

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Vizualização do Deslocamento de Óleo em Meios Porosos Fraturados Utilizando Tomografia Computadorizada

AUTORES:

Luis Oliveira Pires - luiscopeires@gmail.com
Osvair Vidal Trevisan - trevisan@cepetro.unicamp.br

INSTITUIÇÃO:

Universidade Estadual de Campinas/CEPETRO

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. 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 9º PDPETRO.

VIZUALIZAÇÃO DO DESLOCAMENTO DE ÓLEO EM MEIOS POROSOS FRATURADOS UTILIZANDO TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA

Abstract

The spontaneous imbibition mechanism in carbonate reservoirs with preferential paths, like fractured reservoirs or the presence of Super-K layers, is affected by several properties, among which their heterogeneity and mixed or oil preferential wettability stand out. In this paper the behavior of this mechanism along the matrix blocks and the effects of different boundary conditions was studied using Computerized Tomography (CT). This technique allows to determine the saturation of fluids along the porous media. In addition, it was evaluated the effect of the injection of designed brine composition in order to not only increase the oil recovery by changing the wettability, but also to anticipate oil production.

Carbonate rock samples were properly prepared with a longitudinal fracture, with controlled porosity, and aged in order to present a mixed / oil preferential wettability. In each test 3 samples placed in serie were used. Different bounding conditions between samples were prepared by sealing different matrix faces of the samples: DFD1 - all faces opened; and DFD2 - only the inlet and outlet side of the composite assembly were sealed. The saturation along the matrix blocks was controlled through CT scans, performed regularly.

The composition of the brines used allowed the alteration of the wettability and consequently, the increase of the oil recovery in the secondary injections. As the imbibition process is controlled by capillary forces, the first movable oil to be displaced by water is that which is adjacent to the Matrix-Fracture interface, and as water penetrates into the matrix, the oil is displaced in the direction of the fracture. Also, as the samples were placed in series, at the junction of the samples the water saturation is higher, and therefore, can be considered as transverse fractures. Depending on the boundary conditions the saturation profiles along the matrix are different. When the faces are not sealed, the capillarity of the sample itself allowed part of the water to penetrate not only the longitudinal fracture but also the transverse fractures, in particular the injection face, which has a high water saturation. When the faces were sealed, the saturation profiles are considerably more uniform. The evaluation of the saturation of the matrix in different radius from the fracture allowed to determine the rate of mass transfer between the matrix and the fracture.

Introdução

O escoamento de fluidos em meios porosos é fortemente afetado pelas propriedades petrofísicas do meio, em particular, pela permeabilidade e pela molhabilidade da superfície. Na presença de camadas com elevada permeabilidade há uma maior facilidade dos fluidos escoarem ao longo delas, e portanto, pode conduzir a uma menor eficiência de varrido das camadas vizinhas com permeabilidades menores. Em reservatórios petrolíferos, estes caminhos preferenciais desviam o escoamento dos fluidos injetados, conduzindo a uma baixa eficiência de varrido.

A molhabilidade mede a maior ou menor aderência de um fluido à superfície porosa, na presença de outro fluido. Esta propriedade pode ser caracterizada como: preferencial à água, quando um filme de água se encontra junto à superfície da rocha e o óleo encontra-se concentrado no seio do poro; preferencial ao óleo, quando é o óleo que se adsove na superfície porosa e a água se encontra no seio centro do poro; e mista, quando há a presença simultânea de poros molháveis à água e ao óleo.

Rochas carbonáticas são caracterizadas pela sua alta heterogeneidade e por comumente apresentarem algum grau de fraturamento. Além disso, tendem a apresentar maior preferência pelo óleo (Strand et al., 2006), dificultando o seu deslocamento no sentido dos poços produtores. Esta combinação de

molhabilidade preferencial ao óleo com a presença de caminhos preferenciais, conduz a baixos fatores de recuperação e dificulta a previsão de comportamento destes reservatórios.

Na presença de caminhos preferenciais, o principal mecanismo de recuperação deixa de ser o deslocamento viscoso, uma vez que os fluidos tendem a escoar no sentido da menor resistência ao fluxo, e passa a ser a embebição espontânea. A embebição espontânea ocorre quando o fluido molhante penetra no meio poroso por sucção capilar, provocando o deslocamento do fluido não molhante, sem que haja a aplicação de qualquer pressão externa. No entanto, em meios molháveis ao óleo há uma menor preferência pela embebição de água, o que dificulta o deslocamento do óleo.

Algumas técnicas têm sido propostas para a alteração da molhabilidade de maneira a aumentar a recuperação de óleo. Uma dessas técnicas além de ter apresentado recuperações significativas em meios porosos molháveis ao óleo é também uma técnica de baixo custo: a injeção de água de composição projetada. A partir deste método pretende-se que pela alteração da composição química da água de injeção se promova a alteração da molhabilidade da superfície porosa, bem como a desorção do óleo (Austad et al., 2012; Hiorth et al., 2010).

O escoamento de fluidos na interface entre a matriz e a fratura e como se propaga pelo interior da matriz é muitas vezes difícil de prever. Quando o mecanismo que governa o escoamento é a embebição espontânea há uma taxa de produção relativamente constante, até a produção atingir um *plateau*, no entanto não existem muitos estudos que se dediquem ao estudo de como é a variação da saturação de fluidos dentro do meio poroso à medida que a água penetra pela fratura. Em geral, considera-se que a taxa de embebição é relativamente constante.

Metodologia

Foram realizados dois ensaios experimentais (DFD1 e DFD2), em que dolomitas provenientes da formação Silurian foram perfuradas longitudinalmente e preenchidas com areia para mimizar o efeito das fraturas nos reservatórios. Em cada ensaio foram utilizadas 3 amostras dispostas em série. A matriz das faces de entrada e saída das amostras do conjunto DFD2 foram seladas com epoxi de forma a forçar a salmoura de injeção a penetrar pela fratura. A condição de saturação de água inicial foi obtida pelo método de evaporação, até se obter uma saturação de 10%. A molhabilidade deste meio poroso fraturado sintético foi alterada no sentido de maior preferência ao óleo através de um envelhecimento dinâmico a 90°C durante 20 dias. O envelhecimento dinâmico consistiu na injeção de 2 volumes porosos de óleo a uma vazão de 0,01 cm³/min em períodos regulares.

Após o envelhecimento as amostras foram submetidas a ciclos de injeção de água com duração de 30 dias, de modo a avaliar a influência da composição da salmoura na recuperação de óleo, e, portanto, na alteração da molhabilidade. No ensaio DFD1 foi utilizada a seguinte sequência de injeção: água de formação (FW), seguida de água do mar (SW), e por fim água do mar diluída 20 vezes (SW20d). No ensaio DFD2 a ordem foi a seguinte: água de mar (SW), seguida de água do mar depletada de cloreto de sódio (SW0NaCl). Na Tabela 1 são apresentadas as composições das salmouras utilizadas. Periodicamente foram realizadas tomografias de modo a monitorar a saturação de fluidos no interior do meio poroso. Para mais detalhes sobre os procedimentos utilizados recomenda-se consultar os procedimentos descritos por Pires e Trevisan (2017). Na Figura 1 é apresentado o aparato experimental.

Tabela 1

Íon	(Na ⁺)	(K ⁺)	(Mg ²⁺)	(Ca ²⁺)	(Ba ²⁺)	(Sr ²⁺)	(Li ⁺)	(Cl ⁻)	(Br ⁻)	(SO ₄ ²⁻)	(HCO ₃ ³⁻)
FW	58004	3985	393	8931	3	118	126	110516	320	80	56
SW	13665	445	33	1473	-	6	-	22059	72	2801	43
SW20d	683	207	2	74	-	0	-	1270	4	140	2
SW0NaCl	1357	445	33	1473	-	6	-	3078	72	2801	43

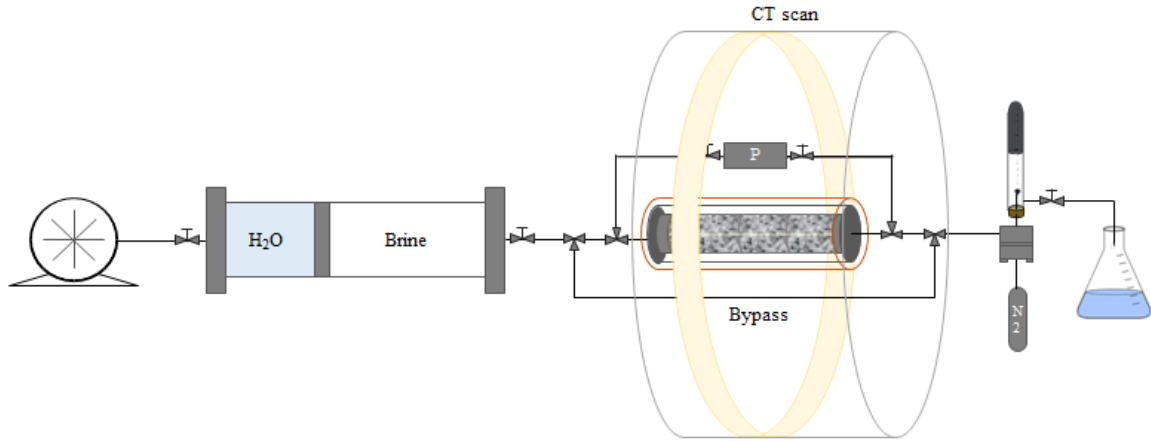


Figura 1 - Esquematização do aparato experimental

Para avaliar a saturação de fluidos na amostra através da tomografia computadorizada é necessário estimar previamente a porosidade da rocha. Para tal, é necessário realizar duas tomografias do meio poroso totalmente saturado, cada uma com um fluido diferente, e que seja conhecido o número de CT característico desses fluidos. No presente estudo foi efetuada a tomografia com a amostra sob vácuo e totalmente saturada com água de formação diluída 10 vezes (FW10d). Pela diferença das duas tomografias é estimada a porosidade em cada *slice* (ϕ^{voxel}), separados por 1,8 mm, de acordo com a Equação 1:

$$\phi^{voxel} = \frac{CT_{WS} - CT_{DS}}{CT_W - CT_A} \quad 1$$

Onde, CT_{WS} e CT_{DS} correspondem respectivamente ao número de CT médio do meio poroso saturado com FW10d e sob vácuo, CT_W e CT_A correspondem ao número de CT característico da FW10d e do ar, respectivamente. A saturação de água *in situ* é determinada de acordo com a Equação 2:

$$S_W^{voxel} = \frac{CT_{WF} - CT_{OS}}{\phi^{voxel}(CT_W - CT_O)} \quad 2$$

Onde CT_{WF} é o número de CT médio da água de injeção, CT_{OS} é o número de CT médio da amostra totalmente saturada com óleo, e CT_O é o número de CT característico do óleo.

Resultados e Discussão

A análise dos resultados foi realizada através de uma rotina de MATLAB, que converte cada *slice* obtido pelo tomógrafo em uma matriz 512x512. Cada matriz corresponde a uma posição do meio poroso, e a partir dela é determinada a saturação média desse *slice*. Como a água escoar preferencialmente pela fratura, esta rotina também desconsidera a área correspondente à fratura, uma vez que se pretende estudar exclusivamente a variação de saturação de fluidos na matriz.

Em um trabalho anterior, Pires e Trevisan (2017) observaram que a injeção de salmoura de composição projetada promoveu recuperações significativas de óleo nos conjuntos DFD1 e DFD2, de acordo com o que se apresenta na Figura 2.

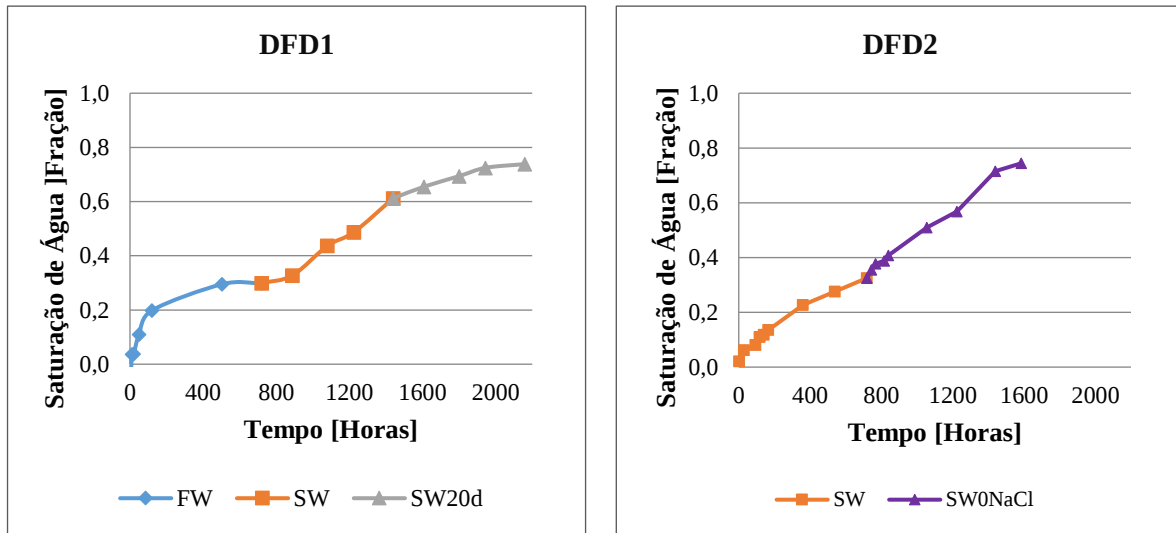


Figura 2 – Recuperação média de óleo dos ensaios DFD1 (à esquerda) e DFD2 (à direita) [Pires e Trevisan, 2017]

De acordo com os resultados apresentados por Pires e Trevisan (2017), observou-se que no final da injeção de FW no ensaio DFD1 a produção de óleo estava praticamente estagnada tendo atingido um *plateau* (cerca de 35% de OOIP), o que seria um resultado esperado, pois a injeção de água de formação deve promover o deslocamento de óleo móvel, mas não de óleo adsorvido na superfície porosa. Com a injeção de SW observou-se um aumento considerável na produção de óleo, indicando a ocorrência de mecanismos que promoveram a dessorção de óleo da superfície porosa, recuperando cerca de 30 % adicional de OOIP. A injeção de SW20d não foi tão eficiente na recuperação de óleo, observando-se uma diminuição na taxa de recuperação, chegando próximo a 10 % de recuperação adicional de óleo. No ensaio DFD2 observou-se uma recuperação de 30 % de OOIP com a injeção de SW, no entanto, ao contrário do que se observou com a injeção de FW, houve uma taxa de produção constante, indicando que caso se continuasse a injetar esta salmoura a produção de óleo manter-se-ia. Com a injeção de SW0NaCl a produção de óleo teve um ligeiro aumento inicial e manteve-se até se recuperar cerca de 40% de OOIP adicional.

As diferenças observadas no início da produção são explicadas pelas diferentes condições de fronteira existentes nas faces de entrada e saída das amostras. No conjunto DFD1 todas as faces da matriz estavam abertas ao fluxo pelo que parte do fluido injetado penetrou pela matriz da face de entrada, deslocando parte do óleo da matriz na direção da fratura, e contribuindo para o aumento da produção inicial. Já no conjunto DFD2 as faces de entrada e saída foram seladas, forçando o fluido injetado a penetrar única e exclusivamente pela fratura. Como o mecanismo de embebição é relativamente mais lento que o deslocamento viscoso, a produção inicial é mais lenta neste conjunto.

Como o mecanismo dominante no deslocamento de óleo é a embebição espontânea, pode ser determinada a taxa de transferência de massa entre a matriz e a fratura. A equação utilizada neste trabalho foi apresentada por de Swann (1978), e é definida de acordo com a Equação 3.

$$TT = \Phi_m * (1 - S_{omr} - S_{wmsd}) \quad 3$$

Onde, TT é a transferência de massa, Φ_m é a porosidade média da matriz, S_{orm} é a saturação de óleo residual da matriz, e S_{wm} é a saturação de água média da matriz. A aplicação da Equação 3 nos resultados dos conjuntos DFD1 e DFD2 é apresentada na Figura 3.

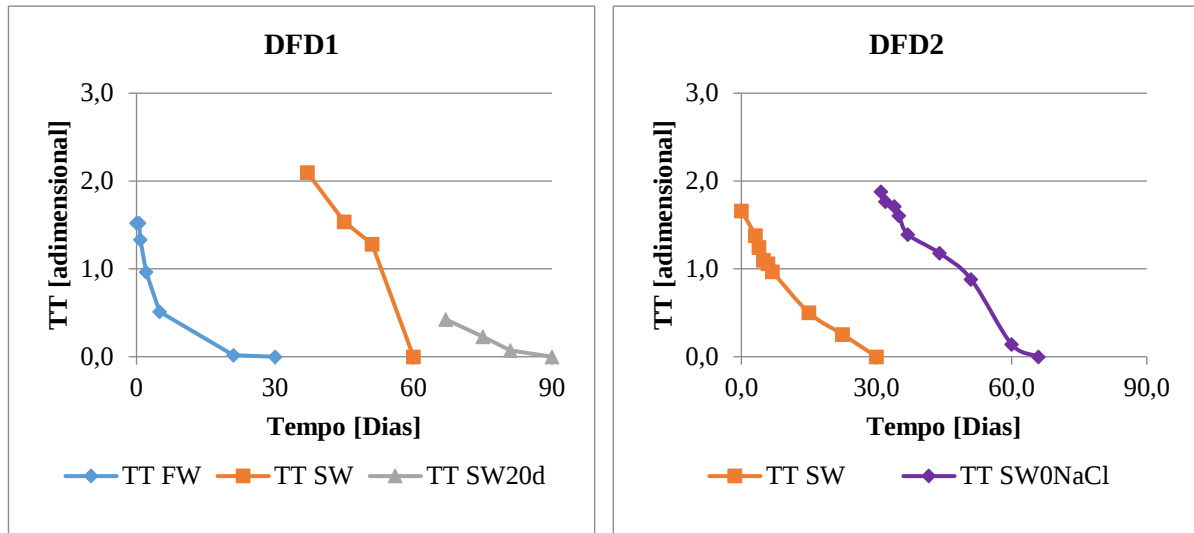


Figura 3 – Taxa de Transferência dos conjuntos DFD1 (à esquerda) e DFD2 (à direita)

A taxa de embebição (Figura 3) permite inferir sobre a maior ou menor penetração de água na matriz. No conjunto DFD1 observou-se que houve uma maior taxa de embebição durante a injeção de SW, que é consideravelmente maior que durante as injeções de FW e de SW20d. Por outro lado, o conjunto DFD2 apresentou uma taxa de embebição relativamente constante ao longo de todo o ensaio.

A Figura 2 apresenta a recuperação média de óleo de cada conjunto, no entanto, a tomografia possibilita determinar a variação da saturação de fluidos transversalmente ao sentido do fluxo. Com isto, foi visualizada e estimada a taxa de transferência de fluidos na interface matriz-fratura. Foi utilizada uma rotina de MATLAB que determina a saturação média da matriz em um raio pretendido, definido a partir da fratura. Foi avaliada a variação de saturação em 5 raios diferentes, de forma a visualizar como se processa o mecanismo de embebição na direção transversal da fratura. Na Figura 4 são apresentadas as saturações médias de água nos diferentes raios (3mm, 6mm, 9mm, 12mm e 16mm) ao longo do ensaio para os conjuntos DFD1 e DFD2.

A embebição espontânea é um mecanismo de deslocamento de óleo relativamente lento, mas que tende a apresentar um comportamento constante ao longo do tempo. Como se observou, e de acordo com o que era expectável, a saturação de água é sempre maior para os raios mais próximos da fratura (raio de 3 mm e 6 mm), e houve uma progressão relativamente contínua e constante de água ao longo matriz.

No ensaio DFD1, nos períodos iniciais observou-se um aumento considerável da saturação de água na interface matriz-fratura (raio de 3 mm), enquanto no interior da matriz (restantes raios) ainda não era observada a alteração na saturação de água. Há medida que o ensaio decorreu observou-se a progressão da frente de água na direção do interior da matriz, com um comportamento mais uniforme e regular ao longo do tempo, ou seja, a saturação de água apresentou uma taxa de penetração relativamente constante ao longo da matriz (Figura 4 à esquerda).

No ensaio DFD2 o comportamento inicial foi diferente do que se observou no conjunto DFD1, uma vez que o único mecanismo presente no deslocamento de óleo é a embebição espontânea de água proveniente da fratura. Deste modo, praticamente desde o início da injeção que foi observado um comportamento mais uniforme da saturação de água ao longo da matriz, e que se vai mantendo durante toda a injeção de água.

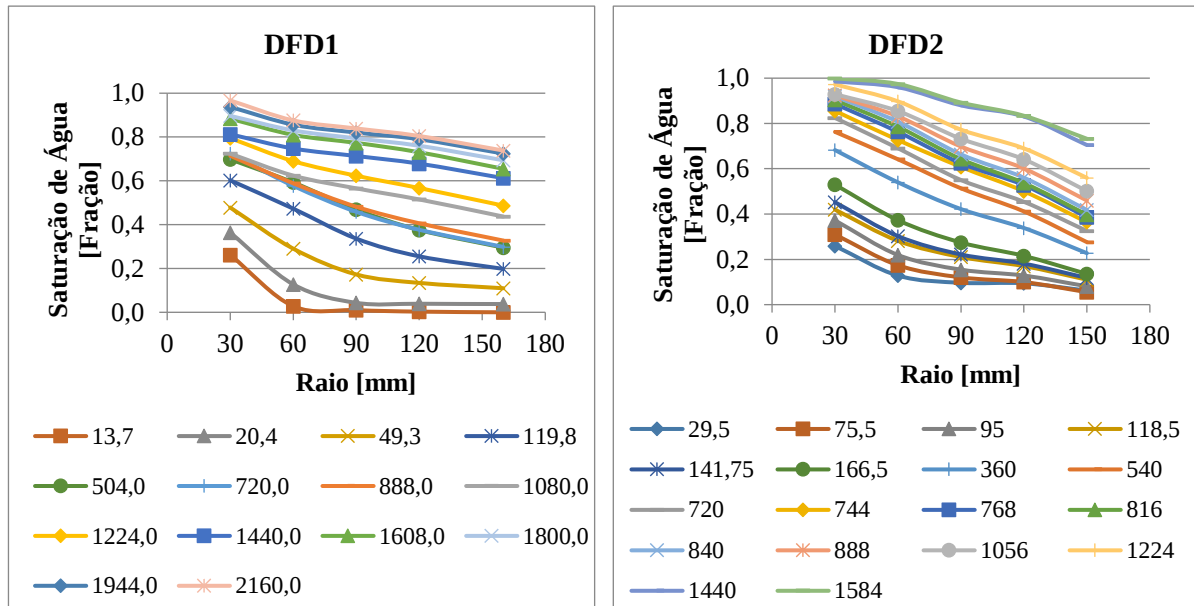


Figura 4 - Perfis de saturação média de água em 5 raios diferentes ao longo do ensaio (3mm, 6mm, 9mm, 12mm e 16mm) para os conjuntos DFD1 e DFD2

Conclusões

O escoamento em meios porosos fraturado, ou com a presença de caminhos preferenciais ao escoamento, é de extrema dificuldade de prever, pelo que é de suma importância a compreensão dos mecanismos envolvidos, em particular da embebição espontânea. Este mecanismo é fortemente afetado pelas propriedades petrofísicas e pelas condições de fronteira, o que, em escala de reservatório, conduz a baixos fatores de recuperação de óleo.

A técnica avaliada para o aumento da recuperação de óleo tem efeito no óleo adsorvido na superfície porosa, promovendo a sua desorção. A injeção de salmouras de composição projetada mostrou-se eficaz na recuperação adicional de óleo. No conjunto DFD1 esse efeito é mais evidente durante a injeção de SW, uma vez que no final da injeção de FW a produção atingiu um plateau. No ensaio DFD2 o grande efeito observado foi a continuação da produção de óleo a uma taxa relativamente constante, e tendo sido observada praticamente a mesma recuperação de óleo que no conjunto DFD1, no entanto em um período de tempo consideravelmente menor. Além disso, as condições de fronteira do conjunto DFD2 eram menos favoráveis para o deslocamento de óleo, e, portanto, para o aumento da recuperação.

A taxa de embebição refletiu os resultados observados na produção de óleo, ou seja, a maior taxa de embebição observada foi registrada na injeção de SW no conjunto DFD1, e a taxa de embebição é muito semelhante ao longo do conjunto DFD2.

No início da injeção de salmoura no conjunto DFD1 observou-se que houve um aumento inicial significativo da saturação de água junto à fratura mas com o decorrer da injeção a matriz começou a apresentar uma taxa de saturação de água uniforme e quase linear, maior junto à fratura e menor no interior da matriz. No conjunto DFD2 a embebição de água transversalmente à direção da matriz ocorreu a uma taxa de embebição relativamente constante ao longo de todo o ensaio. Neste último ensaio o único mecanismo presente foi a embebição capilar, o que pode explicar o comportamento da saturação foi muito mais linear ao longo de todo o ensaio. No conjunto DFD1, a embebição capilar observada na matriz da face de entrada do conjunto DFD1 pode ter contribuído para o aumento da saturação de água junto à fratura.

Agradecimentos

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq pelo financiamento da pesquisa apresentada neste artigo.

Referências Bibliográficas

Austad, T., et al. “Conditions for a Low-Salinity Enhanced Oil Recovery (EOR) effect in Carbonate Reservoirs”. *Energy & Fuels*, EUA, v. 26, p. 569-575, 2012

de Swann, A. 1978. Theory of Waterflooding in Fractured Reservoirs. *SPE Journal*. **18** (2): 117-122. SPE 5892-PA.

Hiorth, A., Cahtles, L.M., Madland, M.V. “The Impact of Pore Water Chemistry on Carbonate Surface Charge and Oil Wettability”. *Transport in Porous Media*, EUA, v. 85, p. 1-21, 2010

Pires, L. O.; Trevisan. O. V.; Experimental Study of Wettability Alteration in Carbonate Fractured Porous Media using Computed Tomography, Society of Core Analysis, Austria, 2017

Strand, S., Standnes, D.C., Austad, T. “New wettability test for chalk based on chromatographic separation of SCN- and SO₄-2”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, EUA, v. 52, p. 187-197, 2006