

ESTUDO DE MATERIAIS PARTICULADOS NA PERDA DE CARGA EM FRATURA

O.A.DUQUE NETO¹, L.A.CALÇADA¹, S.C.MAGALHÃES¹ e C.M.SCHEID¹; A.T.A WALDMANN²

¹ Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Química

² PETROBRAS S.A./CENPES /PDGP/IRF

E-mail para contato: olivioduque@hotmail.com

RESUMO – A perda de circulação em formações carbonáticas naturalmente fraturadas constitui um cenário comum na construção de poços do pré-sal. O combate à perda, pelo uso adequado de materiais de reforço de poços e materiais de perda de circulação em muitos casos é ineficiente, principalmente em casos de perda severa ou total. Este trabalho apresenta um estudo experimental que tem como finalidade estudar o efeito de materiais particulados no combate à perdas de circulação em fraturas. Foi utilizado um aparato experimental que simula o escoamento de fluidos em fraturas de 2 mm, 5 mm e 10 mm de espessura, cujo comprimento é aproximadamente 1,5 metros. Avaliou-se diferentes condições de operação, incluindo vazão, pressão, concentração de sólidos, forma dos sólidos (particulados, fibras curtas, fibras longas, géis, flocos, esferas regulares e irregulares) e a distribuição granulométrica no selamento de fraturas.

1. INTRODUÇÃO

A indústria de petróleo e gás tem feito grandes progressos no desenvolvimento de tecnologias e técnicas para construção de um poço. No entanto, como novas fontes de hidrocarbonetos são encontrados em reservatórios, cada vez mais remotas e geologicamente complexo, a indústria continua a desenvolver tecnologias para enfrentar os desafios de integridade do poço que apresentam riscos de segurança e riscos econômicos para a viabilidade a longo prazo de um poço (Thomas, 2004)

Perdas de circulação são um dos problemas mais críticos durante a perfuração de petróleo e gás, causando *rig down time* que influencia diretamente no custo total da operação. Perfuração e cimentação mal sucedida são eventos frequentes, especialmente em reservatórios fraturados. Medidas preventivas e corretivas são usados para mitigar a perda de circulação, incluindo a injeção de material particulado grosso, fluidos e resinas gel. A utilização desses materiais aumenta o custo de uma perfuração. No entanto, com a redução de problemas causados pelo uso desses materiais particulados, o custo final do poço fica reduzido, resultando em menor impacto no tempo não-produtivo (Rocha e Azevedo 2009).

Segundo Waldmann *et al.* (2014) durante o processo de construção de um poço, quando um diferencial de pressão positivo do poço para a formação acontece, podem ocorrer perdas de

fluido. Este fenômeno é intensificado quando estão presentes zonas fraturadas e o efeito pode ser ainda maior se durante as operações de perfuração são encontradas redes de fraturas interligadas o que dificulta ainda mais as possibilidades de tamponamento das mesmas.

Segundo Oliveira *et al.* (2013) a maior parte dos poços exploratórios marítimos perfurados atualmente pela PETROBRAS no Brasil apresenta profundidades médias em torno de 5.500 m, sendo que alguns alcançam 7.000 m. Neste cenário, abrangem reservatórios depletados, zonas sub-salinas e carbonatos naturalmente fraturados, cuja características geológicas de algumas destas formações perfuradas apresentam falhas, fraturas naturais, zona de alta permeabilidade e formações com características vugular, são responsáveis por aumentar a perda de circulação em cenário exploratórios. Nesse contexto é observada eventual perda de circulação severa ou total, que eleva consideravelmente o tempo de construção do poço, o seu custo e, também, compromete a segurança operacional e ambiental.

De acordo com Waldmann *et al.* (2012) em média cerca de um terço dos poços perfurados pela PETROBRAS apresentam perdas de circulação do fluido de perfuração, que vem gerando elevados tempos improdutivo. Tais perdas necessitam ser combatidas e controladas para viabilizar a construção dos poços com custo compatível.

As perdas de fluido ainda hoje são um dos problemas mais desafiadores da construção de poços, gerando custos líquidos adicionais e, em situações extremas, comprometendo e inviabilizando a conclusão da perfuração. A perda de circulação é definida como a perda de fluido de perfuração pelos poros ou fissuras nas formações rochosas a serem perfurados, por vezes referido como “zona ladrão”. De acordo com Andrade *et al.* (2012) e Oliveira *et al.* (2013), os tipos de perda de circulação são classificados conforme demonstrado pela Tabela 1.

Tabela 1 – Classificação de perda de circulação segundo sua severidade.

Tipo de fluido	Tipo de perda	Severidade (bbl/h)	Cenários
WBF	Pequena (infiltração)	< 25	Areias permeáveis
	Parcial (média)	25 a 100	Areias Grosseiras
	Severa (massiva)	100 a 500	Fraturas, falhas, vugs, cavernas
	Total (completa)	Impossível de manter o poço cheio	Fraturas, falhas, vugs, cavernas

A perda de circulação representa uma média de 10% dos custos totais em poços de areas e muitas vezes responde por mais de 20% dos custos em poços exploratórios e campos em desenvolvimento. Custos do poço, por sua vez, representam 35-50% dos custos totais de capital de um projeto típico geotérmica, portanto, cerca de 3,5-10% dos custos totais pode ser atribuído a perda de circulação (Carson e Lin,1982).

A Figura 1 representa um esquema generalizado da classificação dos tipos de perda encontrados numa perfuração. Na zona com perda de circulação, pequena ou parcial,

demonstrado pela Figura 1A, a lama continua a fluir para a superfície com um pouco de perda para a formação, entretanto, na Figura 1B, a zona com perda de circulação, severa ou total, a lama flui em uma formação sem volta para a superfície.

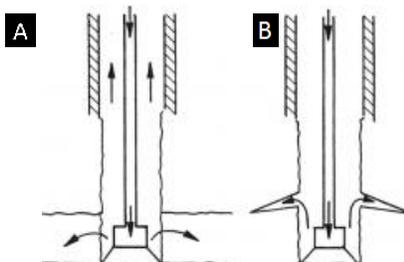


Figura 1 – Representação esquemática da classificação da perda de circulação. (A) Pequena ou parcial; (B) Severa ou total.

A perfuração também pode continuar durante a perda de circulação, em zona severa ou total, visto que é reconhecido como perfuração cega. No entanto, conforme Waldmann, *et al.* (2005) não é uma prática comum no campo, a menos que a formação acima da zona ladrão seja mecanicamente estável, não há retirada de petróleo e se for economicamente viável e segura para perfuração.

O presente trabalho tem por objetivos, desenvolver um protótipo experimental de Simulador de Escoamento em Fraturas (SEF) que demonstre fisicamente a eficiência dos materiais particulados por meio do protótipo para simular o seu mecanismo de operação. Além de caracterizar a eficiência dos materiais particulados no selamento de fraturas.

2. PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

2.1. Simulador de perda

Neste trabalho, avaliou-se a perda de carga em um simulador de perdas. O objetivo é estudar o comportamento fluidodinâmico do equipamento para o uso posterior no estudo do efeito de materiais particulados na cura de fraturas.

A unidade experimental utilizada para avaliação do estudo de materiais particulados na perda de carga em fraturas, consiste de um sistema que opera em circuito fechado composto de conexões de ferro galvanizado, tubos, mangueiras industrial de 1300 psi, para ponto específicos da linha de operação e mangueiras trançada cristal de 250 psi, além de uma bomba de deslocamento positivo do tipo helicoidal de 25HP com vazões de até 20m³/h e pressões de recalque da ordem de 12kgf/cm².

Na unidade um transdutor de pressão posicionado na saída da bomba, tem a finalidade de medir a pressão do sistema todo. Já o transdutor de pressão diferencial de selo remoto instalado no SEF fornecem a queda de pressão em cada arranjo estudado na fratura. Dois medidores de vazão mássica tipo Coriólis fornece as vazões e densidades do fluido utilizado para estudo, além de um medidor de Temperatura que fornece a temperatura do fluido pelo sistema.

A Figura 2A reproduz as duas seções anulares do poço, denominadas de geometrias (1) e geometria (2), que correspondem respectivamente a abertura do poço de diâmetro externo 8 ½ de polegada e 12 ¼ de polegada com coluna de perfuração de 5 polegadas, que são comumente encontradas nos poços perfurados pela PETROBRAS, e observado com mais detalhe pela Figura 3. O experimento foi projetado para operar apenas numa “fatia” do poço, simplificado para um formato em duas dimensões. Basicamente, a seção transversal de escoamento do fluido é retangular, de acordo com a Figura 2B.

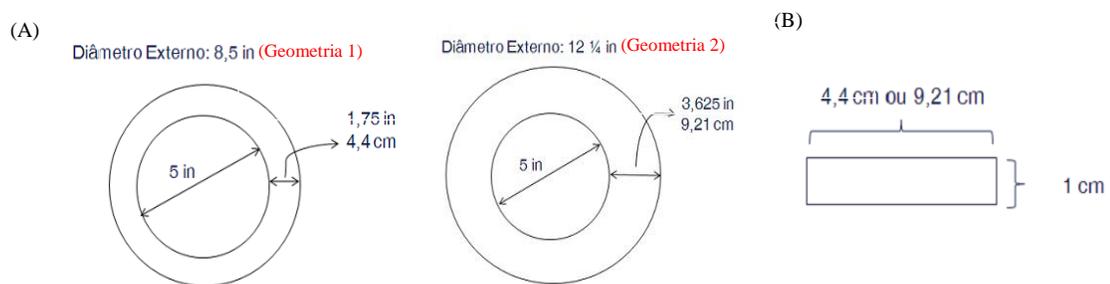


Figura 2 – (A) Geometria a serem representados pelo experimento em 2D. (B) Seção transversal do escoamento no experimento.

Grande parte do equipamento foi fabricado em acrílico de modo a permitir a visualização do escoamento. Este material, contudo, limita a pressão máxima de operação em torno de 150psi. A Figura 3 representa a visão geral das geometria (1) e (2) montado e preparado para efetuar o procedimento experimental, em conjunto com um desenho representativo que ilustra respectivamente as geometrias, com suas devidas fraturas.

O Simulador de Escoamento em Fraturas (SEF) foi desenvolvido para simular o escoamento de fluido de perfuração em fraturas durante toda a fase de uma perfuração de poço, desde uma perfuração na vertical até uma perfuração na horizontal, além disso o equipamento gira 180° graus e pode ficar inclinado em 45° graus. Essas posições podem ser operadas para realizar os experimentos de escoamento e tamponamento de fluido, com suas respectivas fraturas. Entretanto para este trabalho foi realizados testes apenas na posição vertical do equipamento, visto que são os cenários perfurados pela PETROBRAS. O posicionamento do equipamento pode

ser observado pela Figura 3, na forma vertical (A), entretanto o simulador pode trabalhar na posição na Horizontal.

Nessas seções verticais são originadas três saídas laterais lineares, com uma inclinação de $8,92^\circ$ graus que foi estimada a partir de dados técnicos da PETROBRAS e com uma rugosidade que simulam fraturas. As fraturas laterais possuem aberturas de 2 mm, 5 mm e 10 mm, ambas com um comprimento de 1,5 m e com válvulas instaladas no final de cada fratura na qual é possível realizar ensaios, considerando múltiplas fraturas ou simplesmente uma única fratura.

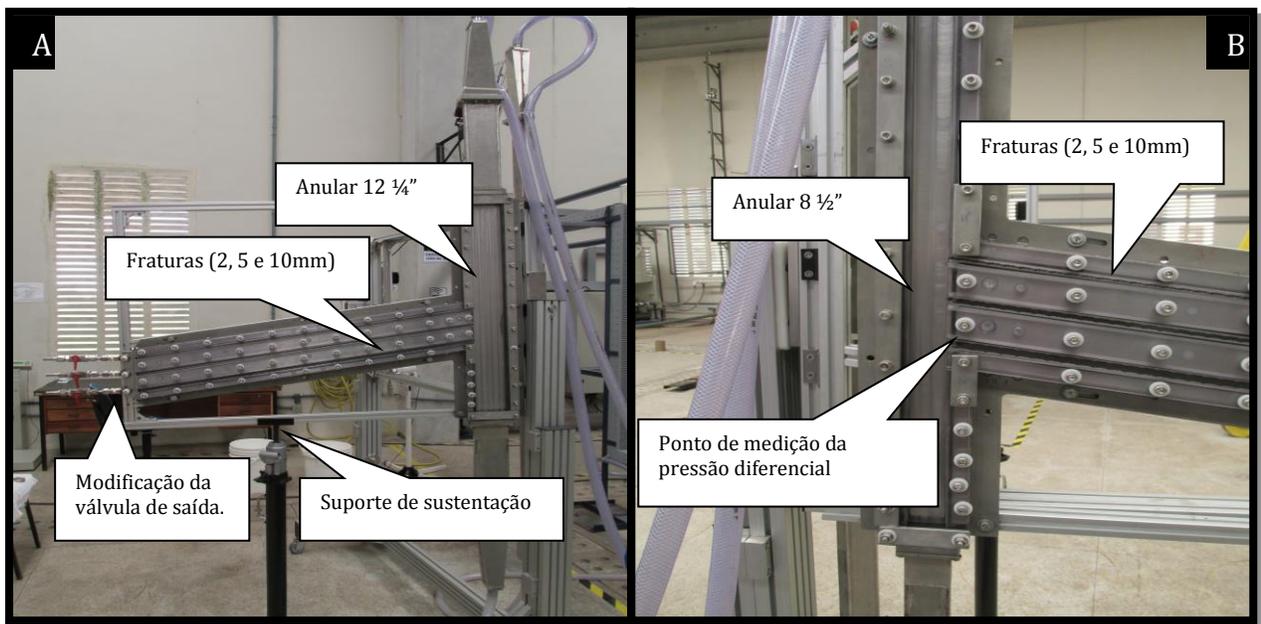


Figura 3 – Visão geral do equipamento.

As fendas, apresentam características de natureza tortuosas, que foi mantida para ambas as fraturas, visando uma reprodução mais fiel da mesma e assim uma melhor avaliação da deposição de partículas no seu interior. Nas extremidades de cada fraturas foi instalado ponto de medição, para coletar a pressão diferencial, com intuito de analisar a perda de carga realizada com materiais particulados e fluido de perfuração, verificado na Figura 3.

Durante alguns teste realizados pelo CENPES no SEF, para solucionar problemas de perda de circulação em poços da PETROBRAS, observou-se que alguns materiais particulados, plugavam primeiro na válvula e depois na fratura, pois as válvulas apresentavam uma inclinação de 90° graus. Desta forma houve a necessidade de modificar as saídas das válvula, pois acabaria prejudicando a leitura do transdutor de pressão, na hora de avaliar a perda de carga na fratura, observada na Figura 3.

Observou-se também que o suporte original do aparato experimental, já não conseguia suportar o próprio peso do equipamento, desta maneira comprometia diretamente na segurança do operador e indiretamente na elaboração dos resultados, visto que as fraturas adquiriram uma nova angulação, além da inclinação do próprio equipamento. Desta forma houve a necessidade de construir um suporte hidráulico para o SEF, que foi projetado e desenvolvido pelo corpo técnico do laboratório, observado na Figura 3.

2.1. Condição de Fluxo no SEF

Antes e depois de cada experimento no simulador, foram realizados testes em bancada, através do viscosímetro Fann modelo 35A, nas velocidades de rotação de 300, 200, 100, 60, 30, 6 e 3 rpm e também por meio do viscosímetro Online, instalado na linha de operação, que mede em tempo real as características reológicas do fluido perfuração e completção.

Para a calibração foi adotado o seguinte procedimento experimental aonde inicialmente circula-se fluidos com as fraturas fechadas durante 2 min na vazão especificada, buscando-se a estabilização do valor da vazão e queda de pressão nos sistema para as fraturas fechadas. Com a vazão e perda de carga estabelecidas para as fraturas fechadas, abre-se uma das linhas com determinada fratura, espera-se a estabilização da queda de pressão e fratura e promove-se a aquisição dos dados de queda de pressão e vazão. O mesmo procedimento é feito para todos os valores de fraturas.

Um desenho representado pela Figura 4, demonstra o funcionamento do SEF que consiste em um loop que simula o escoamento numa região anular do poço. O equipamento possui duas seções de fluxo ascendente onde é possível simular números de Reynolds em anulares representados por um poço aberto de 12 ¼ e 8 ½ polegadas com coluna de perfuração de 5 polegadas.

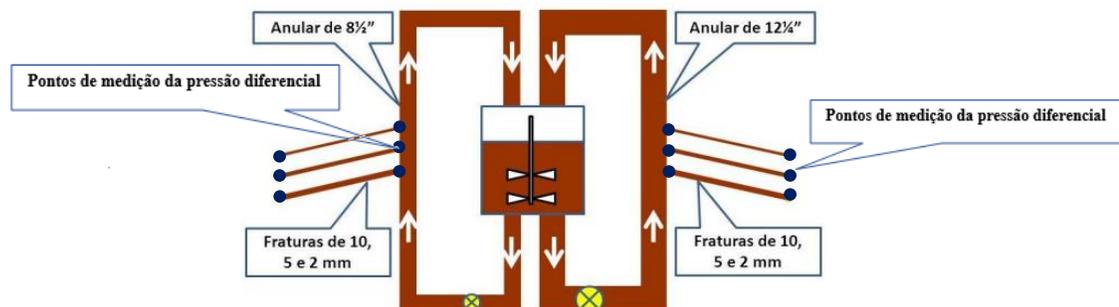


Figura 4 – Esquema de circulação com fraturas.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

No simulador de fraturas, é possível realizar ensaios em fraturas de 2 mm, 5 mm e 10 mm e com secções de alimentação que apresentam similaridades com anulares de 12 ¼” x 5” (Geometria 1) e 8 ½” x 5” (Geometria 2). Os testes foram feitos nas seis configurações.

Os ensaios realizados neste trabalho visaram a obtenção da perda de carga em função da vazão pra as seis configurações possíveis. Como fluido foi usada água industrial e posteriormente uma solução de goma xantana em água industrial na concentração de 1,5 lb/bbl. Esta concentração de goma xantana é próxima daquela usada por fluidos de perfuração.

Resultados típicos são apresentados na Figura 5(A-B), com dados para a fratura de 10 mm para a faixa de vazões trabalhadas (0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5 e 3,0 m³/h). Deve ser ressaltado que esta faixa de vazão foi utilizada para as demais fraturas de 2 e 5 mm) em cada uma das geometrias representativas dos anulares de 12 ¼” e de 8,5 ½”.

Observa-se na Figura 5, a dinâmica de abertura e de fechamento da fratura refletidas nas curvas de vazão (linha fina) e de pressão de bombeio (linha grossa) da linha de retorno para os anulares de 12¼ e 8½ polegadas. Neste exemplo, inicialmente estabilizou-se a vazão em torno de 0,5 m³/h e na medida em que o fluido passa pela fratura é possível verificar um redução abrupta na vazão de retorno, que é identificado pelo sensor de vazão posicionado no retorno do anular e representado pela abertura da válvula no final da fratura, demonstrado através da seta com linha contínua.

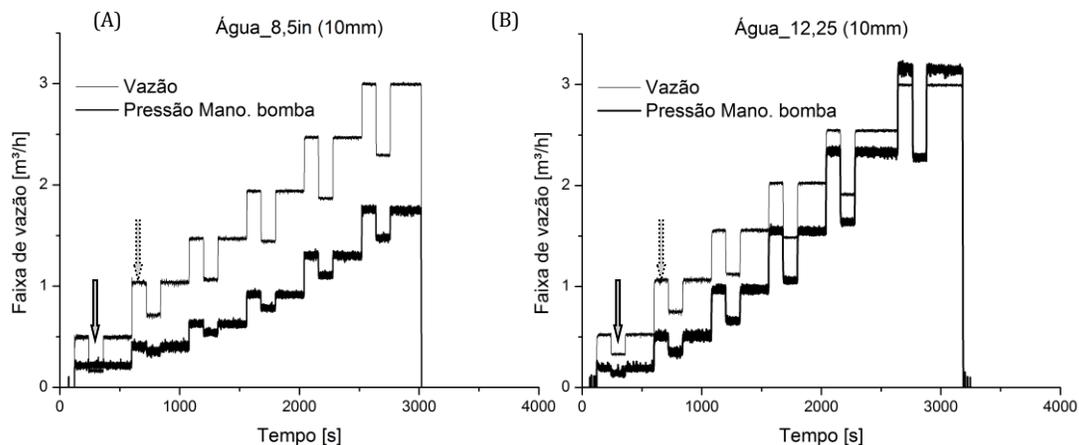


Figura 5– Dinâmica de abertura e fechamento das fraturas nas geometrias 8,5 ½” (A) e 12 ¼” (B).

A Figura 6 apresenta a perda de carga em cada fratura. Pode observar que na vazão de 0,4 [m³/h] a perda de carga é maior na fratura de 5 mm em anulares de 12 ¼” do que em anulares de

8 ½”. Assim quanto maior a vazão maior será a pressão e conseqüentemente maior a perda de carga. Nota-se através da Figura 6 que a perda de carga é maior para fluido viscoso (não-newtoniano) do que newtoniano.

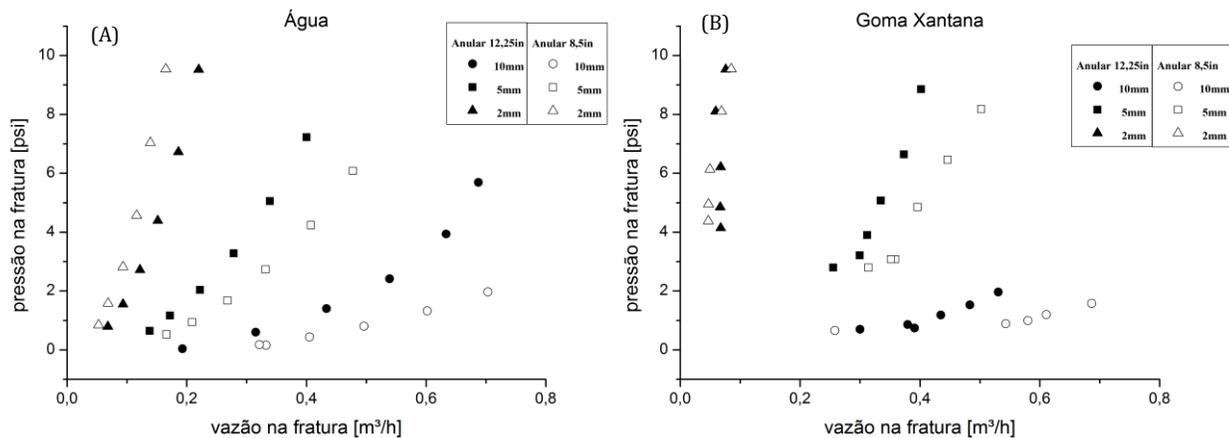


Figura 6– (A) Perda de carga das fratura com água e (B) perda de carga das fraturas com solução da goma xantana em água.

Os dados não disponíveis, representa os limite de leitura do equipamento. A faixa de leitura mínima do transdutor de pressão de selo remoto é de 10 mA que corresponde a 10[psi], já o limite mínimo de leitura do medidor de vazão é de 0,20 [m³/h]. Na Figura 8B verifica-se a ausência de pontos devido o limite de leitura dos equipamentos para a fratura de 2mm para ambos os anulares.

4. CONCLUSÕES

Foi possível obter dados de fluidodinâmica, perda de carga em função da vazão, no escoamento de fluidos Newtonianos (água) e não-Newtonianos (solução de goma xantana em água) em fraturas de 10 mm, 5mm e 2 mm. Os resultados mostraram que para as fraturas de menor espessura a perda de carga foi superior a aquelas de maior espessura para todos os casos estudados.

Em trabalhos futuros, serão adicionados aos fluidos material particulado com diferentes distribuições granulométricas e de diferentes tipos como carbonatos, grafites, celulósicos etc.

5. REFERÊNCIAS

ANDRADE, A., e MOURA, E., Básico de Fluido de Perfuração, Baker Hughes Incorporated 2012.

CARSON CC and LIN YT (1982) The Impact of Common Problems in Geothermal Drilling and Completion Geothermal Resources Council Transactions Vol. 6

OLIVEIRA, J.,L., e SOUZA, E.,A., “Avaliação da efetividade do colchão de perda sealbond plus em fratura artificial” – Relatório do CENPES (2013).

THOMAS, J.E. (2004), *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, 2 Ed., Editora Interciência Ltda, Rio de Janeiro, RJ, 271p

ROCHA, L. A. S., AZEVEDO, C. T., (2009), *Projetos de Poços de Petróleo*, 2ª. Edição, Editora Interciência Ltda, Rio de Janeiro, RJ, 561p.

WALDMANN, A.T.A., MARTINS, A. L., SOUZA, E. A., LOUREIRO, S. A., ANDRADE, A. R., SCHEID, C. M., CALÇADA, L. A., MORENO, R. Z. E DANNENHAUER, C. E.; R&D Efforts to Control, Monitor and Identify Drilling Fluid Invasion Into Reservoir Rocks. In: 1st International Conference on Upstream Engineering and Flow Assurance, a part of the 2012 AIChE Spring Meeting, Houston, Texas, USA, 1-5 April 2012.

WALDMANN, A.T.A., MARTINS, A.L., ARAGÃO, A.F.L AND LOMBA, R.F.T., 2005, “Predicting and Monitoring Fluid Invasion in Exploratory Drilling”, *Journal SPE Drilling & Completion*, Volume 20, Number 4, pp. 268-275, 2005, Society of Petroleum Engineers, SPE 86497-PA.

WALDMANN, A.T.A., LIMA, V.A.R.M.P., SOUZA, E. A., D’ALMEIDA, A.R., TEIXEIRA, G.T., SCHEID, C. M., CALÇADA, L. A., GERACI, A.C.M., DUQUE NETO, O.A. e MAGALHÃES, S.; Efforts to Control Fluid Losses in Offshore Drilling. AADE-14-FTCE-26, AADE National Technical Conference, Houston, 15-16 April 2014.