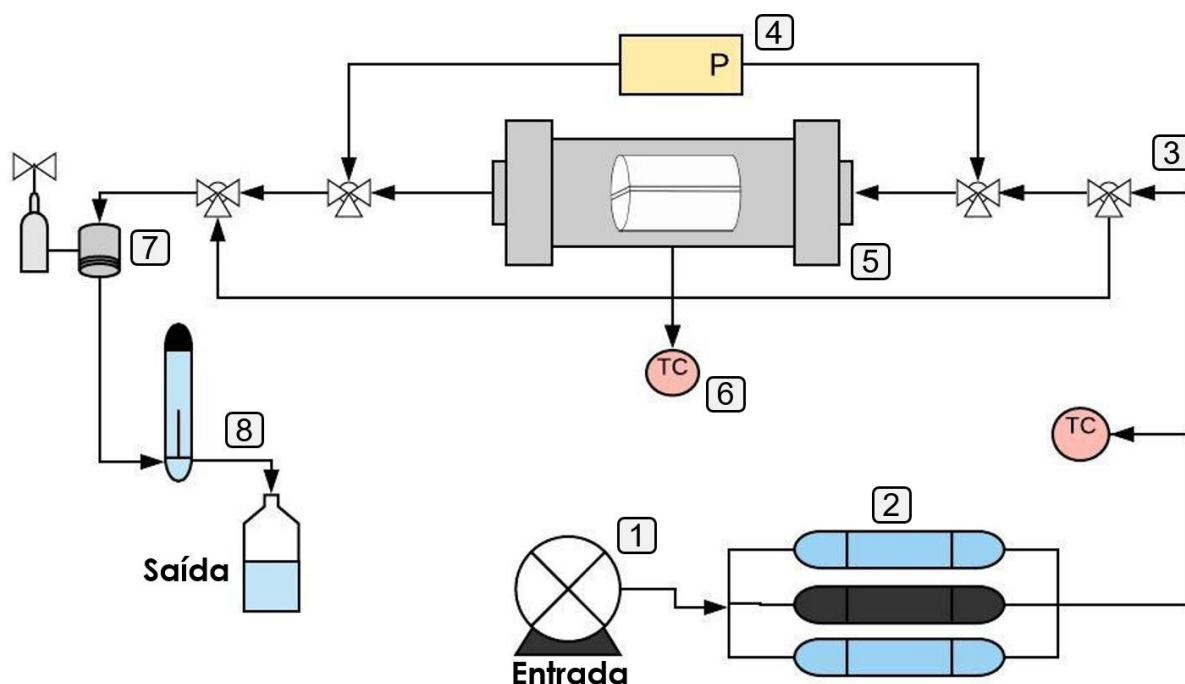


Figura 2. Aparato experimental dos ensaios de deslocamento forçado.

Para o ensaio de deslocamento forçado primeiramente foi necessário realizar vácuo na amostra durante 12 horas para remoção de ar e em seguida saturar a amostra completamente com óleo na vazão de $0,1 \text{ cm}^3/\text{min}$, posteriormente a saturação da amostra foi realizado o deslocamento do óleo pela água do mar, para o Ensaio 2, que passou pelo processo de envelhecimento antes do deslocamento do óleo pela água do mar, a amostra permaneceu saturada com óleo nas condições de temperatura do ensaio durante 15 dias para restauração da molhabilidade inicial antes do ensaio. Ambos ensaios tiveram 9 dias de duração, com uma vazão de injeção de $0,1 \text{ cm}^3/\text{min}$. Durante os experimentos houve o acompanhamento da recuperação de petróleo utilizando a técnica do balanço de massa. Essa técnica consiste em contabilizar todos os volumes dos fluidos injetados e produzidos, e conhecendo os volumes mortos do aparato experimental e o volume poroso da amostra, permite o cálculo do fator de recuperação e da saturação dos fluidos. O fator de recuperação é dado pelo volume de óleo produzido em relação ao volume de óleo original *in place* (OOIP). A contabilização é realizada por meio do uso de uma proveta invertida na produção e pelas próprias bombas na injeção.

3. Resultados e Discussão

O primeiro ensaio utilizou o óleo morto e a amostra AN2 sem o envelhecimento com o objetivo de estudar um sistema de molhabilidade a água, uma vez que depois da limpeza as amostras apresentam uma molhabilidade inicial preferencial à água. O ensaio teve duração de 9 dias baseado na estabilização da produção e acompanhamento por meio do balanço de massa dos fluidos. A Figura 3 mostra o comportamento do fator de recuperação (OOIP) versus os volumes porosos injetados (VPI). A linha vermelha representa a porcentagem do volume da fratura no fator de recuperação. O volume de óleo produzido foi de 2,5 ml com 135 VPI e o fator de recuperação de 26% OOIP. A rápida produção no início do ensaio (cerca de 23% OOIP), representa quase o dobro do volume da fratura e caracteriza um indicativo do não envelhecimento da amostra, uma vez que em trabalhos com envelhecimento da amostra a produção inicial tende a ser menor (Ferno et al., 2010; Graue et al., 2000). O delta de pressão coletado apresentou um valor médio de 0,028 psi.

O gráfico de recuperação mostra uma taxa de produção de $0,278 \text{ cm}^3/\text{dia}$. Houve um pequeno incremento na produção após a injeção de 22 volumes porosos. Tal aumento pode estar associado a embebição da água pela matriz. A fratura desempenha um papel característico sendo um canal de

fluxo preferencial dominante no sistema de produção, que analogamente a reservatórios de grande escala pode possivelmente ser observado, já que a diferença entre os meios (matriz e fratura) é tão brusca que os parâmetros normalmente avaliados em um reservatório convencional não teriam o mesmo comportamento, tais como os mecanismos naturais de produção e a saturação dos fluidos. Vale ressaltar que a permeabilidade do modelo aferida é cerca de 26 vezes maior que a permeabilidade inicial da amostra em razão da presença da fratura induzida.

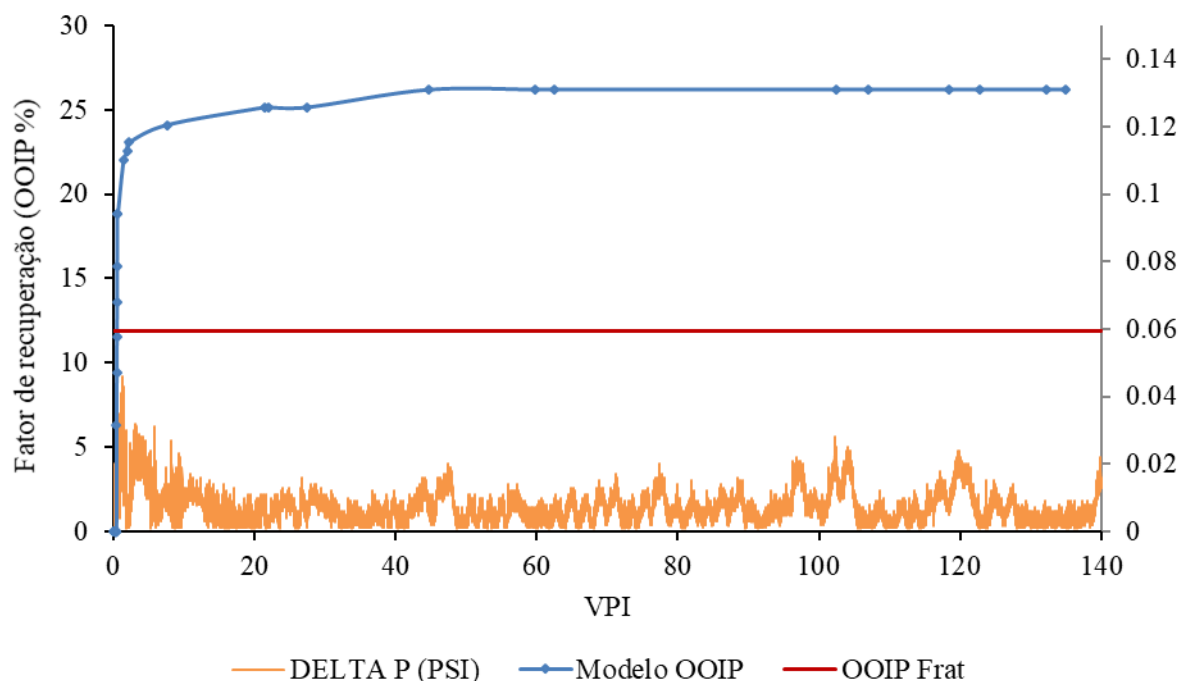


Figura 3. Fator de Recuperação Ensaio 1 (% OOIP).

O segundo ensaio utilizou o óleo morto e a amostra AN3 envelhecida, com o objetivo de se avaliar um sistema com molhabilidade restaurada para as condições representativas do reservatório. O envelhecimento teve duração de 15 dias e o ensaio de deslocamento forçado teve duração de 9 dias baseado na estabilização da produção. O volume final de óleo produzido foi de 1,7 ml com 135 VPI e um fator de recuperação de 19% OOIP. Assim como no primeiro ensaio realizado, grande parte da produção ocorreu no início do ensaio com cerca de 1,16 VPI injetados, representando a produção do óleo da fratura e parte do óleo das matrizes. Como a rocha utilizada nesse ensaio passou pelo processo de envelhecimento, se assume que a molhabilidade inicial da amostra foi restaurada no sentido da molhabilidade ao óleo. A Figura 4 mostra o gráfico do fator de recuperação para o Ensaio 2. A linha azul representa o comportamento da produção de óleo enquanto a linha vermelha representa a porcentagem do volume da fratura no fator de recuperação. O delta de pressão coletado apresentou um valor médio de 0,012 psi.

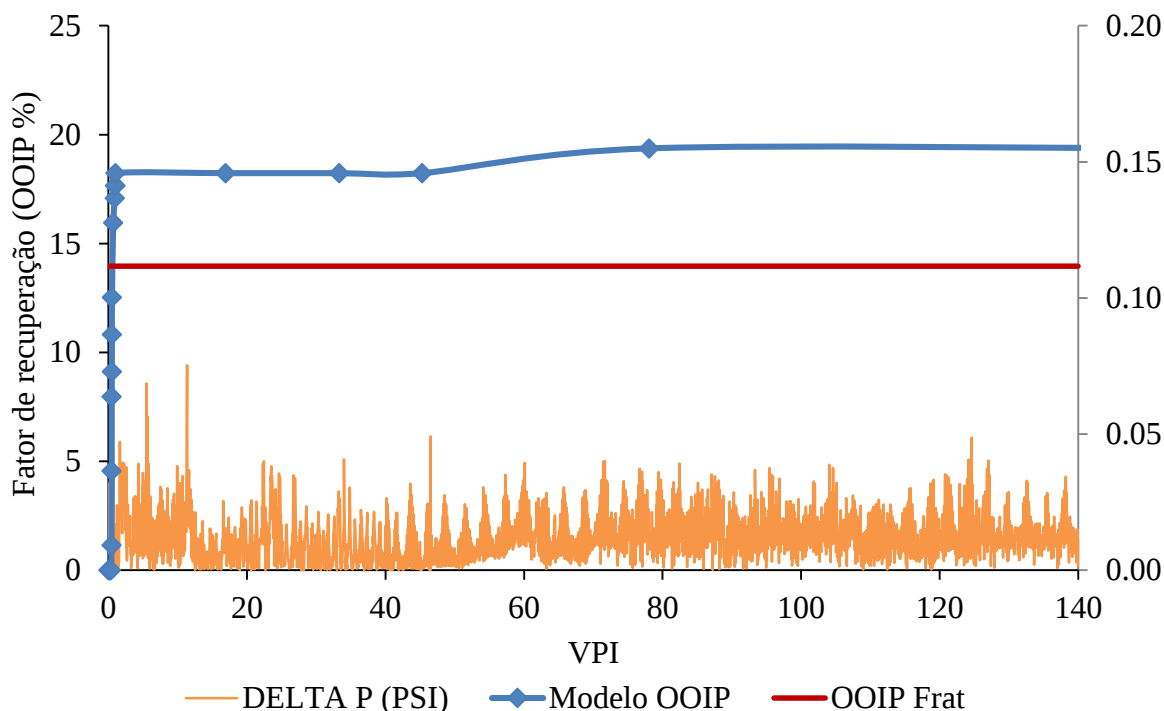


Figura 4. Fator de Recuperação Ensaio 1 (% OOIP).

Após a produção inicial, houve um *plateau* até aproximadamente 45 VPI, onde um novo ganho na produção foi observado. Esse incremento foi atribuído à troca de fluidos entre a matriz e a fratura, que permaneceu quase nula no decorrer do ensaio e que em parte pode estar associada a uma molhabilidade preferencial ao óleo dificultando a embebição espontânea da água nas matrizes e também ao caminho preferencial criado pela fratura. Levando em conta que a molhabilidade das esferas de vidro que preenchem a fratura é preferencial à água, é possível que haja uma boa remoção do óleo na fratura. A taxa de produção durante o ensaio 2, que passou pelo envelhecimento foi de 0,189 cm³/dia, enquanto a taxa de produção do ensaio 1, sem envelhecimento foi de 0,278 cm³/dia, a diferença entre as taxas de produção pode estar associada aos diferentes cenários de molhabilidade, dificultando a remoção do óleo das matrizes por embebição forçada.

Quando comparamos a taxa de produção do Ensaio 1 (0,278 cm³/dia) e do Ensaio 2 (0,189 cm³/dia) pode-se notar uma maior eficiência da água para remoção do óleo morto no primeiro ensaio, com a rocha sem envelhecimento. Além deste fator, as diferentes taxas de recuperação também podem estar associadas a variação de permeabilidade entre as amostras (AN2 = 195,25 mD e AN3 = 35,87 mD) que contribuem para comportamentos distintos de recuperação de óleo. Em ambos os ensaios houve uma variação de pressão muito baixa dificultando a remoção do óleo das matrizes por variação de pressão, sendo esta dificuldade uma característica comumente descrita na literatura para experimentos com meios porosos fraturados (Haugen *et al.*, 2007; Ferno *et al.*, 2010). Além disso, após a erupção de água, em ambos ensaios, houve uma queda na produção de óleo para quase zero com certa de 1 VPI, demonstrando a dificuldade na produção de óleo entre a matriz e fratura para ambas condições de molhabilidade.

4. Conclusões

A construção do modelo e os ensaios realizados mostraram diversas características sobre o modelo proposto, sendo as principais:

- Os resultados de recuperação do Ensaio 1 e 2 mostraram que a fratura domina o fluxo de fluidos e que ela é capaz de influenciar negativamente a produção.

- Os sistemas de molhabilidade avaliados mostraram influência no comportamento da produção dos fluidos, de acordo com a taxa média de produção do ensaio 1 (0,280 cm³/dia) e 2 (0,1889 cm³/dia), enfatizando um comportamento diferente para cada condição de molhabilidade avaliada (ensaios com e sem envelhecimento). O Ensaio 1 utilizando óleo morto e sem envelhecimento obteve um fator de recuperação de 26% com pequenos ganhos de óleo ao longo do ensaio associados a embebição forçada enquanto o Ensaio 2 obteve um fator de recuperação de 19% utilizando óleo morto e o envelhecimento da amostra, havendo quase nenhum ganho adicional ao longo do ensaio.
- A proposta do trabalho foi cumprida com êxito perante condições desafiadoras como: condições de pressão e temperatura elevadas (pressão de injeção de 1000 psi e temperatura de 63°C) e escala laboratorial de testemunho. Pontos estes citados, carentes na literatura do tema em questão.
- Os principais pontos de evolução e desenvolvimento ao longo do trabalho resultaram no desenvolvimento de uma nova metodologia e aparato experimental para experimentos em rochas carbonáticas fraturadas.

5. Agradecimentos

Os autores agradecem a Repsol Sinopec Brasil e a Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), ao CEPETRO/Unicamp, e ao Departamento de Energia (DE) da FEM/Unicamp pelo apoio financeiro e contribuições para a pesquisa apresentada neste artigo.

6. Referências Bibliográficas

BURCHETTE. T.P., 2012, Carbonate rocks and petroleum reservoirs: a geological perspective from the industry. Geological Society, London, Special Publications, 370, 17-37.

CHILINGAR. G. V & YEN. T. F (1983): Some Notes on Wettability and Relative Permeabilities of Carbonate Reservoir Rocks, II, Energy Sources, 7:1, 67-75.

CRAIG, F.F.: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1971) 3.

FERNO, M. A., HAUGEN, A., & GRAUE, A. (2010, January 1). Visualizing Oil Displacement In Fractured Carbonate Rocks - Impacts On Oil Recovery At Different Hydrostatic Stress And Wettability Conditions. American Rock Mechanics Association.

GRAUE, A., MOE0, R. W., & BOGNO, T. (2000, October). Impacts of wettability on oil recovery in fractured carbonate reservoirs. In Reviewed Proc.: 2000 International Symposium of the Society of Core Analysts, Abu Dhabi, United Arab Emirates.

HAUGEN, A., FERNO, M. A., & GRAUE, A. (2007, January 1). Comparison of Numerical Simulations and Laboratory Waterfloods in Fractured Carbonates. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/110368-MS.

MWANGI, P. M. "The Role of Surface Active Compounds in Crude Oil on Reservoir Wettability." (2017). LSU Doctoral Dissertations. 4353. https://digitalcommons.lsu.edu/gradschool_dissertations/4353

NELSON, R. A., Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Texas: Gulf Publishing Company. Second Edition. 2001.