

**UFRRJ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**

DISSERTAÇÃO

**ESTUDO DA FORMAÇÃO E ESTABILIDADE DE TORTAS DE FILTRAÇÃO NA
PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

LORRANE FARIA MARTINS

2013



**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**

**ESTUDO DA FORMAÇÃO E ESTABILIDADE DE TORTAS DE FILTRAÇÃO NA
PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

LORRANE FARIA MARTINS

Sob a orientação do Professor
D.Sc. Luís Américo Calçada

e Co-orientação da Professora
D.Sc. Cláudia Míriam Scheid

Dissertação submetida como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Ciências**, no curso de Pós-Graduação em Engenharia Química, Área de Concentração em Tecnologia Química.

Seropédica, RJ
Fevereiro de 2013

622.3381

M386e

T

Martins, Lorrane Faria, 1986-

Estudo da formação e estabilidade de tortas de filtração na perfuração de poços de petróleo / Lorrane Faria Martins. - 2013. 93 f.: il.

Orientador: Luís Américo Calçada.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química, 2013.

Bibliografia: f. 60-61.

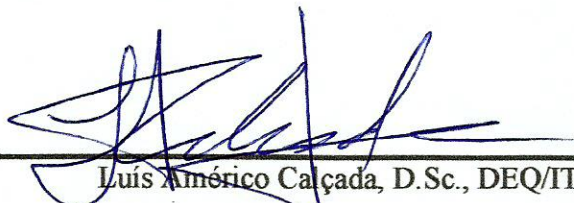
1. Poços de petróleo - Perfuração - Teses. 2. Lamas de perfuração - Teses. 3. Engenharia de reservatório de óleo - Teses. 4. Engenharia do petróleo - Teses. I. Calçada, Luís Américo, 1966-. II. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química. III. Título.

UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

LORRANE FARIA MARTINS

Dissertação submetida ao Curso de Pós Graduação em Engenharia Química, área de
Concentração em Tecnologia Química, como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Química.

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 27/02/2013

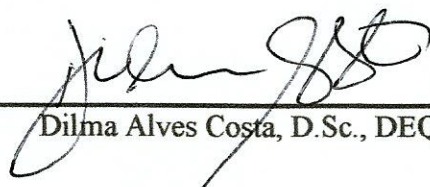


Luís Américo Calçada, D.Sc., DEQ/IT/UFRRJ

(Orientador)



Ricardo Pires Peçanha, Ph.D., EQ/UFRRJ



Dilma Alves Costa, D.Sc., DEQ/IT/UFRRJ

Ao vovô Cícero.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter me dado condições de estudar e por ter iluminado meu caminho para que eu pudesse concluir mais essa etapa em minha vida.

Agradeço a meu pai Marco Aurélio e a minha mãe Angela, que mesmo em meio às turbulências que a vida gera, sempre me incentivaram e apoiaram a dar continuidade aos estudos e concluir o mestrado. Tenho certeza que essa é uma conquista não só minha, mas deles também.

Agradeço a Tatá que sempre se fez presente em todos os momentos, me apoiando e acompanhando os passos dessa conquista.

Não posso deixar de agradecer ao Vitor, que esteve ao meu lado o tempo todo, acompanhando passo a passo, me incentivando nas horas difíceis e comemorando as minhas vitórias. Agradeço pela amizade, carinho e compreensão dedicados durante todos esses anos.

Agradeço também ao meu orientador, Luís Américo Calçada, por ter me dado a oportunidade de trabalhar nesse projeto. Pelo incentivo, simpatia e presteza no auxílio às atividades. Além da ajuda e confiança que sempre depositou em mim.

Gostaria de agradecer a professora Cláudia Míriam Scheid por ter permitido fazer parte de seu grupo de pesquisa e iniciar minhas atividades de pesquisa acadêmica. Pelas sugestões e solicitações, sempre bem vindas, ao trabalho. Além da amizade e carinho que sempre teve por mim.

Aos demais professores do DEQ que me passaram suas experiências e dividiram conhecimento. Cada um de vocês é responsável pela minha formação.

Agradeço ao Sérgio Martins e à Martin Blue pelo incentivo e apoio aos meus estudos. Sempre me liberando de minhas atividades profissionais para este fim.

Ao CENPES/PETROBRAS e ao seu corpo técnico, envolvido neste projeto, pelo suporte técnico e financeiro dado a essa pesquisa.

A CAPES pela bolsa concedida.

Por fim, a todos que de alguma forma contribuíram com este trabalho, acreditaram em meu potencial e torceram pelo meu sucesso. Muito obrigada!

RESUMO

MARTINS, Lorrane Faria. **Estudo da Formação e Estabilidade de Tortas de Filtração na Perfuração de Poços de Petróleo**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, Tecnologia Química). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2013.

Durante a perfuração de poços de petróleo operando em *overbalanced*, o fluido de perfuração tende a invadir a rocha reservatório podendo comprometer a produtividade do poço. Este estudo visa um melhor entendimento dos processos de filtração dos fluidos de perfuração, bem como a formação do reboco junto à parede do poço. Para realizar este estudo, foram realizados experimentos em uma célula de filtração do tipo HTHP que permite avaliar o processo de filtração estática e dinâmica, compatíveis com as condições encontradas durante a perfuração de poços de petróleo. Inicialmente avaliou-se a capacidade da célula de filtração em fornecer dados de filtração para emulsões uma vez que foi feita uma alteração no projeto inicial da mesma. Posteriormente foram comparados fluidos de diferentes bases, sendo base água, base óleo e emulsão. Neste estudo, utilizou-se papel de filtro e três tipos de rocha, sendo arenito de alta e média permeabilidade e carbonato de permeabilidade baixa como meio filtrante. Foram realizados experimentos para a determinação de parâmetros da torta de filtração como porosidade, permeabilidade e resistência ao cisalhamento da torta. Os resultados obtidos permitiram avaliar o efeito da torta e a interação dos fluidos de perfuração com as rochas. Verificou-se que ao utilizar papel de filtro, o fluido base água produziu uma maior quantidade de filtrado. Utilizando-se rochas, o fluido base óleo permitiu maior volume de filtrado. Na emulsão, as gotículas de água emulsionadas limitaram a quantidade de filtrado obtida através da obstrução dos poros formados pelas partículas sólidas e dos poros das rochas. Foram considerados ambientes com e sem cisalhamento da torta de filtração. A taxa de cisalhamento imposta ao sistema gerou uma interferência destrutiva na torta de filtração, ocorrendo erosão da mesma. Nestes experimentos o efeito da rocha também pode ser observado, quanto maior a permeabilidade da rocha, maior a quantidade de filtrado obtida.

Palavras-chave: Perfuração, torta de filtração, emulsão.

ABSTRACT

MARTINS, Lorrane Faria. **Study of Formation and Stability of Mudcake in Drilling Wells**. Dissertation (Master in Chemical Engineering, Chemical Technology). Institute of Technology, Department of Chemical Engineering, Federal Rural University of Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2013.

During the drilling overbalanced operation, drilling fluid tends to invade the reservoir and may compromise productivity of the well. This study aims the better knowledge about the filtration process of drilling fluids as well as the mudcake formation. To perform the experiments were used a HTHP filtration cell. This cell allows evaluate the static and dynamic filtration process compatible with the conditions found during the drilling wells. Initially were evaluated the capacity of the filtration cell to provide filtration data for emulsion because were made a change in initial project of cell. Thereafter were compared kinds of fluids, like water based mud, oil based mud without emulsion and oil based mud with emulsion. Were used filter paper and three types of rock being high permeability sandstone, medium permeability sandstone and low permeability limestone as filter media. We performed experiments to determine mudcake parameters like porosity, permeability and shear strength of mudcake. The results obtained allowed evaluate the mudcake effect and interactions between drilling fluids with rocks. I was found that using filter paper the water based mud produced a greater amount of filtrate. Using rocks like filter media the oil based mud allowed greater volume of filtrate. In emulsion the water droplets emulsified limited the amount of filtrate obtained by obstruction of the pores formed by solid particles and the pores of rocks. Were considerate environments with and without shear rate. The shear rate impose on system created a destructive interference on mudcake occurring erosion. In this experiments were observed the rock effect on mudcake and amount ok filtrate. The higher the permeability of rock, the greater the amount of filtrate obtained.

Keywords: Drilling, mudcake, emulsion.

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1. Equações de raio crítico de partícula proposta por diferentes autores..... | 11 |
| Tabela 2. Condições operacionais adotadas nos experimentos utilizando-se papel de filtro como meio filtrante com fluidos base água, base óleo e emulsão. | 25 |
| Tabela 3. Condições operacionais aplicadas nos experimentos com fluido base água e papel de filtro para avaliação da pressão..... | 26 |
| Tabela 4. Propriedades das rochas utilizadas na realização dos experimentos. | 26 |
| Tabela 5. Condições operacionais adotadas nos experimentos utilizando-se rochas reservatório como meio filtrante com fluidos base água, base óleo e emulsão (continua). | 28 |
| Tabela 6. Condições operacionais para realização do experimento para determinação de parâmetros com fluido base água e papel de filtro como meio filtrante. | 29 |
| Tabela 7. Condições operacionais para realização do experimento para determinação de parâmetros com emulsão e papel de filtro como meio filtrante. | 29 |
| Tabela 8. Condições operacionais adotadas na realização dos experimentos para determinação de parâmetros com fluido base água e papel de filtro. | 30 |
| Tabela 9. Combinações de posição do interruptor e da alavanca utilizadas nos testes em seis velocidades para o equipamento FANN 35A. | 32 |
| Tabela 10. Valor das constantes do equipamento FANN 35A. | 33 |
| Tabela 11. Parâmetros dos fluidos do Estudo de Caso I. | 36 |
| Tabela 12. Parâmetros do modelo da potência para os fluidos TIPO II..... | 38 |
| Tabela 13. Dados experimentais para obtenção da densidade dos fluidos do estudo de caso II. | 38 |
| Tabela 14. Massa das formas utilizadas na realização dos experimentos. | 38 |
| Tabela 15. Resultados experimentais para obtenção da concentração e fração volumétrica de sólidos para fluido base água do estudo de caso II. | 39 |
| Tabela 16. Resultados experimentais para obtenção da concentração e fração volumétrica de sólidos para emulsão do estudo de caso II. | 39 |
| Tabela 17. Dados de concentração e fração volumétrica de sólidos obtidos para os fluidos do estudo de caso II. | 39 |
| Tabela 18. Parâmetros dos fluidos do Estudo de Caso II. | 40 |
| Tabela 19. Dados de espessura da torta de filtração formada para o estudo de caso I e papel de filtro como meio filtrante (500 psi e 270 rpm). | 41 |
| Tabela 20. Dados de espessura da torta de filtração formada para o estudo de caso I e rocha reservatório como meio filtrante a baixo cisalhamento (500 psi e 270 rpm). | 45 |
| Tabela 21. Características das tortas de filtração obtidas para estudo de caso I e rocha reservatório como meio filtrante..... | 45 |
| Tabela 22. Dados de espessura da torta de filtração formada para o estudo de caso I e rocha reservatório como meio filtrante a alto cisalhamento (500 psi e 1200 rpm). | 47 |
| Tabela 23. Dados de massa total de filtrado a 500 psi após 60 minutos para fluidos do estudo de caso I, rochas reservatório, baixo e alto cisalhamento. | 48 |
| Tabela 24. Dados experimentais utilizados na determinação dos parâmetros de filtração. | 48 |
| Tabela 25. Dados experimentais de volume de filtrado e <i>Slowness</i> para fluido base água do estudo de caso II, papel de filtro como meio filtrante sem cisalhamento da torta..... | 49 |
| Tabela 26. Dados experimentais de volume de filtrado e <i>Slowness</i> para emulsão do estudo de caso II, papel de filtro como meio filtrante, sem cisalhamento da torta. | 51 |
| Tabela 27. Dados experimentais para fluidos do estudo de caso II, papel de filtro como meio filtrante, sem cisalhamento da torta. | 52 |
| Tabela 28. Parâmetros a serem determinados e equações utilizadas sem cisalhamento de torta. | 53 |

| | |
|---|----|
| Tabela 29. Parâmetros de torta para fluidos do estudo de caso II sem erosão de torta..... | 53 |
| Tabela 30. Equações de permeabilidade e porosidade da torta para fluidos base água e emulsão do estudo de caso II..... | 54 |
| Tabela 31. Parâmetros sem erosão de torta obtidos por Dewan & Chenevert (2001) em comparação com os obtidos nesta dissertação..... | 54 |
| Tabela 32. Dados experimentais para fluido base água do estudo de caso II e papel de filtro como meio filtrante, com cisalhamento da torta..... | 56 |
| Tabela 33. Parâmetros a serem determinados e equações utilizadas considerando o cisalhamento da torta. | 56 |
| Tabela 34. Parâmetros de torta para fluido base água do estudo de caso II com erosão de torta. | 56 |
| Tabela 35. Parâmetros com erosão de torta obtidos por Dewan & Chenevert (2001) em comparação com os obtidos nesta dissertação..... | 57 |
| Tabela 36. Dados experimentais de deflexão de ângulo obtidos com o FANN 35A para fluidos base água, base óleo e emulsão do estudo de caso I. | 62 |
| Tabela 37. Valores de viscosidade, tensão e taxa de cisalhamento obtidos para fluido base água do estudo de caso I..... | 62 |
| Tabela 38. Valores de viscosidade, tensão e taxa de cisalhamento obtidos para fluido base óleo do estudo de caso I. | 62 |
| Tabela 39. Valores de viscosidade, tensão e taxa de cisalhamento obtidos para emulsão do estudo de caso I..... | 62 |
| Tabela 40. Dados experimentais de deflexão de ângulo obtidos com o FANN 35A para fluidos base água e emulsão do estudo de caso II. | 65 |
| Tabela 41. Valores de viscosidade, tensão e taxa de cisalhamento obtidos para fluido base água do estudo de caso II. | 65 |
| Tabela 42. Valores de viscosidade, tensão e taxa de cisalhamento obtidos para emulsão do estudo de caso II. | 65 |
| Tabela 43. Dados experimentais de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I e papel de filtro como meio filtrante (continua). | 67 |
| Tabela 44. Dados experimentais para avaliação da pressão de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluido base água do estudo de caso I e papel de filtro como meio filtrante. | 69 |
| Tabela 45. Dados experimentais de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I, arenito de alta permeabilidade como meio filtrante e baixo cisalhamento. | 70 |
| Tabela 46. Dados experimentais de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I, arenito de média permeabilidade como meio filtrante e baixo cisalhamento. | 71 |
| Tabela 47. Dados experimentais de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I, carbonato como meio filtrante e baixo cisalhamento. | 72 |
| Tabela 48. Dados experimentais de massa de filtrado em função do tempo de filtração para rochas reservatório como meio filtrante, fluido base água do estudo de caso I e alto cisalhamento (continua). | 73 |
| Tabela 49. Dados experimentais de massa de filtrado em função do tempo de filtração para rochas reservatório como meio filtrante, fluido base sem emulsão óleo do estudo de caso I e alto cisalhamento (continua)..... | 75 |
| Tabela 50. Dados experimentais de massa de filtrado em função do tempo de filtração para rochas reservatório como meio filtrante, emulsão do estudo de caso I e alto cisalhamento. ... | 76 |

Tabela 51. Dados experimentais de volume de filtrado em função do tempo de filtração para papel de filtro como meio filtrante, fluido base água do estudo de caso I, pressão de 500 psi e 320 rpm. 77

Tabela 52. Dados experimentais de volume de filtrado em função do tempo de filtração para papel de filtro como meio filtrante, fluido base água do estudo de caso I, pressão de 1000 psi e 580 rpm. 77

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Caminho percorrido pelo fluido de perfuração durante a perfuração de poços de petróleo (LIMA, 2001 <i>apud</i> AMORIM, 2003). | 3 |
| Figura 2. Detalhe da broca de perfuração durante a perfuração de poços de petróleo (LIMA, 2001 <i>apud</i> AMORIM, 2003). | 4 |
| Figura 3. Processo de invasão do fluido de perfuração na rocha reservatório (ARAÚJO, 2010). | 4 |
| Figura 4. Fluxo de filtrado em função do tempo para filtração estática e dinâmica (CHESSEY <i>et al.</i> , 1994). | 8 |
| Figura 5. Formação da torta na filtração dinâmica ou cruzada. | 9 |
| Figura 6. Esquema de atuação de forças em uma partícula de fluido (JIAO & SHARMA, 1993). | 12 |
| Figura 7. Esquema de filtração dinâmica (ARAÚJO, 2010). | 13 |
| Figura 8. Esquemas de filtração plana, sendo: (a) Filtro folha e (b) Filtro sob pressão (ARAÚJO, 2010). | 13 |
| Figura 9. Curva de filtração obtida para filtração cruzada (ARAÚJO, 2010). | 14 |
| Figura 10. Esquema de filtração utilizado no desenvolvimento do modelo (FERREIRA & MASSARANI, 2005). | 14 |
| Figura 11. Curva de filtração experimental e simulada para filtração dinâmica (ARAÚJO, 2010). | 16 |
| Figura 12. Modelo de filtração em um meio filtrante (DEWAN & CHENEVERT, 2001). .. | 17 |
| Figura 13. (a) Volume de filtrado <i>versus</i> raiz quadrada do tempo; (b) <i>Slowness</i> medido e simulado <i>versus</i> tempo (DEWAN & CHENEVERT, 2001). | 19 |
| Figura 14. Foto da célula de filtração HTHP. | 20 |
| Figura 15. Foto da correia dentada da célula de filtração. | 21 |
| Figura 16. Foto do cilindro reservatório de volume 250 cm ³ | 22 |
| Figura 17. Foto do cilindro reservatório de volume 900 cm ³ | 22 |
| Figura 18. Foto da bomba externa de pressurização da célula de filtração. | 23 |
| Figura 19. Foto do cone utilizado no cisalhamento da torta de filtração. | 23 |
| Figura 20. Esquema da célula de filtração em detalhes. | 24 |
| Figura 21. Vista frontal e lateral da rocha arenito de média permeabilidade. | 27 |
| Figura 22. Esquema de Saturação dos Meios. | 27 |
| Figura 23. Distribuição de tamanho de partículas. | 30 |
| Figura 24. Viscosímetro FANN 35A. | 31 |
| Figura 25. Foto da alavanca de controle de velocidade de rotação do equipamento FANN 35A. | 31 |
| Figura 26. Dados de deflexão do ângulo em função da rotação imposta ao sistema para fluidos do estudo de caso I utilizando-se o Fann 35A. | 36 |
| Figura 27. Dados de deflexão do ângulo em função da rotação imposta ao sistema para fluidos do estudo de caso II utilizando-se o Fann 35A. | 37 |
| Figura 28. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I e papel de filtro como meio filtrante. | 40 |
| Figura 29. Foto da torta de filtração formada no experimento com fluido base água do estudo de caso I e papel de filtro com meio filtrante. | 41 |
| Figura 30. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluido base água do estudo de caso I e papel de filtro como meio filtrante. | 42 |
| Figura 31. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I e arenito de alta permeabilidade como meio filtrante. | 43 |

| | |
|--|----|
| Figura 32. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I e arenito de média permeabilidade como meio filtrante. | 43 |
| Figura 33. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I e carbonato como meio filtrante..... | 44 |
| Figura 34. Formação de torta interna (AL-RIYAMY & SHARMA, 2004). | 44 |
| Figura 35. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para diferentes rochas como meio filtrante e fluido base água do estudo de caso I..... | 46 |
| Figura 36. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para diferentes rochas como meio filtrante e fluido base óleo sem emulsão do estudo de caso I. | 46 |
| Figura 37. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para diferentes rochas como meio filtrante e emulsão do estudo de caso I. | 47 |
| Figura 38. Dados de volume de filtrado em função do tempo de filtração para fluido base água do estudo de caso II e papel de filtro como meio filtrante, sem cisalhamento da torta. ... | 49 |
| Figura 39. Dados de <i>Slowness</i> em função do tempo de filtração para fluido base água do estudo de caso II e papel de filtro como meio filtrante, sem cisalhamento da torta. | 50 |
| Figura 40. Dados de volume de filtrado em função do tempo de filtração para emulsão do estudo de caso II e papel de filtro como meio filtrante, sem cisalhamento da torta. | 51 |
| Figura 41. Dados de <i>Slowness</i> em função do tempo de filtração para emulsão do estudo de caso II e papel de filtro como meio filtrante, sem cisalhamento da torta..... | 52 |
| Figura 42. Dados de volume de filtrado em função do tempo de filtração para fluido base água do estudo de caso II e papel de filtro como meio filtrante, com cisalhamento da torta – Experimento 1..... | 55 |
| Figura 43. Dados de volume de filtrado em função do tempo de filtração para fluido base água do estudo de caso II e papel de filtro como meio filtrante, com cisalhamento da torta – Experimento 2..... | 55 |
| Figura 44. Tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento para fluido base água do estudo de caso I..... | 63 |
| Figura 45. Tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento para fluido base óleo do estudo de caso I..... | 63 |
| Figura 46. Tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento para emulsão do estudo de caso I..... | 64 |
| Figura 47. Tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento para fluido base água do estudo de caso I..... | 66 |
| Figura 48. Tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento para emulsão do estudo de caso I..... | 66 |

LISTA DE ABREVIACÕES, SIGLAS E SÍMBOLOS

| | |
|--------------------|---|
| a | Fração aderida |
| A | Área de filtração |
| C_s | Concentração de sólidos |
| d_m | Distância do centro da torta até a superfície |
| f | Coefficiente de atrito |
| F_1 | Força hidrodinâmica proporcional a velocidade da filtração e ao raio da partícula |
| F_2 | Força hidrodinâmica proporcional a taxa de cisalhamento na torta e ao quadrado do raio da partícula |
| f_e | Coefficiente de atrito para erosão |
| HTHP | <i>High pressure high temperature</i> |
| k_1, k_2 e k_3 | Constantes do equipamento FAN 35A |
| k_c | Permeabilidade do meio filtrante |
| k_{mc} | Permeabilidade da torta |
| k_{mc0} | Permeabilidade de referência |
| M | Índices de consistência |
| m_b | Massa do balão volumétrico |
| m_{b+f} | Massa do balão volumétrico com fluido |
| mD | <i>Mili-Darcy</i> (1 Darcy = 10^{-12} m ²) |
| m_s | Massa de sólidos |
| N | Velocidade de rotação imposta ao sistema |
| n | Índice de comportamento do fluido |
| n_r | Taxa de rotação (rps) |
| OBM | Fluidos de perfuração base óleo |
| OBM emulsão | Fluidos de perfuração base óleo com emulsão |
| P | Pressão |
| P_{mc} | Pressão na torta |
| $P_{molhado}$ | Massa da torta molhada |
| P_{seco} | Massa da torta seca |
| q | Taxa de filtrado |
| r | Coefficiente de correlação |
| R_{ca} | Raio de partícula crítico |
| R_m | Resistividade do meio filtrante |
| r_i | Raio do meio filtrante |
| s | Fração volumétrica de sólidos |
| S | <i>Slowness</i> |
| t | Tempo de filtração |
| T_{mc} | Espessura da torta |
| V_b | Volume do balão volumétrico |
| V_f | Volume de fluido |
| V_l | Volume de líquido |
| V_s | Volume de sólidos depositados na torta |
| WBM | Fluidos de perfuração base água |

Letras gregas

| | |
|---------|---|
| μ_f | Viscosidade do fluido |
| ν | Expoente de compressibilidade |
| ν_1 | Expoente de compressibilidade com a diminuição da pressão |

| | |
|--------------|--|
| α | Resistividade da torta |
| γ | Taxa de cisalhamento |
| δ | Fator multiplicador |
| Δp | Queda de pressão |
| θ | Ângulo que o cone forma com a horizontal |
| ρ_f | Densidade do fluido |
| ρ_s | Densidade do sólido |
| τ | Tensão cisalhante |
| τ_{mc} | Resistência ao cisalhamento |
| τ_{mc0} | Resistência ao cisalhamento quando a pressão na torta é zero |
| ϕ_{mc} | Porosidade da torta |
| ϕ_{mc0} | Porosidade de referência |

SUMÁRIO

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO..... | 1 |
| 2 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 3 |
| 2.1 | Perfuração de Poços de Petróleo | 3 |
| 2.2 | Fluidos de Perfuração | 5 |
| 2.2.1 | Propriedades dos fluidos de perfuração..... | 5 |
| 2.3 | Processo de Filtração Presente na Perfuração de Poços | 6 |
| 2.3.1 | Formação de reboco | 8 |
| 2.3.2 | Erosão da torta de filtração | 11 |
| 2.4 | Filtração Cruzada em Geometria Cilíndrica | 12 |
| 2.5 | Modelo Fenomenológico para Filtração Cruzada | 14 |
| 2.6 | Modelo de Filtração para Determinação de Parâmetros de Filtração..... | 17 |
| 3 | MATERIAIS E MÉTODOS..... | 20 |
| 3.1 | A Célula de Filtração | 20 |
| 3.2 | Funcionamento da Célula de Filtração | 20 |
| 3.3 | Procedimentos Experimentais | 24 |
| 3.4 | Estudo de Caso I – Avaliação dos Tipos de Fluido e Rochas Utilizadas | 25 |
| 3.4.1 | Experimentos utilizando-se papel de filtro como meio filtrante..... | 25 |
| 3.4.1.1 | Avaliação da pressão aplicada ao sistema..... | 25 |
| 3.4.2 | Experimentos utilizando-se rochas reservatório como meio filtrante..... | 26 |
| 3.5 | Estudo de caso II – Determinação de parâmetros | 28 |
| 3.6 | Caracterização dos Fluidos de Perfuração | 30 |
| 3.6.1 | Determinação da reologia dos fluidos | 30 |
| 3.6.2 | Determinação da densidade dos fluidos | 33 |
| 3.6.3 | Determinação da concentração de sólidos e fração volumétrica de sólidos..... | 33 |
| 4 | RESULTADOS E DISCUSSÃO..... | 35 |
| 4.1 | Caracterização dos Fluidos de Perfuração | 35 |
| 4.1.1 | Fluidos do estudo de caso I..... | 35 |
| 4.1.2 | Fluidos do estudo de caso II | 37 |
| 4.1.2.1 | Reologia dos fluidos..... | 37 |
| 4.1.2.2 | Densidade dos fluidos..... | 38 |
| 4.1.2.3 | Concentração de sólidos e fração volumétrica de sólidos..... | 38 |
| 4.2 | Dados de Filtração Utilizando Papel de Filtro como Meio Filtrante..... | 40 |
| 4.2.1 | Avaliação do efeito da pressão | 41 |
| 4.3 | Dados de Filtração Utilizando Rochas Reservatório como Meio Filtrante | 42 |
| 4.3.1 | Dados de filtração a baixo cisalhamento | 42 |
| 4.3.2 | Dados de filtração a alto cisalhamento..... | 45 |
| 4.4 | Experimentos para Determinação dos Parâmetros da Torta | 48 |
| 4.4.1 | Determinação de parâmetros sem erosão da torta..... | 49 |
| 4.4.2 | Determinação de parâmetros com erosão da torta | 54 |
| 5 | CONCLUSÕES..... | 58 |
| 6 | SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS | 59 |
| 7 | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 60 |
| 8 | ANEXO | 62 |
| | ANEXO I. Dados da reologia dos fluidos base água, base óleo e emulsão do estudo de caso I..... | 62 |
| | ANEXO II. Dados da reologia dos fluidos base água e emulsão do estudo de caso II..... | 65 |
| | ANEXO III. Dados experimentais obtidos com a célula de filtração HTHP. | 67 |

1 INTRODUÇÃO

Na perfuração de poços de petróleo, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados à broca cortante existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Os fragmentos de rocha são removidos continuamente através do fluido de perfuração, que é injetado pelo interior da coluna de perfuração e retorna a superfície pelo espaço anular existente entre a coluna de perfuração e a formação rochosa, fornecendo um ambiente dinâmico no poço e ao redor deste.

Os fluidos de perfuração possuem a função básica de exercer pressão hidrostática sobre as formações de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis e estabilizar as paredes do poço (THOMAS *et al.*, 2004). Durante uma operação de perfuração as propriedades do fluido devem ser constantemente monitoradas a fim de garantir o cumprimento de suas funções.

A perfuração de poços de petróleo é uma operação de custos elevados onde a minimização do tempo de perfuração e do dano ao reservatório produtor é fundamental (WALDMANN, 2005).

O processo de filtração está presente na operação de perfuração de poços de petróleo. A técnica de perfuração convencional consiste em manter as pressões no poço sempre superiores às pressões na rocha reservatório de modo a evitar influxos de fluidos nativos para dentro do poço. Por outro lado, como o diferencial de pressão do poço para formação é sempre positivo, o fluido terá tendência a invadir a rocha reservatório. Este tipo de operação é conhecida como *overbalanced* e a invasão é uma ação indesejada, podendo comprometer a avaliação do reservatório e, conseqüentemente, a avaliação do óleo e até mesmo a produtividade do mesmo (BOURGOYNE *et al.*, 1991; JIAO & SHARMA, 1992).

O processo de invasão proporciona a formação de uma torta na parede do meio rochoso, chamada de reboco e pode alterar as propriedades das formações pré-perfuradas.

Dois modos de filtração estão presentes no processo de perfuração. Quando há a necessidade de uma parada no bombeamento de fluido durante a operação de perfuração ocorre o processo de filtração estática, também conhecida como filtração plana. Neste caso, a taxa de filtração é controlada pelo reboco, de baixa permeabilidade, gerado no processo.

O outro modo de filtração presente nas operações de perfuração de poços de petróleo é a filtração dinâmica ou cruzada. Este ocorre enquanto as brocas estão perfurando e o fluido de perfuração está sendo bombeado para o poço, ou seja, a filtração ocorre no sentido radial enquanto o escoamento ocorre no sentido axial. Nesse processo, a espessura do reboco é função do equilíbrio entre a taxa de deposição de sólidos e a taxa de cisalhamento do fluido sobre o reboco. A espessura final do reboco ocorre quando existe um equilíbrio entre as taxas de cisalhamento que atuam no reboco e a taxa de deposição das partículas. A partir deste equilíbrio a taxa de filtração atinge um valor constante.

O deslocamento de fluidos que ocorre durante a invasão varia radialmente para dentro da formação rochosa. É importante compreender a extensão da filtração e o comportamento do fluxo de filtrado em meios porosos para avaliar com precisão as formações de interesse.

Diante desse problema, o entendimento dos processos de filtração dos fluidos de perfuração e sua influência nos mecanismos de formação do reboco e dano à formação têm atraído interesse contínuo na engenharia de petróleo (ERSHAGHI & AZARI, 1980). Já que o controle da filtração tem um considerável impacto nos custos das operações de perfuração e na produtividade do poço (WALDMANN *et al.*, 2006).

O foco desse estudo é obter um melhor entendimento da filtração e da invasão de fluidos de perfuração na formação rochosa durante as operações de perfuração de poços de petróleo que podem contribuir para danos irreversíveis ao reservatório.

Inicialmente pretende-se validar a célula de filtração para realização de experimentos utilizando-se emulsões uma vez que foi realizada uma alteração no projeto inicial da mesma.

Pretende-se avaliar a interação entre o meio filtrante e os fluidos de perfuração, através da comparação direta do processo de filtração e invasão de fluidos base água, base óleo e emulsão. Será utilizado papel de filtro, arenito de alta e média permeabilidade e carbonato de permeabilidade baixa como meios filtrantes. Deseja-se avaliar o efeito da presença das gotículas de água na emulsão comparando a filtração da emulsão com fluidos base óleo sem emulsão. Posteriormente, determinar os parâmetros de filtração utilizando-se modelos encontrados na literatura.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

No processo de filtração e invasão de fluidos de perfuração, a formação da torta, resultante da invasão do fluido no meio poroso do reservatório, afeta a pressão de fundo de poço e determina o grau de invasão de fluido no reservatório. Dentro deste contexto, o estudo da filtração e invasão é importante no controle das condições operacionais da perfuração de novos poços e na mitigação de danos irreversíveis ao reservatório. Dentre os parâmetros importantes, cita-se a interação fluido-rocha, a composição do fluido base, concentração de aditivos e composição de sólidos na formulação dos fluidos.

Este capítulo tem como objetivo apresentar e discutir os fundamentos teóricos relevantes ao estudo, bem como introduzir os modelos de filtração e experimentos elaborados para o conhecimento do fenômeno da invasão de fluidos no meio poroso.

2.1 Perfuração de Poços de Petróleo

A operação de perfuração de poços é uma etapa extremamente importante para a exploração de petróleo, pois o poço é responsável por promover a interação entre a rocha reservatório e a superfície.

As rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Ocorre então a ruptura das rochas e sua desagregação em forma de pequenas lascas, ou cascalhos, que são removidos do fundo do poço e carreados até a superfície pelo fluxo do fluido de perfuração (THOMAS *et al.*, 2004). O fluido de perfuração encontra-se armazenado em tanques de lama, este é bombeado através da coluna de perfuração até a broca. O fluido sai pela extremidade da broca e retorna à superfície carregando os cascalhos formados pelo espaço anular existente entre a coluna e a parede do poço. As Figuras 1 e 2 ilustram esse caminho percorrido pelo fluido e a broca de perfuração em detalhes, respectivamente.

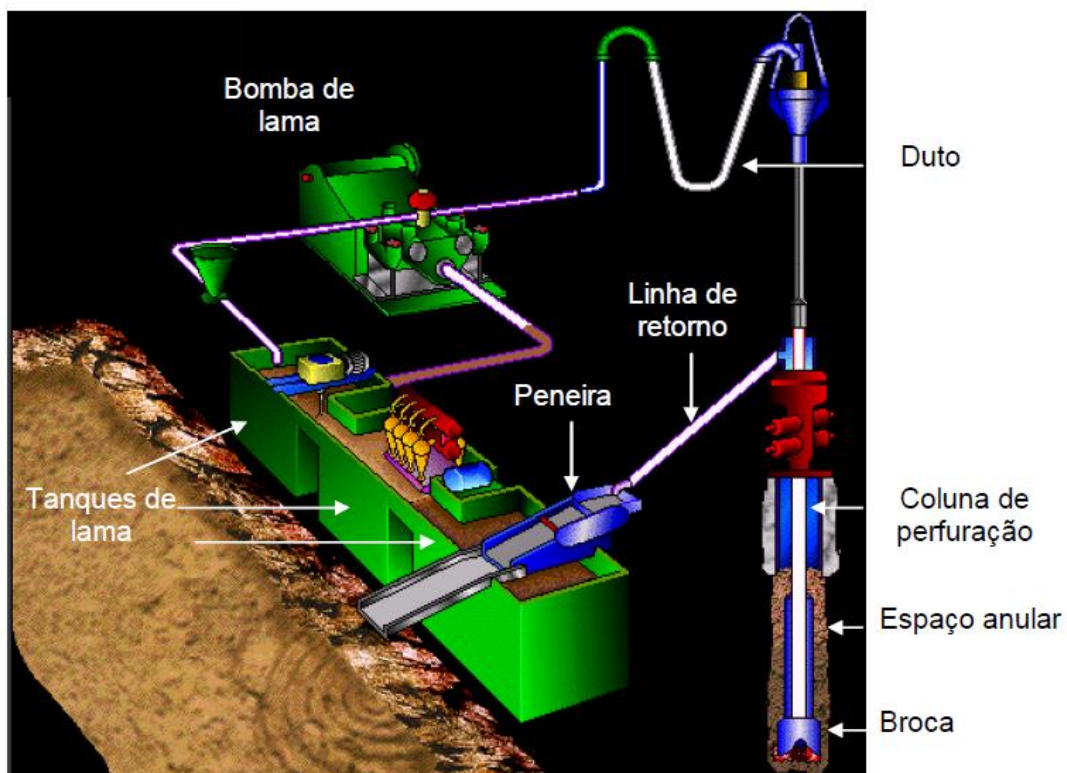


Figura 1. Caminho percorrido pelo fluido de perfuração durante a perfuração de poços de petróleo (LIMA, 2001 *apud* AMORIM, 2003).

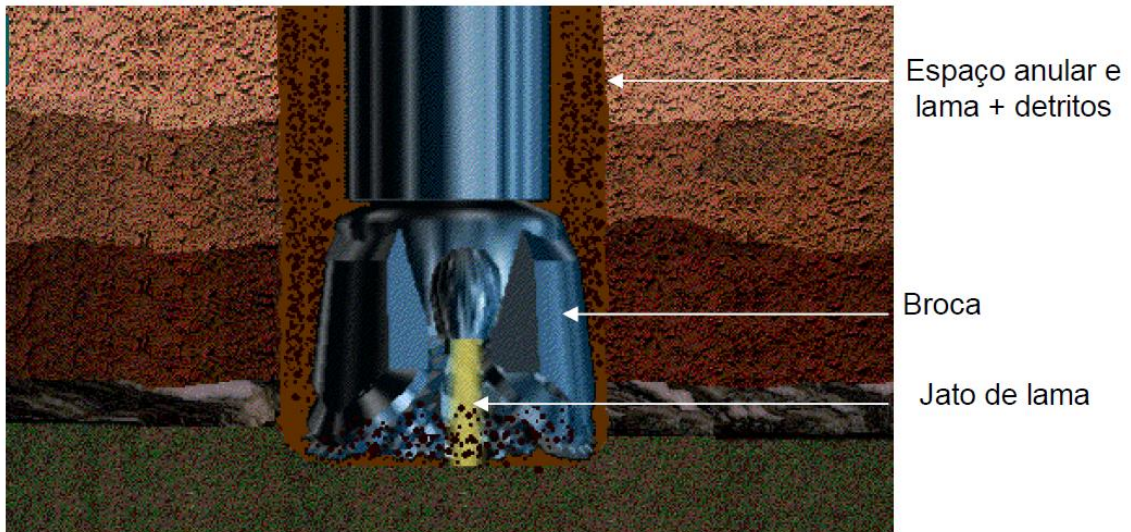


Figura 2. Detalhe da broca de perfuração durante a perfuração de poços de petróleo (LIMA, 2001 *apud* AMORIM, 2003).

O processo de perfuração pode ser classificado de acordo com a diferença de pressão existente entre o poço e a rocha reservatório, podendo ocorrer perfuração do tipo *Overbalanced* e *Underbalanced*.

A perfuração do tipo *Underbalanced* ocorre quando a pressão do reservatório é superior à pressão do poço. Já na perfuração conhecida como *Overbalanced*, a pressão do poço é superior à pressão do reservatório. Isso evita influxo de fluido nativo para dentro do poço. Por conseguinte o diferencial de pressão do poço para a formação é positivo, o que possibilita a invasão do fluido de perfuração na rocha reservatório conforme é mostrado na Figura 3.

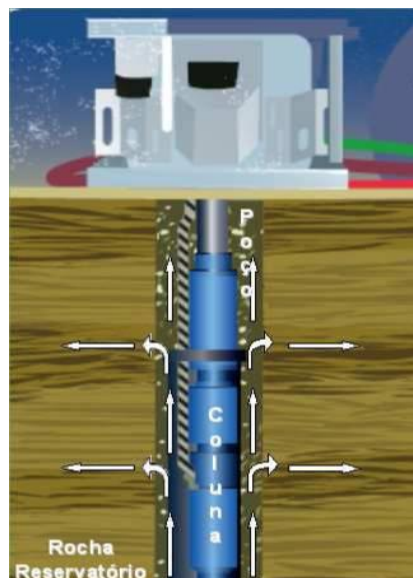


Figura 3. Processo de invasão do fluido de perfuração na rocha reservatório (ARAÚJO, 2010).

Para o desenvolvimento do presente estudo iremos considerar a perfuração convencional, do tipo *Overbalanced*.

2.2 Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração, comumente chamados de lama de perfuração, são composições frequentemente líquidas que auxiliam o processo de perfuração de poços de petróleo. Segundo Lake *et al.* (2006), o fluido de perfuração é o único componente do processo de construção do poço que se mantém em contato com o poço ao longo de toda a operação de perfuração, sendo estes indispensáveis para as operações de perfuração. De acordo com Thomas *et al.* (2004), os fluidos de perfuração devem ser especificados de forma a garantir uma perfuração rápida e segura. Um bom desempenho na perfuração de poços de petróleo depende do bom desempenho do fluido de perfuração utilizado na operação. Dessa forma a Asme Committee (2005) listou algumas das funções que os fluidos de perfuração devem exercer.

1. Suspender os cascalhos gerados durante a perfuração e elevá-los à superfície;
2. Controlar a pressão da formação e manter a estabilidade do poço;
3. Selar as formações permeáveis;
4. Resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca;
5. Transmitir energia hidráulica as ferramentas;
6. Minimizar os danos causados ao reservatório;
7. Permitir avaliação adequada da formação;
8. Controle de corrosão;
9. Facilitar a cimentação e a completação;
10. Minimizar o impacto ambiental e
11. Inibir a formação de hidrato.

Segundo a Asme Committee (2005), a função mais importante do fluido de perfuração é minimizar a concentração de cascalhos no fundo do poço.

Lake *et al.* (2006) afirmam que um fluido de perfuração corretamente formulado e uma correta manutenção do poço podem contribuir para a contenção de custos durante toda a operação de perfuração, aumentando a taxa de penetração, protegendo o reservatório de danos desnecessários, minimizando o potencial para a perda de circulação e estabilizando o poço durante os intervalos estáticos. O fluido deve ajudar na preservação do potencial de produção, minimizando sua invasão nas zonas de interesse e alcançando os índices de produtividade desejados.

2.2.1 Propriedades dos fluidos de perfuração

As propriedades dos fluidos de perfuração devem ser conhecidas e monitoradas a fim de garantir uma perfuração segura. Segundo Thomas *et al.* (2004), as propriedades físicas mais importantes são a densidade, as forças géis, os parâmetros de filtração, o teor de sólidos e os parâmetros reológicos.

A densidade do fluido de perfuração e a profundidade do poço determinam a pressão hidrostática da coluna de fluido de perfuração. Em perfurações convencionais do tipo *overbalanced*, essa pressão deve ser maior que a pressão de poro, porém não deve exceder a pressão de fratura. Quando a pressão do reservatório é maior, os fluidos da formação rochosa invadem o poço ocorrendo um fenômeno conhecido como *kick*. Ao contrário, quando o fluido está muito pesado, este pode fraturar a formação e invadir a rocha através das fraturas.

Thomas *et al.* (2004) definem força gel como um parâmetro de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre partículas dispersas. Esta mede a resistência para colocar o fluido em movimento. Uma força gel muito elevada necessita de altas pressões para bombeamento.

Durante a perfuração de poços de petróleo operando em *overbalanced* existe uma diferença de pressão entre o interior do poço e a rocha reservatório que força parte do fluido de perfuração presente no poço a invadir a formação rochosa. As partículas presentes no fluido de perfuração se depositam na parede da formação rochosa formando uma camada permeável chamada de reboco. Em se tratando de processo de filtração presente durante as operações de perfuração de poços de petróleo, parâmetros como filtrado e a espessura do reboco formado nas paredes do poço são constantemente monitorados.

Chesser *et al.* (1994) afirmam que um controle da filtração de fluido de perfuração tem sido reconhecido como parte da boa prática de perfuração. A instabilidade do poço e o dano à formação têm sido associados a um controle inadequado das propriedades do fluido de perfuração. O Controle das características de filtração do fluido de perfuração inclui não somente o controle do volume do filtrado por unidade de área e tempo, mas também a qualidade da torta de filtração formada no poço.

O teor de sólidos presentes nos fluidos de perfuração deve ser mínimo e deve-se controlá-lo com rigor. O aumento desta propriedade implica no aumento de outras propriedades como densidade, viscosidade e forças géis.

O comportamento do fluxo de um fluido é definido por seus parâmetros reológicos. Para isto considera-se que o fluido segue um modelo reológico cujos parâmetros vão influir diretamente no cálculo de perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte de cascalhos (THOMAS *et al.*, 2004). O modelo apresentado neste capítulo é o Modelo da Potência ou *Power Law* pois utilizaremos este modelo durante a realização dos experimentos.

Dentre os diversos modelos capazes de representar as propriedades reológicas dos fluidos, o modelo da Potência se destaca. Este é um modelo empírico muito utilizado, pois a maior parte dos fluidos não-Newtonianos independentes do tempo com aplicabilidade na indústria apresenta comportamento de potência, numa larga faixa de taxa de cisalhamento. O modelo da Potência é descrito pela Equação 1.

$$\tau = M\gamma^n \quad (1)$$

Neste modelo, τ é a tensão cisalhante aplicada ao fluido e γ é a taxa de cisalhamento, enquanto M e n são os índices de consistência e comportamento do fluido, respectivamente. O valor de n entre 0 e 1 caracteriza os fluidos do tipo pseudoplásticos. Quando n é maior que 1,0 o fluido é denominado dilatante. Os fluidos Newtonianos apresentam n iguais à unidade. Neste caso, M é a viscosidade dinâmica (MASSARANI, 2002).

2.3 Processo de Filtração Presente na Perfuração de Poços

Na perfuração conhecida como *overbalanced* a pressão do poço excede à pressão da rocha reservatório evitando influxo de fluidos nativos para o interior do poço. Por outro lado, esse diferencial de pressão positivo torna possível a invasão de fluido de perfuração presente no espaço anular entre o reservatório e a coluna de perfuração para o interior da formação rochosa, processo é denominado *spurt loss* (ASME COMMITTEE, 2005). Ocorre então um processo de filtração, sendo que a fase líquida (aquosa) presente no fluido de perfuração invade a formação.

A operação de perfuração e preparação de poços de petróleo envolve essencialmente os mesmos fenômenos que prevalecem na filtração cruzada ou dinâmica com micromembranas. Trata-se do escoamento axial de uma suspensão não-Newtoniana no espaço anular entre um cilindro em rotação e a formação de petróleo. Nessa situação, as propriedades e espessura do depósito formado permitem controlar a invasão danosa do fluido de perfuração na formação de petróleo (BOURGOYNE *et al.*, 1991 *apud* FERREIRA & MASSARANI, 2005).

Dois modos de filtração estão presentes durante as operações de perfuração de poços de petróleo, sendo elas filtração estática e dinâmica. A filtração dinâmica também conhecida como filtração cruzada ocorre durante o bombeamento e circulação do fluido de perfuração para o interior do poço. Neste caso o escoamento ocorre em dois sentidos e a filtração acontece perpendicularmente ao escoamento do fluido. Ou seja, o fluido de perfuração escoar no sentido axial enquanto o fluxo de filtrado ocorre no sentido radial. Quando por algum motivo ocorre uma parada no bombeamento do fluido de perfuração, este permanece estático no interior do poço. Ocorrendo assim a filtração conhecida como estática ou plana. Nesse modo de filtração, o escoamento acontece em um único sentido. Em se tratando de perfuração de poços de petróleo, ocorre o escoamento radial do fluido de perfuração para o interior da rocha reservatório. O escoamento na zona invadida depende do tipo de fluido de perfuração utilizado.

Ott *et al.* (2001) reconhecem o fenômeno da invasão de fluidos nas zonas produtivas como prejudicial para a produtividade do poço. Eles afirmam que a invasão de filtrado e sólidos podem causar danos irreversíveis à formação rochosa além de causar uma redução na permeabilidade da rocha. Bailey *et al.* (1999) dizem ainda que a invasão de partículas é uma das principais causas de danos à formação rochosa. Durante a fase inicial da formação da torta de filtração ou reboco, as partículas são forçadas para o interior da formação formando uma torta interna. E a remoção desta torta pode ser muito difícil, reduzindo a permeabilidade.

Jiao & Sharma (1992) realizaram uma série de experimentos para medir a extensão e profundidade do dano à formação pelo fluido de perfuração e pelas partículas contidas nesse fluido. Foi utilizado arenito como meio filtrante e sete tipos de fluido com salinidades diferentes e diferentes taxas de filtração dinâmica. Os autores verificaram que sob condições dinâmicas a qualidade da torta de filtração externa desempenha um importante papel na determinação da extensão do dano causado à formação. Uma vez que a torta está formada, poucas partículas invadem a formação. A qualidade da torta externa é função da distribuição de tamanhos de partículas, concentração de partículas e aditivos.

Wu *et al.* (2004) estudaram o fenômeno da invasão de fluidos de perfuração em poços de petróleo. Os autores realizaram uma simulação numérica do processo de invasão de fluidos em poços operando em *overbalanced*. A geometria do poço considerada nas simulações consiste em 3 camadas de 0,61 metros de espessura. A camada central possui permeabilidade igual a 300 md enquanto as outras duas possuem permeabilidade de 100 md. Simulou-se o fluxo de filtrado durante dois dias após o início da invasão e observou-se uma diminuição no fluxo de filtrado com o tempo, causado pelo crescimento da torta. Inicialmente a camada com permeabilidade de 300 md permitiu um fluxo de filtrado maior que a camada de 100 md.. O volume de fluido que invadiu a formação (m^3/m) atingiu o mesmo valor para cada uma das camadas de rocha ao final de dois dias.

Chesser *et al.* (1994) realizaram experimentos em uma célula de filtração HTHP capaz de avaliar as taxas de filtração em diferentes condições bem como a formação da torta de filtração. Foram consideradas diferentes condições estáticas e dinâmicas à mesma pressão e temperatura. A Figura 4 apresenta um dos experimentos realizados.

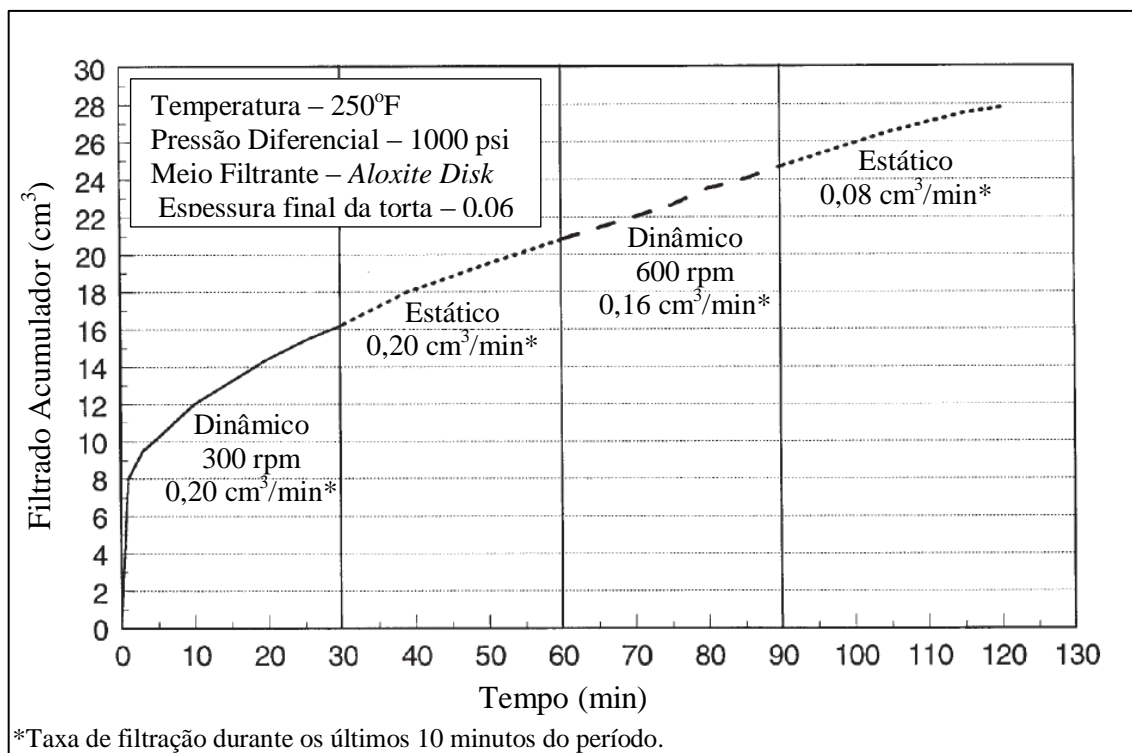


Figura 4. Fluxo de filtrado em função do tempo para filtração estática e dinâmica (CHESSEY *et al.*, 1994).

Os autores iniciaram o experimento sob condições dinâmicas e perceberam que a taxa de filtração foi estabelecida nos 30 minutos iniciais. Esta sofreu uma diminuição nos 30 minutos posteriores e correspondentes ao período estático. Após 60 minutos de experimento aplicaram-se novamente condições dinâmicas e verificou-se que a taxa de filtração aumentou novamente, porém permaneceu abaixo da inicial. Isso indica que houve uma resistência à erosão da torta mesmo com cisalhamento maior. Chesser *et al.* (1994) concluíram que o estabelecimento de uma torta fina e resistente durante a filtração dinâmica inicial é importante para as operações subsequentes do poço para controlar a taxa de filtração e a espessura da torta.

2.3.1 Formação de reboco

Durante a invasão de fluido na formação, os sólidos em suspensão tentam fluir juntamente com o líquido, porém essas partículas obstruem os poros e começam a construir uma torta de filtração conhecida como reboco. A Figura 5 ilustra a formação do reboco no processo da filtração cruzada.

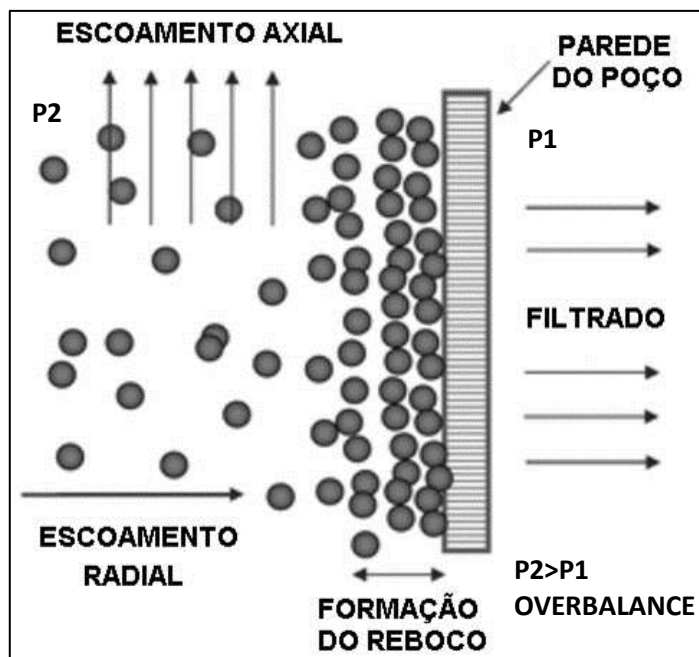


Figura 5. Formação da torta na filtração dinâmica ou cruzada.

Com o tempo as partículas menores preenchem os poros e formam uma torta que somente o líquido é capaz de penetrar. Segundo Paiva (2006), a primeira fase é causada pela filtração profunda e é atribuída à penetração de partículas suspensas na formação. Após o tamponamento dos poros na fase de filtração inicia-se a formação de um reboco externo.

A partir do crescimento do reboco na parede da formação rochosa, o fluxo de fluido para o interior dessa formação (fluxo de filtrado) é governada pela permeabilidade dessa torta. De acordo com a Asme Committee (2005), quando o fluido de perfuração não está circulando, a torta cresce ilimitadamente e a taxa de filtração é proporcional à raiz quadrada do tempo. Quando o fluido está em circulação, a torta cresce até o ponto em que a tensão de cisalhamento exercida pelo fluido entra em equilíbrio com a resistência de cisalhamento do reboco. Dessa forma, o reboco tem sua espessura limitada e a velocidade de filtração é proporcional ao tempo.

Chesser *et al.* (1994) afirmam que a primeira deposição de partículas na torta durante a perfuração ocorre durante a circulação de fluidos de perfuração. A torta estática é formada durante períodos de parada de bombeio de fluido. Como a deposição dinâmica da torta influencia toda a construção futura da mesma, a qualidade inicial da formação da torta é um fator muito importante.

A formação do reboco nas paredes do poço é um importante do ponto de vista da perda de filtrado e de controle de danos na formação. Uma torta com permeabilidade baixa significa redução da invasão de fluido na formação. Tem sido aceito por muitos autores que se houver a formação de uma torta de forma eficaz a taxa de filtração torna-se independente da pressão de perfuração *overbalanced*. Esse fato ocorre porque a permeabilidade da torta diminui com o aumento da pressão (JIAO & SHARMA, 1993).

Inúmeros fatores afetam a qualidade da torta de filtração. Os fatores mais importantes são a distribuição de tamanho de partícula, a compressibilidade e a espessura da torta (CHESSER *et al.*, 1994).

Dewan & Chenevert (2001) desenvolveram uma equação matemática que fornece o volume de sólidos depositados na torta de filtração dependente do tempo de filtração. Esse volume é função da taxa de filtração, da fração aderida de sólidos e da fração volumétrica de sólidos, conforme Equação 2.

$$V_s(t) = \int_0^t [q(t) \cdot s \cdot a(t)] dt \quad (2)$$

Onde $V_s(t)$ é o volume de sólidos depositados em função do tempo, $q(t)$ é a taxa de filtrado, s a fração volumétrica de sólidos e a a fração aderida.

Conforme o filtrado passa através do meio filtrante as partículas sólidas associadas a ele são filtradas na superfície da torta. Algumas partículas ficam aderidas à torta e aumentam sua espessura. Outras são arrastadas pelo cisalhamento do fluido de perfuração. Essa fração de partículas sólidas que fica aderida à torta é chamada de fração aderida a . Em se tratando de filtração estática todas as partículas ficam aderidas à torta, portanto a fração aderida é igual a um o tempo todo. Na filtração dinâmica a fração aderida não é constante. Inicialmente ela é unitária e diminui para aproximadamente zero quando a espessura da torta atinge o equilíbrio.

De acordo com Lu & Ju (1989 *apud* DEWAN & CHENEVERT, 2001), a fração aderida é função da distribuição de tamanho de partículas no fluido. Segundo eles existe uma força hidrodinâmica proporcional a velocidade da filtração e ao raio da partícula (F_1). Esta força é responsável por levar a partícula até a superfície da torta. Existe uma segunda força hidrodinâmica proporcional a taxa de cisalhamento na torta e ao quadrado do raio da partícula (F_2). Esta outra força é responsável por levar a partícula ao longo da superfície da torta. Ainda de acordo com eles, somente quando a Equação 3 for verdadeira a partícula irá se depositar,

$$F_1 \cdot f > F_2 \quad (3)$$

onde f é o coeficiente de atrito.

Para Dewan & Chenevert (2001), a qualquer taxa de filtração existe um raio de partícula crítico (R_{ca}) acima do qual as partículas não irão se depositar. Quanto maior a taxa de filtração maior o raio crítico.

Se a taxa de filtração for inicialmente alta, o raio crítico excede o maior tamanho de partícula no fluido, portanto todas as partículas se depositam. Com o crescimento da torta a taxa de filtração diminui logo o raio crítico se torna pequeno, ou seja, se aproxima ao menor tamanho de partícula no fluido. Com isso a fração aderida se aproxima de zero. Esse fato foi observado experimentalmente por Lu & Ju (1989). Eles verificaram que as partículas na camada externa da torta são menores que na camada interna.

Segundo Dewan & Chenevert (2001), a fração aderida é a fração volumétrica de sólidos composta por partículas com raios menores que R_{ca} . Eles apresentaram alguns autores que publicaram diferentes equações que definem o R_{ca} como função do tempo de filtração, conforme Tabela 1.

Tabela 1. Equações de raio crítico de partícula proposta por diferentes autores.

| Equação de $R_{ca}(t)$ | Autor |
|---|----------------------|
| $R_{ca}(t) = 1,50 \frac{q(t)f^{\frac{1}{n}} (\rho_s/\rho_f)^{\frac{1}{n}}}{\gamma (1-s)}$ | JIAO & SHARMA (1993) |
| $R_{ca}(t) = 0,49 \frac{q(t)f^2}{\gamma} \frac{10^{11}T_{mc}(t)}{k_{mc}}$ | LU & JU (1989) |
| $R_{ca}(t) = \left(0,21 \frac{q(t)f}{\gamma} \frac{10^{4,4}}{k_{mc}^{0,4}}\right)^5$ | FISHER et al. (1998) |

Onde $q(t)$ é a taxa de filtrado, f é o coeficiente de atrito, ρ_s a densidade do sólido, ρ_f a densidade do fluido, n é um parâmetro do modelo, γ é a taxa de cisalhamento na superfície da torta, s é a fração volumétrica de sólidos, T_{mc} a espessura da torta e K_{mc} a permeabilidade da torta.

2.3.2 Erosão da torta de filtração

O escoamento do fluido no interior do poço gera um cisalhamento do reboco formado nas paredes da formação rochosa. Esse cisalhamento introduz uma interferência destrutiva sobre o acúmulo de partículas na torta, ocorrendo um fenômeno conhecido como erosão da torta de filtração. A erosão da torta é conhecida por permitir uma formação permeável a aceitar maiores quantidades de filtrado.

A deposição de partículas de fluido na rocha para iniciar a formação do reboco é controlada por forças hidrodinâmicas que atuam sobre as partículas de fluido. A perda de fluido para a formação é a força motriz que empurra as partículas para a rocha reservatório. A tensão de cisalhamento exercida pelo fluido na rocha em conjunto com a tensão normal tendem a arrastar as partículas no fluido de perfuração em circulação no interior do poço. A Figura 6 ilustra o esquema das forças que atuam na partícula. Quando a perda de fluido para a formação é pequena (baixa pressão *overbalanced* e/ou rochas de baixa permeabilidade) a força hidrodinâmica que tende a empurrar as partículas do fluido sobre a formação é insuficiente e todos os sólidos são arrastados (JIAO & SHARMA, 1993).

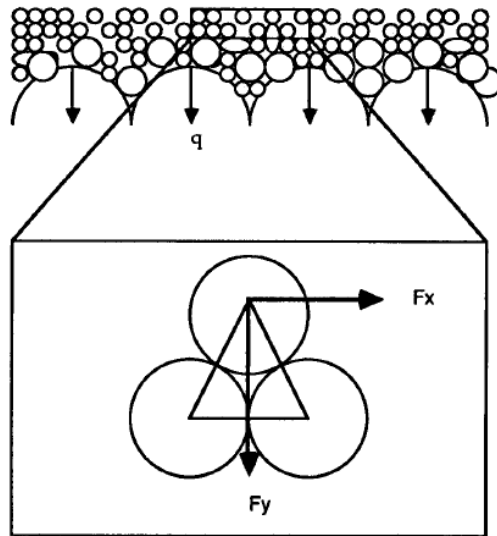


Figura 6. Esquema de atuação de forças em uma partícula de fluido (JIAO & SHARMA, 1993).

Segundo Dewan & Chenevert (2001), esse fenômeno ocorre quando a tensão de cisalhamento imposta pela circulação do fluido na superfície da torta excede a resistência ao cisalhamento da torta. A tensão de cisalhamento é imposta pelo modelo da Potência e a resistência ao cisalhamento da torta é descrita pela Equação 4,

$$\tau_{mc} = \tau_{mc0} + 68950 f_e P_{mc} \left(\frac{d_m}{T_{mc}} \right)^{\frac{1}{1-\nu}} \quad (4)$$

onde τ_{m0} é a resistência ao cisalhamento quando a pressão na torta é zero, f_e é o coeficiente de atrito para erosão, P_{mc} é a pressão na torta (psi), d_m é a distância do centro da torta até a superfície, T_{mc} é a espessura da torta e ν o expoente de compressibilidade.

A tensão nas partículas é mínima no exterior e máxima no interior da torta. A ruptura ao cisalhamento é mais provável de ocorrer a uma distância d_m , igual ao diâmetro médio das partículas no interior da torta. Normalmente esse diâmetro está compreendido entre 1 e 10 microns.

Quando a tensão de cisalhamento ultrapassa a resistência ao cisalhamento, ocorre a erosão da torta. E isso é mais provável de ocorrer quando a taxa de cisalhamento é alta, a pressão é baixa e a torta é espessa. Quando a erosão ocorre, a espessura da torta diminui o que por sua vez causa um aumento da resistência ao cisalhamento da mesma.

A erosão deixa de ocorrer a partir do momento em que a resistência ao cisalhamento se iguala a tensão de cisalhamento.

2.4 Filtração Cruzada em Geometria Cilíndrica

Araújo (2010) obteve resultados experimentais e simulados em diferentes condições de filtração de suspensões de carbonato de cálcio buscando comparar e conhecer os mecanismos que controlam a filtração, tanto, em condições estática, quanto dinâmica. Três unidades de filtração foram construídas, uma dinâmica, filtração cruzada e outras duas estática, filtro folha e filtro sob pressão, para avaliação dos parâmetros da filtração como resistividade média da torta, resistência do meio filtrante, porosidade, tempo de filtração e volume de filtrado. As Figuras 7 e 8 apresentam os esquemas das unidades de filtração dinâmica e estática, respectivamente.

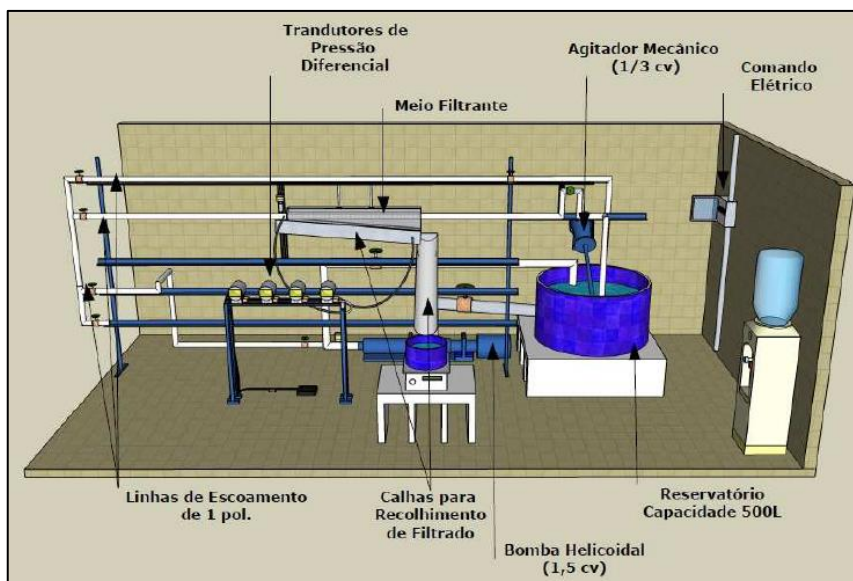


Figura 7. Esquema de filtração dinâmica (ARAÚJO, 2010).

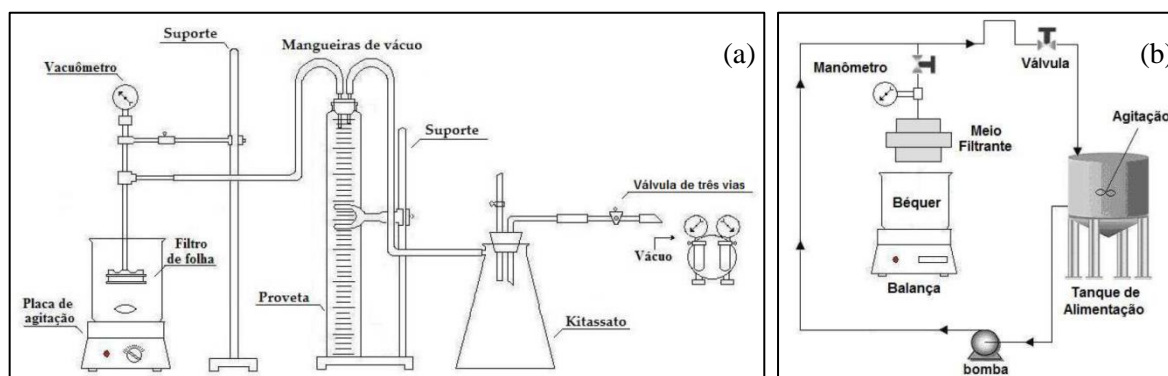


Figura 8. Esquemas de filtração plana, sendo: (a) Filtro folha e (b) Filtro sob pressão (ARAÚJO, 2010).

O autor realizou experimentos com concentrações de carbonato de cálcio de 2%, 4% e 6% e pressões de 1 kgf/cm², 1,5 kgf/cm² e 2 kgf/cm². As curvas de filtração obtidas apresentaram um comportamento esperado, ou seja, o aumento da pressão para uma mesma concentração ocasionou em um aumento no volume de filtrado. Enquanto que o aumento da concentração, para uma mesma pressão, gerou uma redução no volume obtido do mesmo.

A curva obtida na filtração dinâmica apresenta dois estágios. No primeiro, o fluxo de permeado cresce de forma não-linear com o volume de filtrado devido ao estabelecimento da torta de filtração que sofre cisalhamento do escoamento axial do fluxo. O segundo estágio é caracterizado pelo comportamento linear da relação t/v versus v , que é típico da filtração plana (ARAÚJO, 2010). A Figura 9 apresenta a curva de filtração dinâmica obtida por Araújo (2010).

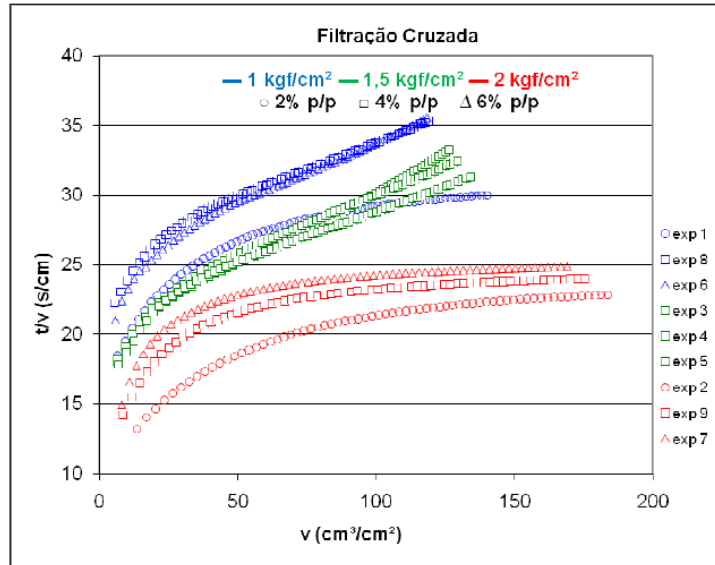


Figura 9. Curva de filtração obtida para filtração cruzada (ARAÚJO, 2010).

2.5 Modelo Fenomenológico para Filtração Cruzada

Ferreira & Massarani (2005) apresentaram em seu trabalho um modelo fenomenológico para filtração cruzada, baseado nas equações do movimento e continuidade que correlaciona campo de pressão, taxa de filtração e espessura da torta. O modelo contempla o período de crescimento da torta, com a conseqüente diminuição na taxa de filtração, e a etapa em que a espessura da torta e o fluxo de filtrado podem vir a se estabilizar em operação prolongada. O esquema apresentado na Figura 10 foi utilizado no desenvolvimento do modelo.

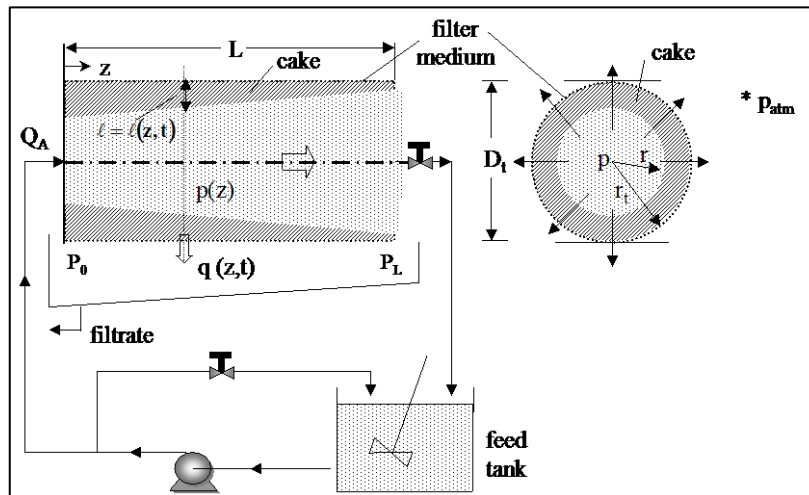


Figura 10. Esquema de filtração utilizado no desenvolvimento do modelo (FERREIRA & MASSARANI, 2005).

Segundo Ferreira & Massarani (2005) o campo de pressões que se estabelece no escoamento da suspensão no tubo pode ser desacoplado ao processo de filtração quando a permeabilidade da parede porosa (meio filtrante + torta) é reduzida.

Inicialmente a filtração cruzada caracteriza-se pelo crescimento da torta com redução da taxa de filtração. A filtração cruzada sobre uma superfície cilíndrica é descrita pela Equação 5,

$$\frac{dt}{dv} = \frac{\mu_F}{(\Delta p)_f} \left\{ \alpha \varepsilon_s \rho_s r_t \ln \frac{r_t}{\left[r_t^2 - \frac{2c\rho_F r_t v}{\varepsilon_s \rho_s} \right]^{1/2}} + R_m \right\} \quad (5)$$

onde t é o tempo de filtração, v o volume de filtrado por unidade de área de filtração μ_f a viscosidade do fluido, Δp a queda de pressão, α a resistividade da torta, ε_s a porosidade da torta, ρ_s e ρ_F as densidades do sólido e do fluido respectivamente, r_t o raio do meio filtrante, c a concentração da suspensão e R_m a resistividade do meio filtrante.

O volume por área de filtração é definido pela Equação 6.

$$v = \frac{1}{2\pi r_t} \frac{dV}{dz} \quad (6)$$

Para o cálculo da espessura da torta (l) e do volume total de filtrado (V), Ferreira & Massarani (2005) propuseram as Equações 7 e 8.

$$l(z, t) = r_t - \left[r_t^2 - \frac{2c r_t v(z, t)}{\varepsilon_s \rho_s} \right]^{1/2} \quad (7)$$

$$V(t) = \pi D_t \int_0^L v(z, t) dz \quad (8)$$

A tensão cisalhante e a tensão normal na superfície da torta podem ser expressas pelas Equações 9 e 10,

$$\tau_i = \frac{D_f}{4} \left(-\frac{dp}{dz} \right) = \frac{2f\rho_M Q_A^2}{\pi^2 D_f^4} \quad (9)$$

$$\sigma_i = \frac{\mu_F \delta}{k_i} \left(\frac{dv}{dt} \right)_i = \eta^* \left(\frac{dv}{dt} \right)_i \quad (10)$$

onde D_f é o diâmetro livre do tubo, δ é uma espessura associada ao diâmetro médio das partículas e k_i é a permeabilidade.

Considerando que o perfil de pressões no tubo não varia com o tempo de filtração e que o fluido seja newtoniano, a integração da Equação 5 resulta na Equação 11.

$$t = \frac{\mu_F}{(\Delta p)_f} \left\{ \alpha \varepsilon_s \rho_s r_t \sum_{n=1}^{\infty} \frac{b^n}{2n(n+1)r_t^{2n}} v^n + R_m \right\} v \quad (11)$$

Onde,

$$b = \frac{2c\rho_F r_t}{\varepsilon_s \rho_s} \quad (12)$$

Com o objetivo de formar a formulação mais simples, Ferreira & Massarani (2005) propuseram que a evolução do volume de filtrado com o tempo fosse estimado pelo método de Churchill (1983) das duas assíntotas,

$$\frac{t}{\bar{V}} = \left[\left(\frac{t}{\bar{V}} \right)_t^{-n} + \left(\frac{dV}{dt} \right)_\infty^n \right]^{-1/n} \quad (13)$$

$$\left(\frac{t}{\bar{V}} \right)_t = \frac{t}{\pi D_t \int_0^L v(z, t) dz} \quad (14)$$

onde n é o parâmetro de ajuste dos dados experimentais.

A experimentação conduzida por Ferreira & Massarani (2005) com uma suspensão aquosa de carbonato de cálcio farmacêutico mostrou que as propriedades da torta dependem do modo de filtração, o que confirma o conhecimento comum e que torna imprescindível a realização dos ensaios de caracterização.

Araújo (2010) simulou os dados experimentais obtidos na unidade de filtração dinâmica (Figura 7) utilizando o modelo de proposto por Ferreira & Massarani (2005). Os resultados obtidos são apresentados na Figura 11.

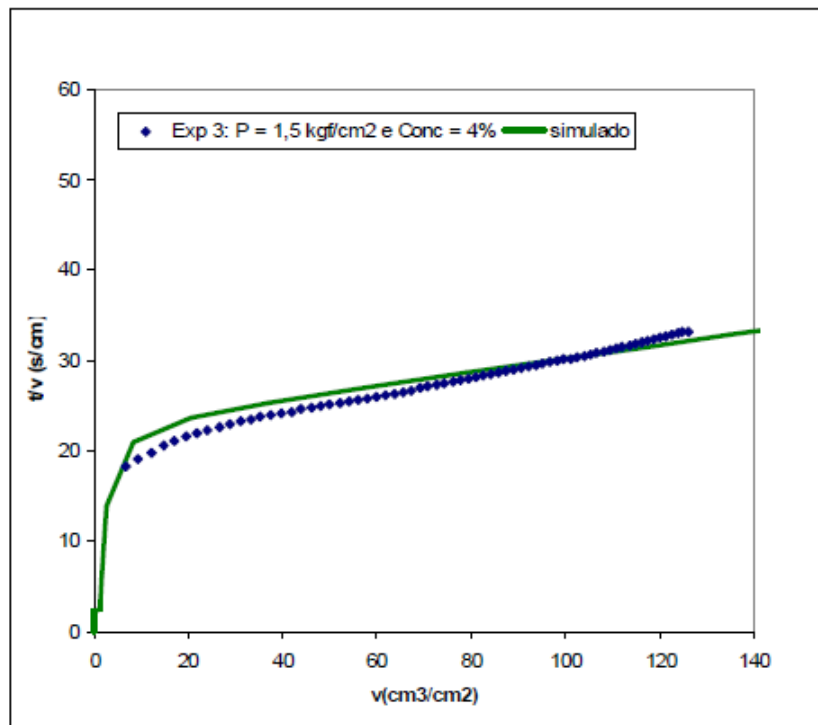


Figura 11. Curva de filtração experimental e simulada para filtração dinâmica (ARAÚJO, 2010).

O modelo conseguiu prever o comportamento da filtração dinâmica, apresentando boa concordância com os resultados experimentais obtidos tanto no primeiro período onde o fluxo de permeado varia de forma não linear com o volume de filtrado, como no segundo período onde esta dependência é linear (ARAÚJO, 2010).

2.6 Modelo de Filtração para Determinação de Parâmetros de Filtração

Dewan & Chenevert (2001) desenvolveram uma teoria capaz de prever o crescimento da torta e a invasão de filtrado. A Figura 12 apresenta o esquema de filtração na qual os autores basearam-se para desenvolvimento do modelo matemático.

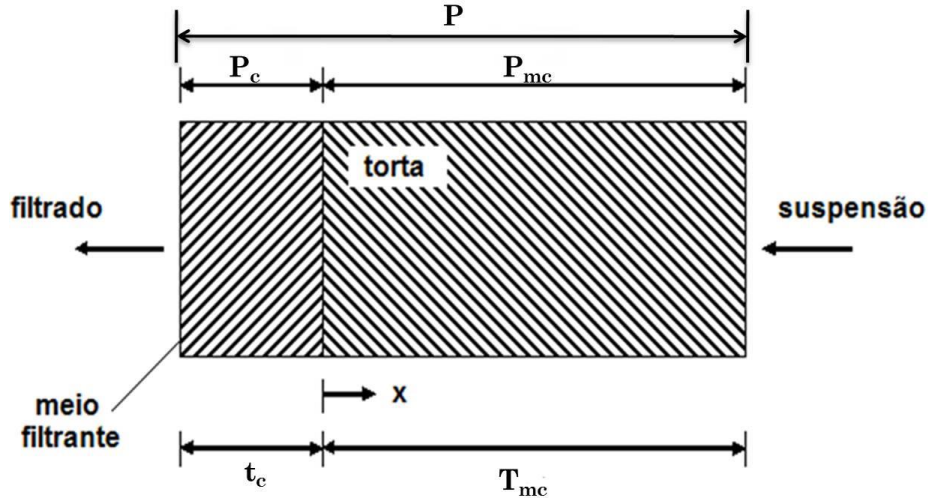


Figura 12. Modelo de filtração em um meio filtrante (DEWAN & CHENEVERT, 2001).

Segundo Dewan & Chenevert (2001), o escoamento através de um meio filtrante pode ser descrito pela Equação de Darcy,

$$q(t) = \frac{(P - P_{mc})k_c}{14700 \cdot \mu_f \cdot t_c} \quad (15)$$

sendo μ_f a viscosidade do fluido e k_c a permeabilidade do meio filtrante.

Podemos observar que inicialmente ($t=0$) não há torta formada e toda a pressão é aplicada ao meio filtrante, sendo $q(t)$ máximo. Com o crescimento da torta, há um aumento na pressão da torta (P_{mc}). Isso reduz a pressão através do meio filtrante, logo $q(t)$ diminui.

Segundo os autores, a equação de Darcy para a queda de pressão através da torta é dada pela Equação 16,

$$P_{mc}(t) = 14700 \cdot \frac{q(t) \cdot T_{mc}(t) \cdot \mu_f}{k_{mc}(t)} \quad (16)$$

sendo k_{mc} a permeabilidade da torta.

Com o objetivo de correlacionar a permeabilidade de tortas compressíveis com a pressão aplicada sobre as mesmas utiliza-se a Equação 17,

$$k_{mc}(t) = \frac{k_{mc0}}{P_{mc}^v(t)} \quad (17)$$

onde k_{mc0} é a permeabilidade de referência definida para uma pressão diferencial de 1 psi e v é um expoente de compressibilidade com o aumento da pressão.

Se o valor de ν for zero tem-se uma torta incompressível. Se ν atingir a unidade tem-se uma torta tão compressível que a sua permeabilidade é inversamente proporcional ao diferencial de pressão através dela.

Segundo Dewan & Chenevert (2001), a Equação 17 é utilizada para torta que não apresenta histerese, porém isso nem sempre ocorre. A torta pode sofrer compressão irreversível como resultado do rearranjo das partículas. Visando superar esse problema, os autores propuseram a Equação 18 para cálculo da permeabilidade da torta que apresenta histerese.

$$k_{mc} = \frac{k_{mc0}}{P_{mc}^{\nu_1} \cdot P_{max1}^{(\nu-\nu_1)}} \quad (18)$$

Sendo ν_1 o expoente de compressibilidade com a diminuição da pressão.

Para tortas compressíveis, a Equação 19 expressa sua porosidade como uma função da pressão,

$$\phi_{mc}(t) = \frac{\phi_{mc0}}{P_{mc}^{\delta\nu}(t)} \quad (19)$$

sendo ϕ_{mc0} a porosidade de referência definida para uma pressão diferencial de 1 psi e δ um multiplicados na faixa de 0,1 a 0,2.

A porosidade de referência pode ser obtida experimentalmente utilizando-se a Equação 20,

$$\phi_{mc0} = \frac{\alpha}{\alpha + \frac{\rho_f}{\rho_s}} \quad (20)$$

sendo ρ_f e ρ_s as densidades do fluido e do sólido respectivamente. O parâmetro α é definido de acordo com a Equação 21.

$$\alpha = \frac{P_{molhado}}{P_{seco}} - 1 \quad (21)$$

Para o cálculo da espessura da torta foi apresentada a Equação 22.

$$T_{mc0} = \frac{P_{molhado}}{A(1 - \phi_{mc0})\rho_s} \quad (22)$$

Dewan & Chenevert (2001) realizaram experimentos em uma célula de filtração semelhante à utilizada neste estudo. Utilizou-se fluido de perfuração base água. Os autores definem *Slowness* (s/cm) como sendo uma variação do tempo com o espaço. Inicialmente o valor de *Slowness* tende a zero enquanto que a taxa de filtrado aproxima-se de infinito. Segundo eles, com *Slowness* torna-se capaz de diagnosticar e avaliar melhor das curvas de filtração obtidas, conforme ilustra a Figura 13.

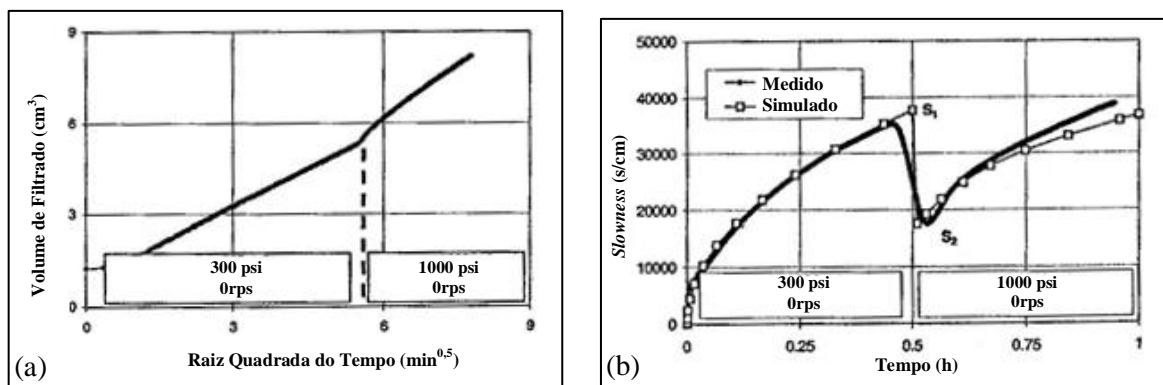


Figura 13. (a) Volume de filtrado *versus* raiz quadrada do tempo; (b) *Slowness* medido e simulado *versus* tempo (DEWAN & CHENEVERT, 2001).

A partir desses experimentos realizados pode-se obter o fator de compressibilidade (v) através da Equação 23.

$$v = 1 - \frac{\log S_1/S_2}{\log P_2/P_1} \quad (23)$$

Combinando-se as Equações 2, 15, 16, 17 e 19 aplicando-se uma solução analítica com $a(t)=1$ tem-se a Equação 24.

$$k_{mc0} = 14700 \cdot \frac{m\mu s}{P^{(1-v)} \left(1 - s - \frac{\phi_{mc0}}{P\delta v}\right)} \quad (24)$$

Sendo,

$$m = \frac{2t_1}{S_1^2} \quad (25)$$

Esse modelo proposto por Dewan & Chenevert (2001) será utilizado posteriormente para determinação dos parâmetros de filtração. Os resultados serão apresentados no Capítulo 4.

Diante do problema exposto, este trabalho visa um melhor entendimento sobre o processo de filtração presente na perfuração e poços de petróleo contribuindo para a redução de danos ao reservatório e aumento da produtividade do poço. Este problema atrai constantemente o interesse da indústria de petróleo considerando que o processo de filtração possui impacto nos processo de perfuração e no custo das operações.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 A Célula de Filtração

Para a realização dos experimentos utilizou-se uma célula de filtração de alta pressão e alta temperatura, conhecida como HTHP (*High Temperature, High Pressure*). A célula produzida pela OFI *Testing Equipments* (OFITE - 11302 Steeplecrest Dr. - Houston, TX - 77065) está ilustrada na Figura 14.



Figura 14. Foto da célula de filtração HTHP.

A célula padrão produzida pela empresa foi modificada para atender as necessidades do projeto. Foi projetado um sistema que mantém a taxa de cisalhamento constante sobre toda a superfície do meio filtrante. A hélice presente na célula foi substituída por um cone que permite o cisalhamento homogêneo na superfície da torta. Além do cone, projetou-se um cilindro reservatório de fluido com capacidade de 900 cm³ para operar com emulsões. O cilindro foi projetado no Laboratório de Escoamento de Fluidos da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro e é o único exemplar existente. Inicialmente montou-se e testou-se a célula para avaliar a capacidade da mesma em fornecer dados de filtração para emulsões. A grande diferença desta célula para uma de teste convencional HTHP é que o fluido é circulado enquanto o filtrado é recolhido.

3.2 Funcionamento da Célula de Filtração

A célula de filtração possui um eixo comandado por um motor de ½ HP e de velocidade variável onde se pode acoplar um sistema de agitação ou um cone que irá possibilitar o cisalhamento da torta formada. A velocidade do sistema pode variar de 20 a 2740 rpm (sob nenhuma tensão) impondo um escoamento laminar ou turbulento ao fluido dentro da célula. A potência é transmitida ao eixo de agitação por uma correia dentada e polias. Esta correia possui uma capa de proteção e é facilmente acessível, conforme mostra a Figura 15.



Figura 15. Foto da correia dentada da célula de filtração.

Embora a configuração do sistema não seja a mesma do poço, os experimentos permitem um maior controle da pressão, temperatura e especificação da taxa de cisalhamento. Isso permite que a célula realize medidas das propriedades de filtração sob diferentes condições dinâmicas, assemelhando-se as condições de operação do processo de perfuração de poços de petróleo. Os experimentos realizados nesta célula de filtração possibilitam a determinação de parâmetros de filtração e invasão de fluidos de perfuração em meios porosos.

O equipamento possui uma célula teste envolvida por uma camisa de aquecimento que permite o controle da temperatura. O meio filtrante pode ser papel de filtro ou amostra de rocha reservatório de 1 in de espessura. Estes se encontram no fundo da célula apoiados sobre uma tela. Acima do meio filtrante está o cilindro reservatório com o fluido de perfuração a ser testado. A célula possui dois cilindros reservatórios com volumes em torno de 250 cm^3 e 900 cm^3 . A célula de volume maior foi projetada para realização de experimentos utilizando-se emulsões e será testada neste trabalho. Utiliza-se um meio filtrante com $2 \frac{1}{2}$ in e $4 \frac{1}{2}$ in para a célula menor e maior respectivamente. Os cilindros reservatórios de volume 250 cm^3 e 900 cm^3 são mostrados nas Figuras 16 e 17 respectivamente.



Figura 16. Foto do cilindro reservatório de volume 250 cm³.



Figura 17. Foto do cilindro reservatório de volume 900 cm³.

Isolada por um pistão e com anéis de vedação no eixo central da célula localiza-se a câmara de água. Esta câmara é conectada a uma bomba externa com um controlador digital utilizada para aplicar a pressão desejada ao fluido de perfuração. Na Figura 18 é apresentada a bomba externa utilizada na pressurização da célula de filtração, em detalhes.



Figura 18. Foto da bomba externa de pressurização da célula de filtração.

Acima do meio filtrante e no interior do cilindro reservatório, imerso no fluido está o cone ligado ao eixo. Este é responsável por impor taxas de cisalhamento de até 600s^{-1} e provocar o cisalhamento da torta. O cone é recuado em 2 mm do meio filtrante para proporcionar espaço para o crescimento da torta. O cone utilizado na realização dos experimentos é mostrado na Figura 19.



Figura 19. Foto do cone utilizado no cisalhamento da torta de filtração.

O esquema da célula de filtração é mostrado na Figura 20 e ilustra os detalhes descritos acima.

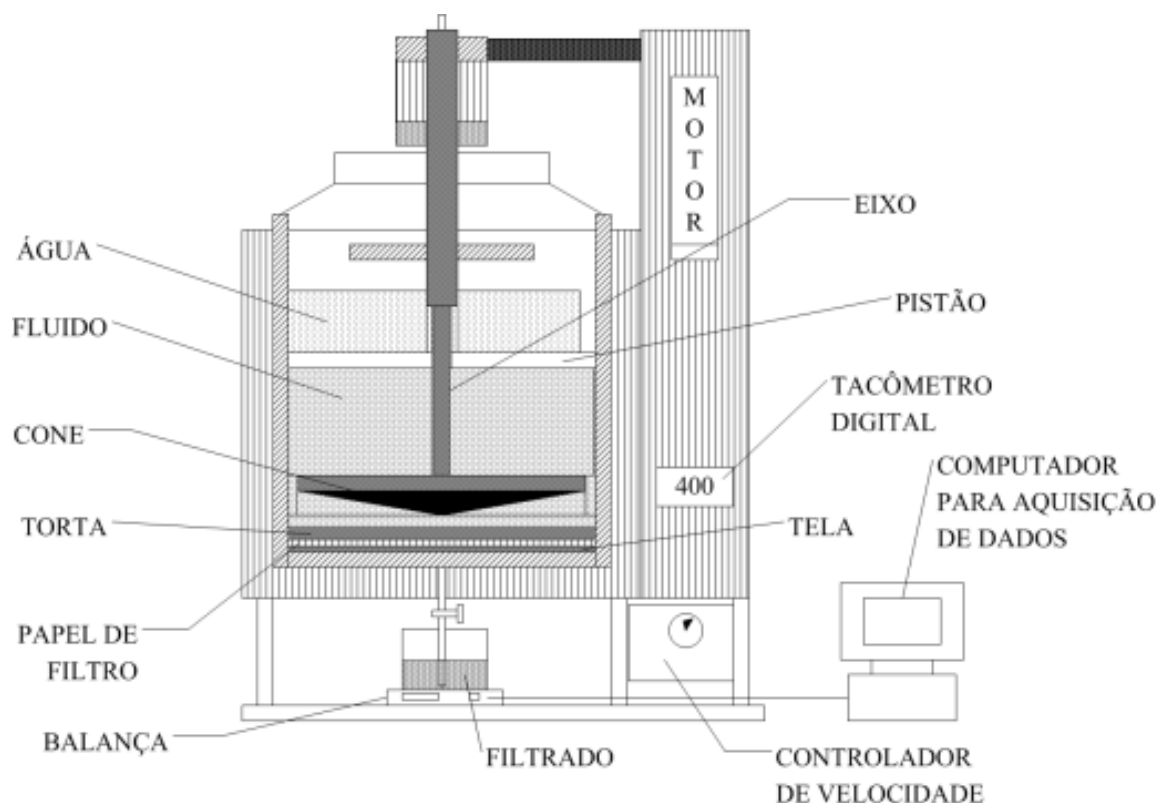


Figura 20. Esquema da célula de filtração em detalhes.

A rotação simula as condições encontradas durante o processo de perfuração de poço de petróleo. Segundo Dewan & Chenevert (2001), a taxa de cisalhamento criada pela rotação do cone é dada pela Equação 26,

$$\gamma = \frac{2\pi n_r}{\tan \theta} \quad (26)$$

onde n_r é a taxa de rotação (rps) e θ é o ângulo que o cone forma com a horizontal, geralmente 15° .

3.3 Procedimentos Experimentais

O teste de filtração consiste em colocar o meio filtrante desejado na célula e depois encher o cilindro reservatório com o fluido de perfuração a ser testado. Logo após aplica-se a pressão e a taxa de cisalhamento desejadas e abre-se a válvula para saída de filtrado no fundo da célula. A massa de filtrado acumulada na proveta é aferida automaticamente como função do tempo por um sistema de aquisição de dados. Para isso é necessário uma balança com resolução de 0,001 gramas, pois a taxa de filtração é muito baixa.

Os experimentos realizados neste estudo estão divididos em duas partes. Primeiramente foram realizados experimentos utilizando-se três diferentes tipos de fluido e papel de filtro com 2 ½ in de diâmetro e com retenção de partículas maiores que 2,7 µm como meio filtrante. Nessa primeira etapa, também se realizou experimentos a fim de avaliar e comparação o processo de filtração e invasão de três diferentes tipos de fluido e três diferentes tipos de rocha reservatório como meio filtrante. Os experimentos realizados posteriormente a esta etapa visam determinar os parâmetros de filtração utilizando-se modelos matemáticos encontrados na literatura.

A partir dos dados experimentais, verificou-se que a célula possui boa reprodutibilidade, não havendo a necessidade de repetir os experimentos já realizados.

3.4 Estudo de Caso I – Avaliação dos Tipos de Fluido e Rochas Utilizadas

Os experimentos contidos nesta primeira etapa foram realizados para obtenção da curva de filtração (massa de filtrado *versus* tempo de filtração), utilizando-se inicialmente papel de filtro como meio filtrante e posteriormente rochas reservatório. Avaliaram-se as propriedades dos fluidos de perfuração no processo de formação da torta de filtração, bem como a interação entre os fluidos de perfuração e as rochas reservatório. Para a realização desses experimentos utilizou-se a célula de filtração menor com um volume de aproximadamente 250 cm³.

3.4.1 Experimentos utilizando-se papel de filtro como meio filtrante

Nessa primeira etapa realizaram-se experimentos com o objetivo de avaliar as propriedades dos fluidos de perfuração no processo de formação da torta de filtração. As propriedades de filtração devem ser governadas pelo crescimento da torta, sem sofrer o efeito da presença das rochas. Para isso utilizou-se papel de filtro com 2 ½ in de diâmetro e com retenção de partículas maiores que 2,7 µm como meio filtrante e comparou-se o efeito do crescimento da torta e da massa de filtrado obtido.

Foram utilizados três tipos reais de fluidos de perfuração fornecidos por empresas fabricantes. Estes eram compostos por bases diferentes, sendo base água (*Water base mud – WBM*), base óleo sem emulsão (*Emulsion free oil base mud – OBM*) e base óleo com emulsão (*Oil base mud with emulsion – OBM emulsão*).

As condições operacionais adotadas para realizar estes experimentos estão dispostas na Tabela 2. Os valores utilizados foram adotados de acordo com a faixa do equipamento utilizado na realização dos experimentos.

Tabela 2. Condições operacionais adotadas nos experimentos utilizando-se papel de filtro como meio filtrante com fluidos base água, base óleo e emulsão.

| Exp. | Fluido | Meio Filtrante | Pressão (psi) | Rotação (rpm) |
|------|-------------|-----------------|---------------|---------------|
| 01 | WBM | Papel de filtro | 500 | 270 |
| 02 | OBM | Papel de filtro | 500 | 270 |
| 03 | OBM emulsão | Papel de filtro | 500 | 270 |

A rotação de 270 rpm imposta aos sistemas promove um ambiente de baixo cisalhamento ou estático. Não sendo esta suficiente para cisalhar a superfície da torta de filtração formada e causar a erosão da mesma. Este cisalhamento é aplicado para manter as partículas sólidas contidas no fluido em suspensão. Dessa forma essas partículas não serão aderidas à torta de filtração. Essa condição operacional simula uma parada no bombeamento de fluido de perfuração durante a operação de perfuração de poços de petróleo, ocorrendo o processo de filtração estática na rocha reservatório. A taxa de filtração é controlada pelo reboco formado na parede do poço. A pressão de 500 psi é a pressão diferencial de operação em grande parte das perfurações de poços de petróleo.

A espessura da torta de filtração foi medida ao final do experimento com a ajuda de uma régua em micro escala.

3.4.1.1 Avaliação da pressão aplicada ao sistema

A fim de avaliar o efeito da pressão sobre a quantidade de filtrado obtida dois outros experimentos foram realizados utilizando-se papel de filtro como meio filtrante e fluido de perfuração base água. A taxa de cisalhamento foi a mesma que a utilizada nos experimentos anteriores, simulando um ambiente de baixo cisalhamento e uma parada no bombeio de fluido de perfuração nos poços de petróleo. A pressão imposta ao sistema foi alterada para permitir

tal avaliação. Realizaram-se dois experimentos tendo as condições operacionais conforme os dados descritos na Tabela 3.

Tabela 3. Condições operacionais aplicadas nos experimentos com fluido base água e papel de filtro para avaliação da pressão.

| Exp. | Fluido | Meio Filtrante | Pressão (psi) | Rotação (rpm) |
|------|--------|-----------------|---------------|---------------|
| 04 | WBM | Papel de filtro | 400 | 270 |
| 05 | WBM | Papel de filtro | 800 | 270 |

Todos os experimentos foram realizados com duração de 1 hora e os dados obtidos foram tempo de filtração e massa de filtrado. Estes serão apresentados no Capítulo 4 referente aos resultados e discussão dos dados experimentais obtidos.

3.4.2 Experimentos utilizando-se rochas reservatório como meio filtrante

O objetivo dos experimentos nessa segunda etapa é avaliar a interação dos fluidos de perfuração com as rochas reservatório. Para isso, o papel de filtro foi substituído por exemplares de rochas arenitos e carbonatos. Os exemplares de rochas utilizados possuem o diâmetro de 2 ½ in e espessura de ¼ in. Analisaram-se os efeitos das propriedades dos fluidos interagindo com as propriedades das rochas como permeabilidade e porosidade.

Foram utilizados os mesmos fluidos reais, fornecidos por empresas prestadoras de serviço, utilizados nos experimentos com papel de filtro. Sendo eles base água (WBM), base óleo sem emulsão (OBM) e emulsão (OBM emulsão). Os três fluidos foram comparados e testados com três diferentes tipos de rocha reservatório e dois diferentes ambientes, sendo um ambiente de cisalhamento baixo e um ambiente de cisalhamento alto. As rochas utilizadas foram arenito de alta permeabilidade, arenito de média permeabilidade e carbonato de baixa permeabilidade. A Tabela 4 apresenta uma comparação entre as propriedades das três rochas utilizadas. Estas informações foram cedidas pela empresa responsável pelo fornecimento dos exemplares.

Tabela 4. Propriedades das rochas utilizadas na realização dos experimentos.

| | Arenito (k alto) | Arenito (k médio) | Carbonato (k baixo) |
|--------------------------------------|------------------|-------------------|---------------------|
| Porosidade | 19,8 % | 19,1 % | 26,5 % |
| Permeabilidade (mD) | 1000 | 50 - 100 | 10 |
| Distribuição de tamanho de poro (µm) | 18 | 15 | 0,8 |
| Distribuição de forma | Unimodal | Unimodal | Bimodal |

A Figura 21 apresenta a vista frontal e lateral do exemplar de arenito de média permeabilidade utilizado na realização dos experimentos. Os demais exemplares possuem forma semelhante.

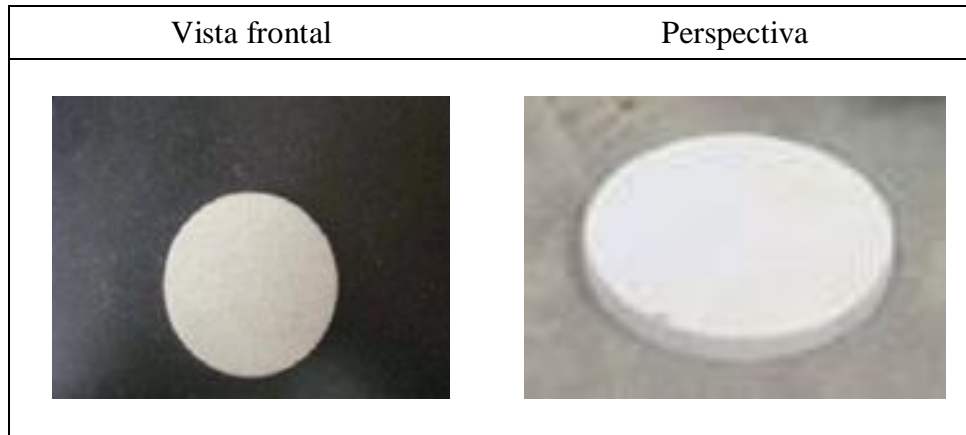


Figura 21. Vista frontal e lateral da rocha arenito de média permeabilidade.

Para reduzir a interferência da fase gasosa composta pelo ar presente nos poros das rochas, antes de cada experimento os meios foram saturados. Essa saturação foi feita com água ou óleo mineral à pressão e temperatura ambientes. Os exemplares utilizados em ensaios de filtração com fluido base água foram saturados com fluido à base de óleo e os exemplares utilizados em ensaios com fluidos base óleo foram saturados com água. A Figura 22 apresenta o esquema para a realização da saturação dos meios.

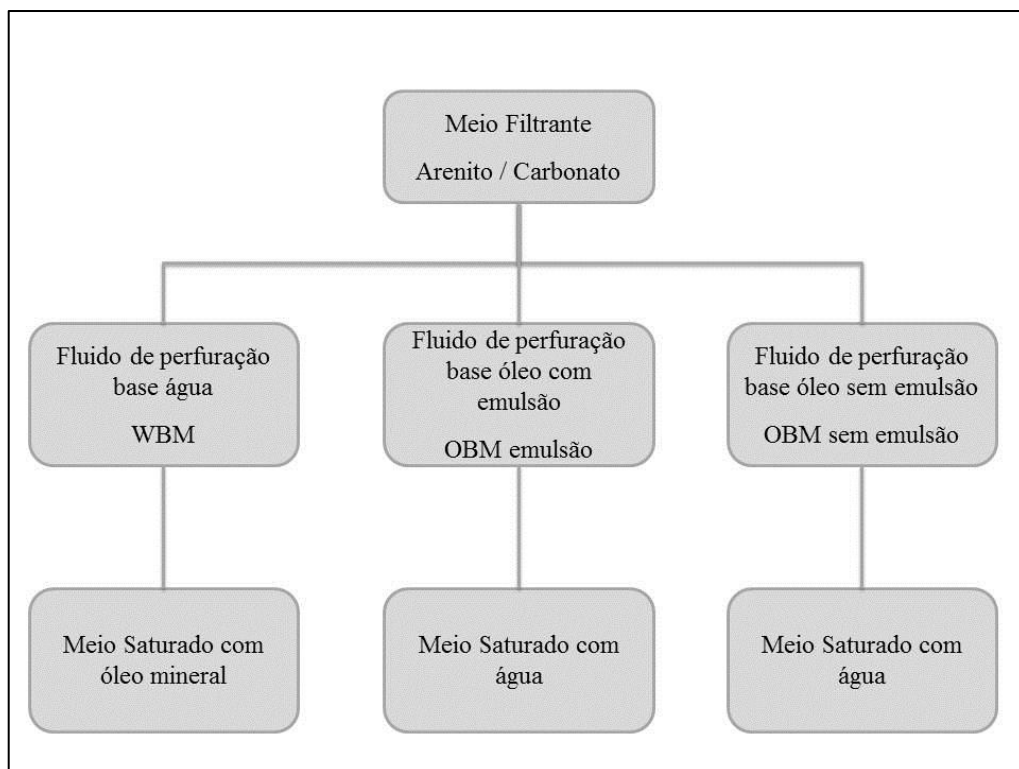


Figura 22. Esquema de Saturação dos Meios.

As condições operacionais utilizadas na realização dos experimentos utilizando três exemplares de rocha como meio filtrante e três tipos de fluido de perfuração foram definidos de acordo com a faixa disponível da célula de filtração utilizada. Estas condições estão apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5. Condições operacionais adotadas nos experimentos utilizando-se rochas reservatório como meio filtrante com fluidos base água, base óleo e emulsão (continua).

| Exp. | Fluido | Meio Filtrante | Pressão (psi) | Rotação (rpm) |
|-------------|---------------|-----------------------|----------------------|----------------------|
| 06 | WBM | Arenito (k alto) | 500 | 270 |
| 07 | OBM | Arenito (k alto) | 500 | 270 |
| 08 | OBM emulsão | Arenito (k alto) | 500 | 270 |
| 09 | WBM | Arenito (k médio) | 500 | 270 |
| 10 | OBM | Arenito (k médio) | 500 | 270 |
| 11 | OBM emulsão | Arenito (k médio) | 500 | 270 |
| 12 | WBM | Carbonato (k baixo) | 500 | 270 |
| 13 | OBM | Carbonato (k baixo) | 500 | 270 |
| 14 | OBM emulsão | Carbonato (k baixo) | 500 | 270 |
| 15 | WBM | Arenito (k alto) | 500 | 1200 |
| 16 | OBM | Arenito (k alto) | 500 | 1200 |
| 17 | OBM emulsão | Arenito (k alto) | 500 | 1200 |
| 18 | WBM | Arenito (k médio) | 500 | 1200 |
| 19 | OBM | Arenito (k médio) | 500 | 1200 |
| 20 | OBM emulsão | Arenito (k médio) | 500 | 1200 |
| 21 | WBM | Carbonato (k baixo) | 500 | 1200 |
| 22 | OBM | Carbonato (k baixo) | 500 | 1200 |
| 23 | OBM emulsão | Carbonato (k baixo) | 500 | 1200 |

As diferentes rotações aplicadas ao sistema (270 rpm e 1200 rpm) permitiram simular ambientes estático e dinâmico no poço. O ambiente de cisalhamento baixo (270 rpm) simula as condições de um ambiente estático no poço. O cisalhamento foi imposto apenas para prevenir a sedimentação das partículas sólidas em suspensão no fluido de perfuração. Já o ambiente de cisalhamento alto (1200 rpm) simula condições de um ambiente dinâmico aplicado ao poço. A pressão é a encontrada em grande parte das operações de perfuração.

A condição operacional de cisalhamento baixo se assemelha as condições de uma parada no bombeamento de fluido de perfuração durante a operação de perfuração de poços de petróleo, ocorrendo o processo de filtração estática na rocha reservatório. O ambiente de cisalhamento alto ou dinâmico representa a circulação do fluido de perfuração durante a perfuração do poço.

Em baixas taxas de cisalhamento, a taxa de filtração é controlada pelo reboco formado na parede do poço. Já em altas taxas de cisalhamento o cone introduz uma interferência destrutiva sobre o acúmulo de partículas na torta. A erosão da torta é conhecida por permitir uma formação permeável a aceitar maiores quantidades de filtrado como durante o processo de perfuração de poços.

Assim como no item anterior, os experimentos foram conduzidos com 1 hora de duração e os dados coletados foram tempo de filtração versus massa de filtrado obtida. A espessura da torta foi medida ao final do experimento. Os resultados são apresentados e discutidos no Capítulo 4.

3.5 Estudo de caso II – Determinação de parâmetros

Para a determinação dos parâmetros de filtração foram realizados experimentos na célula de filtração HTHP utilizando-se o procedimento descrito anteriormente. Os fluidos de perfuração utilizados foram fornecidos pelo Centro de Pesquisa da Petrobras (CENPES) sendo um fluido base água e o outro base óleo com emulsão. Utilizou-se papel de filtro com 2 ½ in de diâmetro e com retenção de partículas maiores que 2,7 µm como meio filtrante.

Conforme descrito anteriormente os experimentos possuem boa reprodutibilidade, não sendo necessária a realização em triplicata.

O primeiro experimento foi realizado com fluido de perfuração base água e papel de filtro como meio filtrante sem erosão da torta de filtração. Utilizou-se a célula de filtração com volume de aproximadamente 250 cm³. O tempo total do experimento foi de 1 hora e o seguiu as seguintes etapas. O experimento foi iniciado com uma corrida de 30 minutos, aplicou-se uma pressão no sistema de 200 psi sem cisalhamento da torta. Nos 30 minutos finais aplicou-se uma pressão de 1000 psi e manteve-se sem cisalhamento da torta de filtração. A Tabela 6 resume o procedimento operacional utilizado.

Tabela 6. Condições operacionais para realização do experimento para determinação de parâmetros com fluido base água e papel de filtro como meio filtrante.

| Corrida | Pressão (psi) | Rotação (rpm) | Tempo (minuto) |
|---------|---------------|---------------|----------------|
| 01 | 200 | 0 | 30 |
| 02 | 1000 | 0 | 30 |

O experimento realizado com fluido de perfuração base óleo com emulsão, papel de filtro como meio filtrante e sem erosão da torta, seguiu a seguinte metodologia. Utilizou-se a célula maior com volume de aproximadamente 900 cm³. O tempo total de realização do experimento foi de 2 horas. A corrida inicial foi realizada sem cisalhamento da torta de filtração e a pressão aplicada ao sistema foi de 300 psi durante 60 minutos. Nos 60 minutos finais aplicou-se uma pressão de 1000 psi ao sistema sem cisalhamento da torta formada. A Tabela 7 apresenta essa metodologia.

Tabela 7. Condições operacionais para realização do experimento para determinação de parâmetros com emulsão e papel de filtro como meio filtrante.

| Corrida | Pressão (psi) | Rotação (rpm) | Tempo (minuto) |
|---------|---------------|---------------|----------------|
| 01 | 300 | 0 | 60 |
| 02 | 1000 | 0 | 60 |

Para cada um desses experimentos foram obtidos os dados experimentais referentes ao filtrado e torta de filtração formada. Sendo eles, massa e volume total de filtrado, massa da torta seca, massa da torta molhada e espessura da torta. As condições aplicadas ao sistema permitiram a obtenção do *Slowness* graficamente conforme metodologia utilizada por Dewan & Chenevert (2001).

Os parâmetros de filtração foram determinados utilizando-se o modelo de filtração proposto por Dewan & Chenevert (2001). Este modelo foi apresentado anteriormente no Capítulo 2 referente à Revisão Bibliográfica dos assuntos relevantes a este estudo.

Para a obtenção dos demais parâmetros de filtração foram realizados outros dois experimentos com fluido de perfuração base água e papel de filtro como meio filtrante. Esses experimentos consideram a erosão da torta de filtração formada através da taxa de cisalhamento imposta ao sistema. O fluido de perfuração utilizado foi o mesmo utilizado anteriormente fornecido pelo Centro de Pesquisa da Petrobras (CENPES). O primeiro experimento aplicou-se uma pressão de 500 psi e 320 rotações por minuto. No segundo utilizou-se uma pressão de 1000 psi e 580 rotações por minuto. Ambos os experimentos foram realizados com 2 horas de duração. A Tabela 8 apresenta as características dos experimentos.

Tabela 8. Condições operacionais adotadas na realização dos experimentos para determinação de parâmetros com fluido base água e papel de filtro.

| Corrida | Pressão (psi) | Rotação (rpm) | Tempo (minuto) |
|---------|---------------|---------------|----------------|
| 01 | 500 | 320 | 120 |
| 02 | 1000 | 580 | 120 |

Os dados experimentais obtidos foram a massa da torta seca e molhada e sua espessura. Os resultados experimentais obtidos e a determinação dos parâmetros de filtração, bem como a discussão em torno desses resultados serão apresentados no Capítulo 4.

3.6 Caracterização dos Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração utilizados nos experimentos anteriores, tanto os fornecidos por empresa prestadora de serviços quanto os fluidos fornecidos pelo CENPES – Petrobras foram solicitados e projetados levando-se em conta as características dos meios porosos utilizados na realização dos experimentos. Considerou-se que os fluidos de perfuração deveriam conter partículas com tamanho médio menores que a média de diâmetro dos poros dos meios filtrantes. Devendo ter uma pequena faixa de intercessão entre os diâmetros, conforme mostrado na Figura 23.

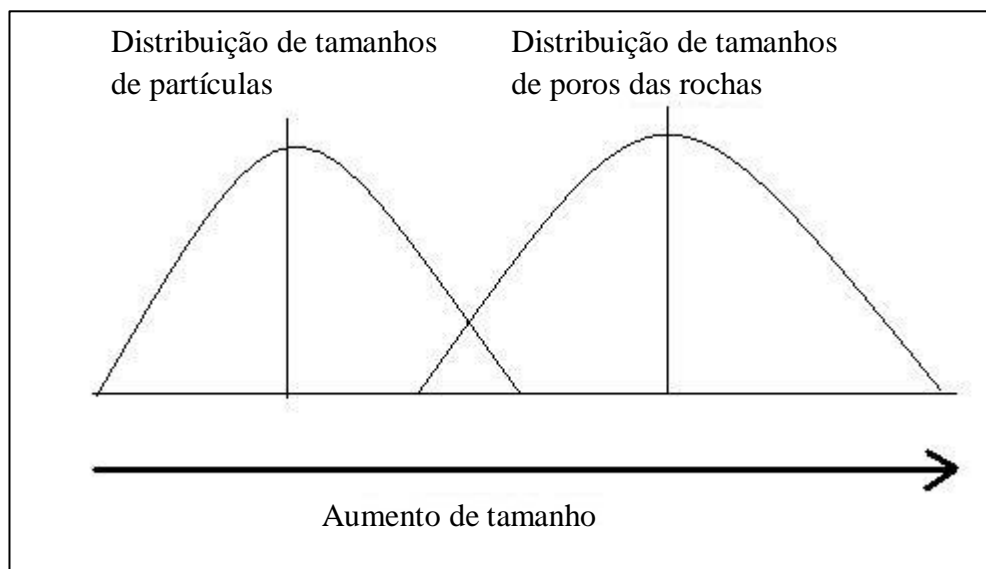


Figura 23. Distribuição de tamanho de partículas.

3.6.1 Determinação da reologia dos fluidos

O equipamento utilizado para determinar a reologia dos fluidos de perfuração utilizados na realização dos experimentos foi o viscosímetro produzido pela FANN, modelo 35A. Este equipamento está ilustrado na Figura 24.



Figura 24. Viscosímetro FANN 35A.

O viscosímetro FANN 35A é um modelo de viscosímetro rotacional com cilindro coaxial tipo Couette. O cilindro externo tem rotação com velocidades constantes e pré determinadas e o cilindro interno (Bob) fica estático. A resistência viscosa exercida pelo fluido dentro do cilindro cria um torque no cilindro interno (Bob). Este torque é transmitido a uma mola de precisão, onde sua deflexão é medida e relacionada com as condições de teste e constantes do instrumento. Os modelos de rotor, bob e mola de torção utilizados foram R1, B1 e F1 respectivamente. Um copo de amostra de aço inoxidável foi utilizado para realização de testes de acordo com o *American Petroleum Institute*.

O equipamento FANN 35A tem a capacidade de teste utilizando seis diferentes velocidades de rotação entre 3 rpm e 600 rpm. Para selecionar a velocidade desejada, deve-se alterar a posição do interruptor de velocidade localizado no lado direito da base (ver Figura 24) para a posição alta ou baixa velocidade, conforme desejado. Em seguida, deve-se ligar o motor e mover o botão de deslocamento da engrenagem (alavanca vermelha) localizada no centro da parte superior do instrumento (ver Figura 24) para a posição desejada. São possíveis três diferentes posições, sendo para baixo, no centro e para o alto. A Figura 25 mostra detalhes da alavanca para controle da velocidade de rotação do viscosímetro FANN 35A.



Figura 25. Foto da alavanca de controle de velocidade de rotação do equipamento FANN 35A.

Cada combinação gera uma velocidade de rotação diferente. A Tabela 9 apresenta as diferentes combinações de posição do interruptor e da alavanca para obter a velocidade desejada. O botão de deslocamento de engrenagem pode ser ativado enquanto o motor está em funcionamento.

Tabela 9. Combinações de posição do interruptor e da alavanca utilizadas nos testes em seis velocidades para o equipamento FANN 35A.

| Velocidade (RPM) | Interruptor Lateral | Botão da engrenagem (alavanca vermelha) |
|-------------------------|----------------------------|--|
| 600 | Alta | Para baixo |
| 300 | Baixa | Para baixo |
| 200 | Alta | Para o alto |
| 100 | Baixa | Para o alto |
| 6 | Alta | Centro |
| 3 | Baixa | Centro |

De acordo com o manual do fabricante para a realização do teste deve-se colocar o Bob no interior do cilindro externo, encher o copo de aço inoxidável com o fluido de interesse até atingir a marca, aproximadamente 350 ml. Colocar o copo na plataforma móvel e elevá-lo até o fluido atingir a linha traçada no rotor. Selecionar a velocidade de rotação desejada seguindo a ordem descrita na Tabela 9. Efetuar a leitura da deflexão do ângulo.

Para cada uma das diferentes velocidades de rotação impostas ao fluido de perfuração que está sendo testado lê-se diretamente o ângulo de deflexão. A partir da velocidade de rotação e do ângulo de deflexão pode-se calcular a viscosidade, a tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento de acordo com as equações 27, 28 e 29 respectivamente, retiradas do manual do equipamento,

$$\mu = \frac{k_1 \cdot k_2}{k_3} \cdot \frac{\theta}{N} \cdot 100 \quad (27)$$

$$\tau = k_1 \cdot k_2 \cdot \theta \quad (28)$$

$$\gamma = k_3 \cdot N \quad (29)$$

sendo μ a viscosidade do fluidos, τ a tensão de cisalhamento, γ a taxa de cisalhamento, θ o ângulo de deflexão lido no equipamento, N a velocidade de rotação imposta ao sistema e k_1 , k_2 e k_3 constantes do equipamento.

O valor das constantes do equipamento k_1 , k_2 e k_3 são fornecidos pelo fabricante e são definidos de acordo com os modelos de rotor, bob e mola de torção utilizados. A Tabela 10 apresenta o valor dessas constantes para rotor modelo R1, Bob modelo B1 e molda de torção modelo F1.

Tabela 10. Valor das constantes do equipamento FANN 35A.

| Constante | Valor | Unidade |
|-----------|---------|--|
| k_1 | 386 | $\frac{\text{dyn} \cdot \text{cm}}{\text{defl}}$ |
| k_2 | 0,01323 | $\frac{1}{\text{cm}^3}$ |
| k_3 | 1,7023 | $\frac{1}{\text{s} \cdot \text{rpm}}$ |

Após a realização dos testes no viscosímetro FANN 35A os dados foram ajustados de acordo com o Modelo de Ostwald-de Waele também conhecido como *Power Law* (Modelo da Potência). Os dados obtidos de tensão e taxa de cisalhamento permitiram realizar a regressão linear e estimar os parâmetros do modelo. O Software utilizado foi o *Statistica*.

3.6.2 Determinação da densidade dos fluidos

A densidade do fluido foi estimada experimentalmente no Laboratório de Escoamento de Fluidos da UFRRJ com o auxílio de um balão volumétrico de 50 ml e de acordo com o seguinte procedimento.

Primeiramente aferiu-se a massa do balão vazio e posteriormente o balão foi preenchido com o fluido de interesse. Aferiu-se então a massa do balão cheio com o fluido. Com os dados experimentais, a densidade do fluido foi obtida através da Equação 30,

$$\rho = \frac{m_{b+f} - m_b}{V_b} \quad (30)$$

sendo ρ a densidade do fluido, m_{b+f} a massa do balão preenchido com o fluido, m_b a massa do balão vazio e V_b o volume do balão volumétrico.

Os experimentos foram realizados em triplicada e os resultados serão apresentados no Capítulo 4.

3.6.3 Determinação da concentração de sólidos e fração volumétrica de sólidos

A determinação da concentração de sólidos e da fração volumétrica de sólido dos fluidos de perfuração utilizados foi realizada experimentalmente no LEF. Foram utilizadas formas de alumínio para este fim, seguindo o procedimento descrito abaixo.

Primeiramente aferiu-se a massa das formas de alumínio utilizadas na realização dos experimentos. Os testes foram realizados utilizando um volume de fluido de 5 ml. Esse volume foi medido com o auxílio de uma pipeta e o fluido foi despejado na forma. Aferiu-se então a massa da forma contendo o fluido de perfuração. Esta foi levada à estufa e deixou-se secar por 24 horas à 180°C, até que a massa após a secagem ficasse constante. Após a secagem do fluido aferiu-se a massa da forma com o fluido seco.

A concentração de sólidos em um determinado fluido é definida como sendo a massa de sólidos contida no volume total de fluido. Com os dados experimentais em mãos pode-se calcular a concentração de sólidos através da Equação 31,

$$C_s = \frac{m_s}{V_f} \quad (31)$$

sendo C_s a concentração de sólidos, m_s a massa de sólidos e V_f o volume total de fluido.

A fração volumétrica de sólidos é definida como sendo o volume de sólidos contido no volume total de fluido. A Equação 32 descreve essa relação,

$$s = \frac{V_s}{V_s + V_l} \quad (32)$$

onde s é a fração volumétrica de sólidos, V_s é o volume de sólidos e o V_l é o volume de líquido.

O volume de sólidos e o volume de líquido podem ser definidos pelas Equações 33 e 34,

$$V_s = \frac{m_s}{\rho_s} \quad (33)$$

$$V_l = \frac{m_l}{\rho_l} \quad (34)$$

sendo m_s a massa de sólidos, ρ_s a densidade de sólidos, m_l a massa de líquido e ρ_l a densidade de líquido.

Substituindo as Equações 33 e 34 na Equação 32 obtemos a Equação 35 que será utilizada na determinação da fração volumétrica de sólidos utilizando-se os dados experimentais.

$$s = \frac{\frac{m_s}{\rho_s}}{\frac{m_s}{\rho_s} + \frac{m_l}{\rho_l}} \quad (35)$$

Os dados experimentais foram colhidos em triplicata e os resultados serão apresentados no Capítulo 4 referente aos resultados e discussão.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados experimentais obtidos com a célula de filtração HTHP (*High Temperature, High Pressure*), apresentada em detalhes no Capítulo 3 referente aos Materiais e Métodos estão dispostos nesse Capítulo. Para uma melhor análise e exploração dos resultados obtidos, estes são apresentados em forma de tabelas e gráficos. O ANEXO I apresenta todos os dados experimentais de massa de filtrado e tempo de filtração obtidos experimentalmente. Será apresentada também a caracterização dos fluidos de perfuração utilizados na realização dos experimentos.

4.1 Caracterização dos Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração utilizados na realização dos experimentos deste presente trabalho foram fornecidos por empresas distintas. Os fluidos empregados nos experimentos utilizando-se papel de filtro e rochas reservatório como meios filtrantes (Estudo de Caso I), sendo eles base água, base óleo sem emulsão e base óleo com emulsão, foram fornecidos por empresas prestadoras de serviços. Já os fluidos utilizados nos experimentos para determinação de parâmetros (Estudo de Caso II), sendo base água e base óleo com emulsão, foram fornecidos pelo Centro de Pesquisa da Petrobras (CENPES).

Com a finalidade de uma melhor identificação desses fluidos, estes foram separados da seguinte forma.

- **ESTUDO DE CASO I** – Foi feita uma comparação da filtração entre fluidos base água, base óleo e emulsão utilizando-se papel de filtro e rochas reservatório como meio filtrante. Os fluidos foram fornecidos por empresas prestadoras de serviços.
- **ESTUDO DE CASO II** – Foram determinados parâmetros de filtração para fluidos base água e emulsão utilizando-se papel de filtro como meio filtrante. Os fluidos foram fornecidos pelo Centro de Pesquisa da Petrobras (CENPES).

Os resultados obtidos com a caracterização de ambos os fluidos serão apresentados a seguir e separadamente.

4.1.1 Fluidos do estudo de caso I

Os fluidos de perfuração considerados neste trabalho como do Estudo de Caso I foram utilizados na determinação da curva de filtração na primeira etapa de procedimentos. Estes foram fornecidos por empresas prestadoras de serviços e são constituídos por três diferentes bases, sendo:

1. Base água – WBM (*Water base mud*)
2. Base óleo sem emulsão – OBM – (*Emulsion free oil base mud*)
3. Base óleo com emulsão – OBM emulsão (*Oil base mud with emulsion*)

A reologia dos fluidos foi obtida com o equipamento FANN 35A utilizando-se a metodologia descrita no Capítulo 3 referente aos Materiais e Métodos utilizados. Após encher o copo de aço inoxidável com o fluido a ser testado, aplicou-se diferentes velocidades de rotação ao sistema e efetuou-se a leitura da deflexão do ângulo obtida para cada uma das velocidades aplicadas. Este procedimento foi realizado com os três tipos de fluido utilizados.

Com o auxílio das equações 27, 28 e 29 e utilizando-se os valores das constantes do equipamento FANN 35A fornecidos pelo fabricante, além da deflexão do ângulo obtida

experimentalmente pode-se calcular a viscosidade, a tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento. Os dados obtidos para os três fluidos de diferentes bases estão apresentados no Anexo I.

A Figura 26 apresenta a deflexão do ângulo em função da rotação imposta ao sistema para os fluidos base água, base óleo e emulsão do estudo de caso I.

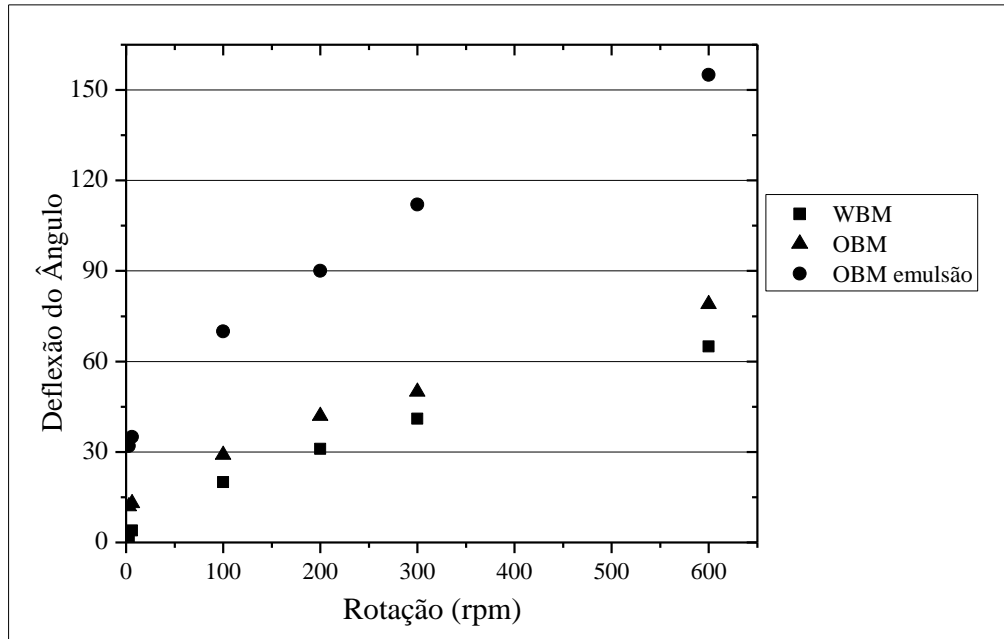


Figura 26. Dados de deflexão do ângulo em função da rotação imposta ao sistema para fluidos do estudo de caso I utilizando-se o Fann 35A.

Com o auxílio do *Software Statistica* foi possível obter os parâmetros do modelo da potência, através da regressão não linear dos dados de tensão e taxa de cisalhamento. Os coeficientes de correlação (r) foram obtidos. A densidade dos fluidos foi fornecida pelo fabricante. As curvas de tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento obtidas com o ajuste do modelo da potência para os fluidos do tipo I estão apresentadas no Anexo I.

A Tabela 11 apresenta a densidade dos fluidos, os parâmetros do modelo e os coeficientes de correlação obtidos para cada um dos fluidos.

Tabela 11. Parâmetros dos fluidos do Estudo de Caso I.

| | Tipos de Fluido | | |
|-------------------------------|-----------------|-------|-------------|
| | WBM | OBM | OBM emulsão |
| ρ (g/cm ³) | 1,18 | 1,20 | 1,21 |
| M (dina.s/cm ²) | 3,44 | 13,22 | 61,94 |
| n | 0,66 | 0,49 | 0,36 |
| r | 0,99 | 0,98 | 0,98 |

O Modelo da Potência ajustou os dados de tensão de cisalhamento e taxa de cisalhamento com coeficientes de correlação de 0,99 e 0,98. O tipo de fluido que se ajustou melhor ao modelo foi o base água.

Para os fluidos do estudo de caso I não se obteve a concentração de sólidos e a fração volumétrica de sólidos experimentalmente. Estes dados foram utilizados somente no estudo de caso II para determinação de parâmetros da torta de filtração.

4.1.2 Fluidos do estudo de caso II

Os fluidos chamados neste estudo como fluidos do estudo de caso II foram fornecidos pelo Centro de Pesquisa da Petrobras (CENPES) e utilizados para a realização dos experimentos para determinação dos parâmetros de filtração. Os fluidos possuem bases diferentes, sendo eles:

1. Base água – WBM (*Water base mud*)
2. Base óleo com emulsão – OBM emulsão (*Oil base mud with emulsion*)

4.1.2.1 Reologia dos fluidos

Assim como foi feito com os fluidos do estudo de caso I a reologia foi obtida utilizando-se o equipamento FANN 35A. Obtiveram-se experimentalmente os valores da deflexão do ângulo para cada uma das velocidades impostas ao sistema e para cada tipo de fluido.

Utilizando-se os dados experimentais, as constantes do equipamento FANN 35A e as Equações 27, 28 e 29, foi possível obter os valores de viscosidade do fluido, tensão de cisalhamento e taxa de cisalhamento. Os dados experimentais obtidos bem como os calculados estão dispostos no Anexo II.

A Figura 27 apresenta a deflexão do ângulo em função da rotação imposta ao sistema para os fluidos base água e emulsão do estudo de caso II.

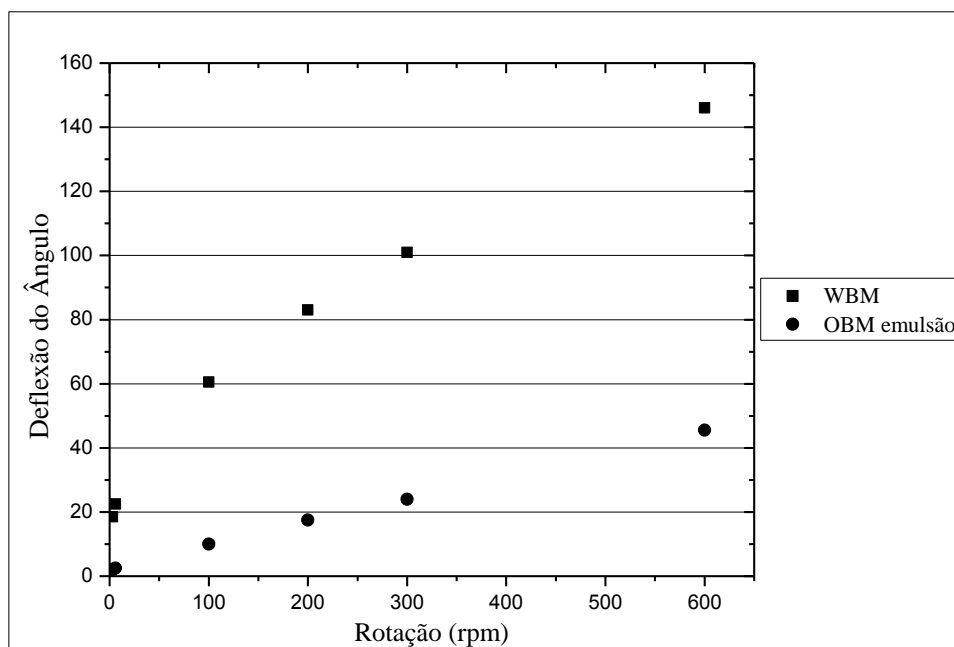


Figura 27. Dados de deflexão do ângulo em função da rotação imposta ao sistema para fluidos do estudo de caso II utilizando-se o Fann 35A.

As curvas de tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento obtidas com o ajuste do modelo da potência para os fluidos do tipo II, sendo base água e emulsão estão

apresentadas no Anexo II. Utilizou-se o *Software Statistica* para realizar a regressão não linear dos dados de tensão e taxa de cisalhamento e obtenção das curvas apresentadas.

A Tabela 12 apresenta os parâmetros do modelo da potência obtidos pela regressão não linear dos dados de tensão de cisalhamento e taxa de cisalhamento utilizando-se o software *Statistica*, bem como os valores dos coeficientes de correlação (r) obtidos.

Tabela 12. Parâmetros do modelo da potência para os fluidos TIPO II.

| | Tipos de Fluido | |
|-------------------------|-----------------|-------------|
| | WBM | OBM emulsão |
| $M(\text{dina.s/cm}^2)$ | 31,23 | 0,60 |
| n | 0,45 | 0,86 |
| r | 0,99 | 0,99 |

Observa-se que o Modelo da Potência ajustou os dados de tensão de cisalhamento e taxa de cisalhamento com coeficientes de correlação igual a 0,99 para ambos os fluidos do estudo de caso II.

4.1.2.2 Densidade dos fluidos

A densidade dos fluidos foi obtida com o auxílio de um balão volumétrico de 50 ml. A massa do balão vazio foi aferida e posteriormente preencheu-se o balão com o fluido de interesse e aferiu-se a massa do balão cheio com o fluido. Utilizando-se os dados experimentais e a Equação 30 obteve-se a densidade do fluido. Esse procedimento foi realizado para ambos os fluidos, base água e base óleo com emulsão. Os resultados experimentais e a densidade obtida para cada fluido encontram-se na Tabela 13.

Tabela 13. Dados experimentais para obtenção da densidade dos fluidos do estudo de caso II.

| | WBM | OBM emulsão |
|---|-------|-------------|
| Volume do balão (ml) | 50 | 50 |
| Massa do balão (g) | 36,83 | 36,83 |
| Massa do balão + fluido (g) | 98,57 | 93,66 |
| Densidade – ρ (g/cm ³) | 1,23 | 1,14 |

4.1.2.3 Concentração de sólidos e fração volumétrica de sólidos

Para a determinação da concentração de sólidos e da fração volumétrica de sólidos utilizou-se formas de alumínio com a massa previamente aferida. Os experimentos foram realizados em triplicata e as formas foram numeradas de 1 a 6. A Tabela 14 apresenta a massa das formas aferidas.

Tabela 14. Massa das formas utilizadas na realização dos experimentos.

| Nº da forma | Massa aferida (g) |
|-------------|-------------------|
| 1 | 6,06 |
| 2 | 5,88 |
| 3 | 9,00 |
| 4 | 10,70 |
| 5 | 10,37 |
| 6 | 10,41 |

Com o auxílio de uma pipeta mediu-se 5 ml do fluido de interesse e esse volume foi preenchido nas formas. A massa das formas contendo fluido foi aferida antes e depois destes secarem em estufa. Com os dados experimentais pode-se obter a massa de fluido subtraindo-se a massa da forma contendo fluido molhado da massa da forma. Obteve-se também a massa de sólidos subtraindo-se a massa da forma com fluido seco da massa da forma. A densidade do sólido (carbonato de sódio) foi retirada do Perry (1953). Seu valor é de $2,7 \text{ g/cm}^3$. As formas 1, 2 e 3 foram utilizadas para o fluido base água, enquanto que as formas 4, 5 e 6 para o fluido base óleo com emulsão. As Tabelas 15 e 16 apresentam os resultados experimentais obtidos.

Tabela 15. Resultados experimentais para obtenção da concentração e fração volumétrica de sólidos para fluido base água do estudo de caso II.

| Teste | Massa forma + fluido molhado (g) | Massa forma + fluido seco (g) | Massa de fluido (g) | Massa de sólidos (g) |
|-------------------------|----------------------------------|-------------------------------|---------------------|----------------------|
| 1 | 11,02 | 7,78 | 4,96 | 1,72 |
| 2 | 10,78 | 7,64 | 4,90 | 1,76 |
| 3 | 13,95 | 10,76 | 4,95 | 1,76 |
| MÉDIA ARITMÉTICA | | | 4,94 | 1,75 |

Tabela 16. Resultados experimentais para obtenção da concentração e fração volumétrica de sólidos para emulsão do estudo de caso II.

| Teste | Massa forma + fluido molhado (g) | Massa forma + fluido seco (g) | Massa de fluido (g) | Massa de sólidos (g) |
|-------------------------|----------------------------------|-------------------------------|---------------------|----------------------|
| 1 | 15,69 | 12,15 | 4,99 | 1,45 |
| 2 | 15,34 | 11,83 | 4,97 | 1,46 |
| 3 | 15,36 | 11,82 | 4,95 | 1,41 |
| MÉDIA ARITMÉTICA | | | 4,97 | 1,44 |

Com o auxílio das Equações 31 e 35 e utilizando-se a média aritmética das massas de fluido e sólidos obteve-se a concentração de sólidos e a fração volumétrica de sólidos. Os resultados obtidos para ambos os fluidos estão dispostos na Tabela 17.

Tabela 17. Dados de concentração e fração volumétrica de sólidos obtidos para os fluidos do estudo de caso II.

| | WBM | OBM emulsão |
|--------------------------------------|--------|-------------|
| Concentração de sólidos (g/l) | 349,33 | 288 |
| Fração volumétrica de sólidos | 0,17 | 0,13 |

Percebe-se nos fluidos do estudo de caso II que o fluido base água possui uma maior concentração de sólidos e fração volumétrica de sólidos quando comparado ao fluido base óleo com emulsão.

A Tabela 18 apresenta de forma resumida os parâmetros dos fluidos base água e emulsão do estudo de caso II. Sendo eles densidade, parâmetros do Modelo da Potência, coeficiente de correlação (r), concentração de sólidos e fração volumétrica de sólidos.

Tabela 18. Parâmetros dos fluidos do Estudo de Caso II.

| | Tipos de Fluido | |
|------------------------------|-----------------|-------------|
| | WBM | OBM emulsão |
| ρ (g/cm ³) | 1,23 | 1,14 |
| M (dyn.s/cm ²) | 31,23 | 0,60 |
| n | 0,45 | 0,86 |
| r | 0,99 | 0,99 |
| C_s | 349,33 | 288 |
| s | 0,17 | 0,13 |

4.2 Dados de Filtração Utilizando Papel de Filtro como Meio Filtrante

Os experimentos realizados com papel de filtro como meio filtrante permitiram analisar os efeitos da torta formada nos experimentos com os diferentes tipos de fluido. Comparou-se também os efeitos das propriedades dos fluidos de perfuração no processo de formação da torta de filtração. Nestes experimentos, as propriedades de filtração foram governadas pelo crescimento da torta. Os fluidos utilizados nestes experimentos foram do estudo de caso I. A pressão utilizada foi 500 psi, sendo este um dado característico de pressão diferencial no fundo do poço. A rotação imposta ao sistema foi de 270 rpm, ou seja, uma taxa de cisalhamento de $105,52 \text{ s}^{-1}$, de acordo com a Equação 26 de Dewan & Chenevert (2001). Essa taxa não é suficiente para provocar o cisalhamento da torta, ela apenas mantém as partículas do fluido em suspensão.

A Figura 28 apresenta uma comparação entre a massa de filtrado obtida em função do tempo de filtração para os três diferentes fluidos, sendo eles base água (WBM), base óleo (OBM) e emulsão (OBM emulsão).

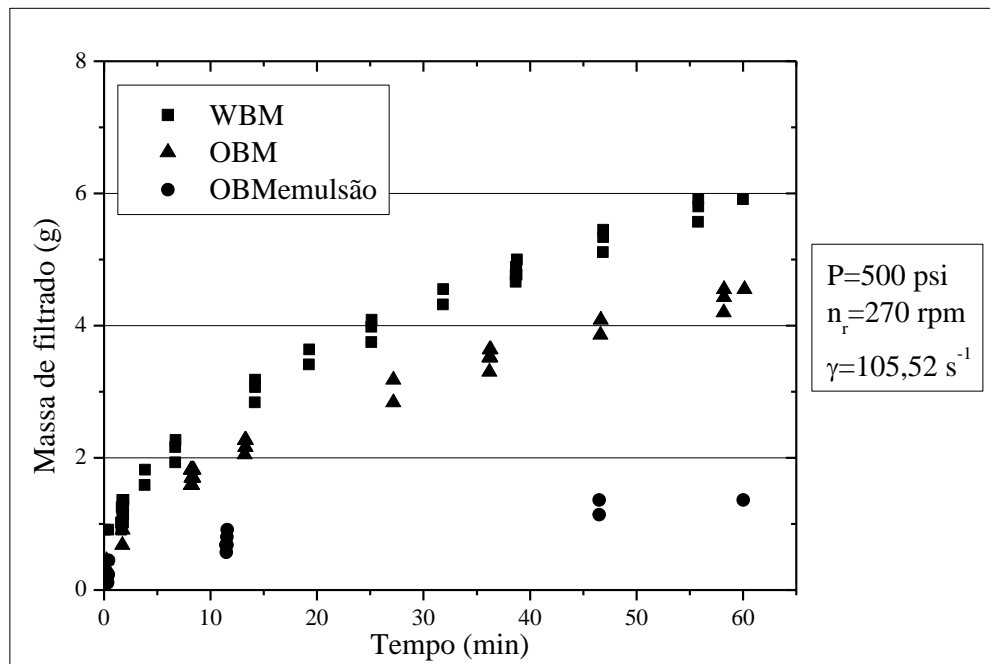


Figura 28. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I e papel de filtro como meio filtrante.

Analisando-se a Figura 28 pode-se verificar que o fluido de perfuração base água produz uma maior quantidade de filtrado quando comparado aos outros dois fluidos. A emulsão produziu uma menor quantidade de filtrado. Isso ocorre devido à presença das gotículas de água emulsionadas que limitam a quantidade de filtrado obtida durante o processo de filtração. As gotículas de água obstruem os poros formados pelas partículas sólidas aderidas à torta de filtração, dificultando o fluxo de filtrado.

A Figura 29 mostra a torta de filtração formada utilizando-se fluido base água e a Tabela 19 apresenta as espessuras das tortas de filtração obtidas nos experimentos com os diferentes fluidos.



Figura 29. Foto da torta de filtração formada no experimento com fluido base água do estudo de caso I e papel de filtro com meio filtrante.

Tabela 19. Dados de espessura da torta de filtração formada para o estudo de caso I e papel de filtro como meio filtrante (500 psi e 270 rpm).

| Tipo de Fluido | Espessura da torta (mm) |
|-----------------------|--------------------------------|
| WBM | 0,5 |
| OBM | 2,5 |
| OBM emulsão | 1,5 |

A torta de filtração formada com o fluido base água apresenta menor espessura. Isso justifica o fato desse fluido produzir uma maior quantidade de filtrado comparado aos demais. Embora o fluido base óleo possua a torta mais espessa, este produz uma maior quantidade de filtrado quando comparado à emulsão. Isso reafirma o fato de as gotículas de água emulsionadas obstruírem os poros, dificultando o fluxo de filtrado.

4.2.1 Avaliação do efeito da pressão

Foram realizados experimentos utilizando-se papel de filtro como meio filtrante e fluido base água. As pressões utilizadas na realização destes experimentos foram 400 psi e 800 psi. A velocidade de rotação do sistema foi de 270 rpm e teve o objetivo de manter as partículas do fluido em suspensão. Os fluidos utilizados também foram do estudo de caso I. A Figura 30 compara os resultados obtidos com as diferentes pressões impostas ao sistema.

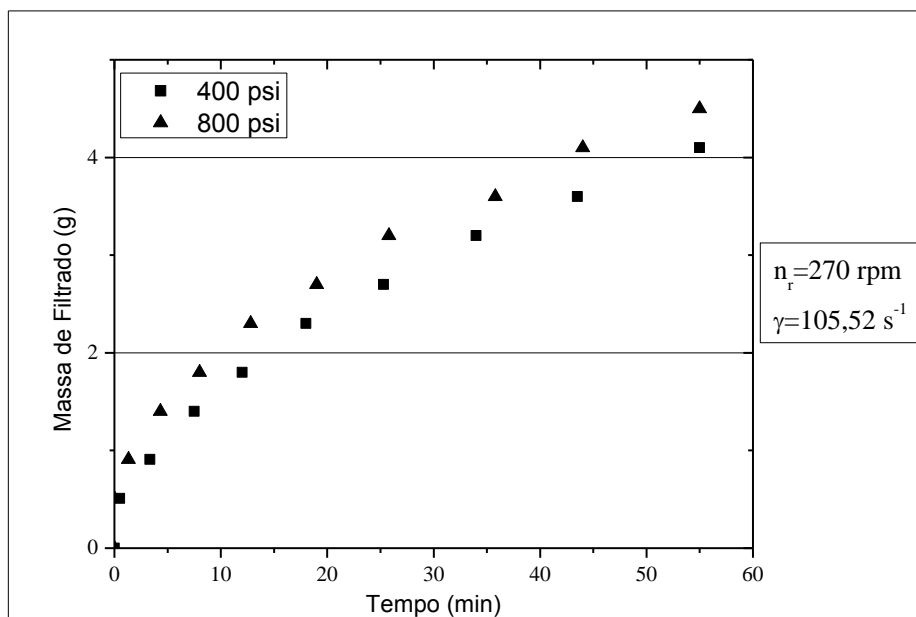


Figura 30. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluido base água do estudo de caso I e papel de filtro como meio filtrante.

Analisando a Figura 30, percebe-se que o aumento na pressão causa um aumento na quantidade de filtrado obtida.

4.3 Dados de Filtração Utilizando Rochas Reservatório como Meio Filtrante

Foram realizados experimentos utilizando-se rochas reservatório como meio filtrante e diferentes tipos de fluido. Avaliou-se a interação dos fluidos de perfuração com as rochas reservatório e comparou-se os resultados obtidos.

Conforme apresentado anteriormente, antes da realização dos experimentos os meios filtrantes (rochas reservatório) foram saturados com o objetivo de reduzir a interferência da fase gasosa composta pelo ar presente nos poros das rochas.

4.3.1 Dados de filtração a baixo cisalhamento

Primeiramente realizaram-se experimentos aplicando-se uma pressão de 500 psi (dado característico de pressão diferencial de fundo de poço) e 270 rotações por minuto. De acordo com a Equação 26 de Dewan & Chenevert (2001) esta rotação gera uma taxa de cisalhamento de $105,52 \text{ s}^{-1}$. Essas condições permitiram avaliar um ambiente de cisalhamento baixo. Pois a taxa de rotação imposta não é suficiente para cisalhar a superfície da torta e suspender as partículas já aderidas. Ela é responsável por manter as partículas do fluido em suspensão, evitando sua sedimentação. Esse ambiente de cisalhamento baixo aproxima-se das condições de um ambiente estático no poço. Este ambiente é encontrado quando se tem uma parada no bombeamento do fluido de perfuração para o interior do poço durante as operações de perfuração de poços de petróleo. Foram utilizados os fluidos do estudo de caso I.

As Figuras 31, 32 e 33 apresentam e comparam as curvas de filtração obtidas para os três tipos de fluido utilizados para arenito de alta permeabilidade, arenito de permeabilidade média e carbonato, respectivamente.

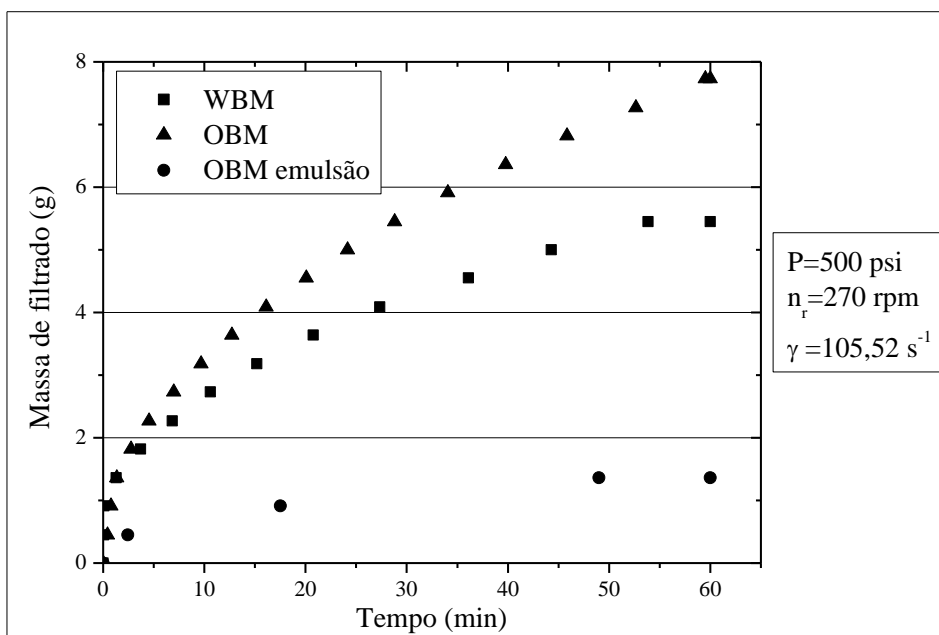


Figura 31. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I e arenito de alta permeabilidade como meio filtrante.

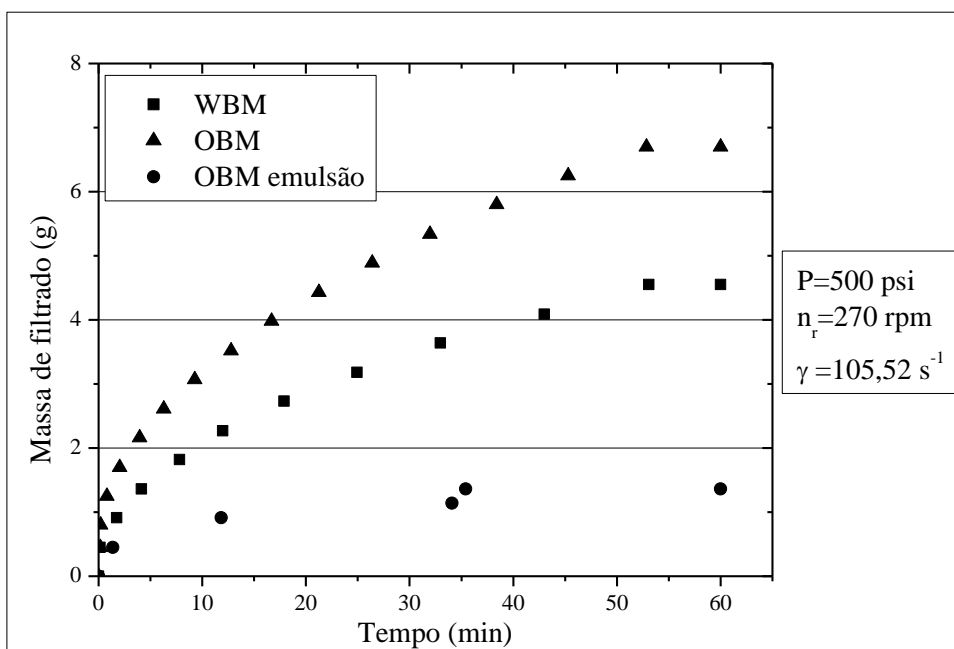


Figura 32. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I e arenito de média permeabilidade como meio filtrante.

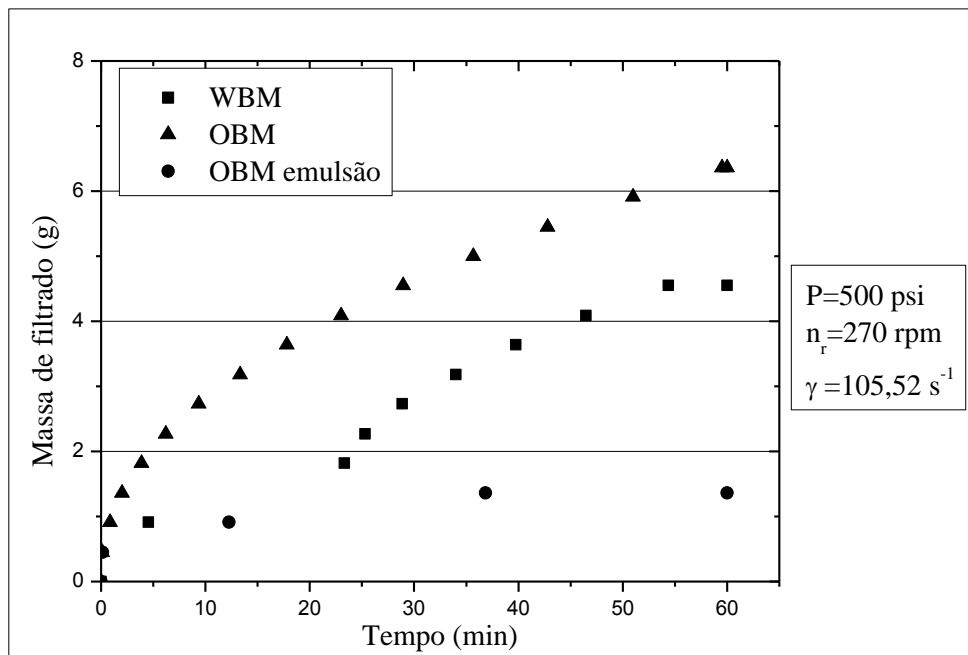


Figura 33. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I e carbonato como meio filtrante.

Nos experimentos a cisalhamento baixo, pode-se concluir que a permeabilidade do meio poroso (rocha reservatório) não teve um efeito importante nos resultados obtidos. Nestes experimentos pode-se observar a influência do tipo de fluido utilizado na quantidade de filtrado obtida.

O fluido base óleo produziu uma maior quantidade de filtrado em todos os meios porosos utilizados. Independente do tipo de rocha utilizada, a emulsão é o fluido que produz filtrado em menor quantidade. Em se tratando de rochas reservatório esse fato pode ser explicado pela formação de uma torta interna às rochas pelas gotículas de água emulsionadas presentes no fluido de perfuração. Essas gotículas de água obstruem os poros das rochas impedindo o fluxo de filtrado e dificultando o processo de filtração, conforme mostrado na Figura 34.

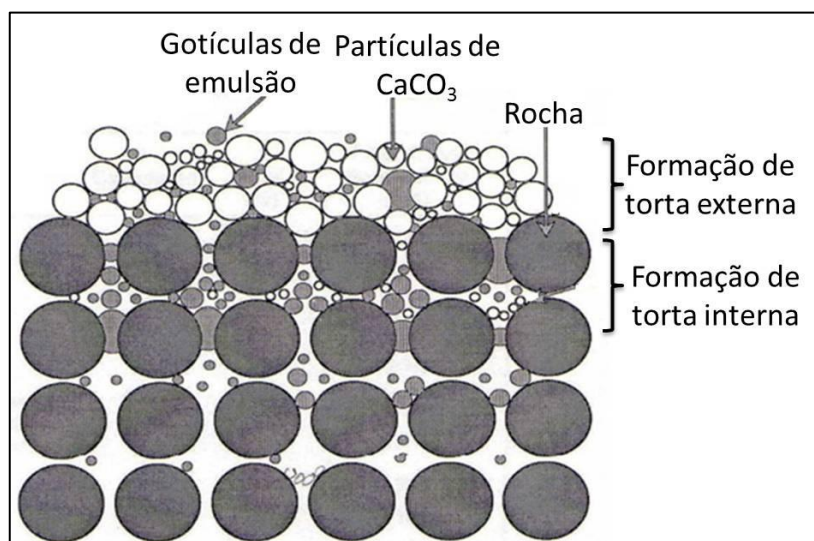


Figura 34. Formação de torta interna (AL-RIYAMY & SHARMA, 2004).

As Tabelas 20 e 21 apresentam as espessuras das tortas formadas para as curvas de filtração apresentadas acima e as características visuais e de consistência das tortas de filtração formadas pelos diferentes fluidos utilizados nos experimentos, respectivamente.

Tabela 20. Dados de espessura da torta de filtração formada para o estudo de caso I e rocha reservatório como meio filtrante a baixo cisalhamento (500 psi e 270 rpm).

| | Espessura da torta (mm) | | |
|--|-------------------------|-----|-------------|
| | WBM | OBM | OBM emulsão |
| Arenito de permeabilidade alta | 0,5 | 2,5 | 1,9 |
| Arenito de permeabilidade média | 0,8 | 2,3 | 1,8 |
| Carbonato | 0,4 | 2,4 | 1,6 |

Tabela 21. Características das tortas de filtração obtidas para estudo de caso I e rocha reservatório como meio filtrante.

| | | |
|---|---|---|
|  |  |  |
| WBM Torta firme e fina | OBM sem emulsão Torta muito firme e espessa | OBM emulsão Torta de espessura média, macia e com textura cremosa |

Nos experimentos realizados com os três tipos de rocha a emulsão apresentou uma espessura de torta menor quando comparado ao fluido base óleo. Embora o fluido base óleo tenha apresentado uma maior quantidade de filtrado comparado ao base água, este possui uma torta mais espessa. Esse fato ocorre devido a interação dos fluidos com as rochas testadas.

4.3.2 Dados de filtração a alto cisalhamento

Os experimentos realizados a altas taxas de cisalhamento tiveram o objetivo de simular um ambiente dinâmico encontrado nos poços de perfuração quando está ocorrendo o bombeamento do fluido de perfuração para o interior do poço. Os fluidos do estudo de caso I foram utilizados na realização destes experimentos. A pressão aplicada ao sistema foi de 500 psi (dado característico de pressão diferencial de fundo de poço) e 1200 rotações por minuto. Essa rotação aplicada ao sistema gera uma taxa de cisalhamento na superfície da torta de 468,98 s⁻¹ de acordo com a Equação 26 de Dewan & Chenevert (2001). As altas taxas de cisalhamento impostas ao sistema introduziram uma interferência destrutiva sobre o acúmulo de partículas na torta, ocorrendo um fenômeno conhecido como erosão da torta de filtração. A erosão da torta é conhecida por permitir uma formação permeável a aceitar maiores quantidades de filtrado como durante o processo de perfuração de poços.

As Figuras 35, 36 e 37 apresentam os resultados obtidos para diferentes rochas utilizando-se o mesmo fluido, sendo eles base água, base óleo sem emulsão e base óleo com emulsão, respectivamente.

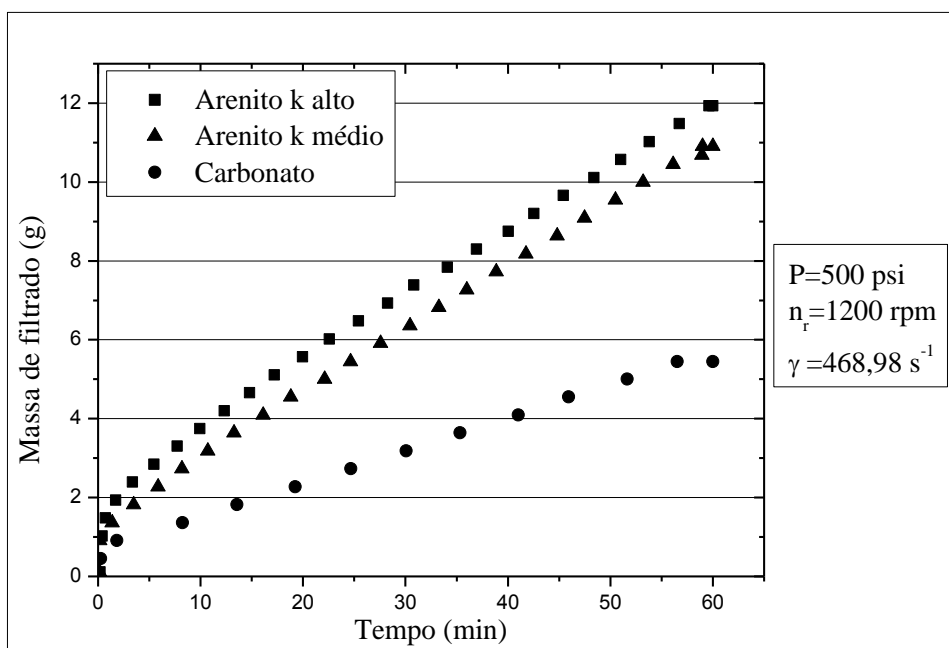


Figura 35. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para diferentes rochas como meio filtrante e fluido base água do estudo de caso I.

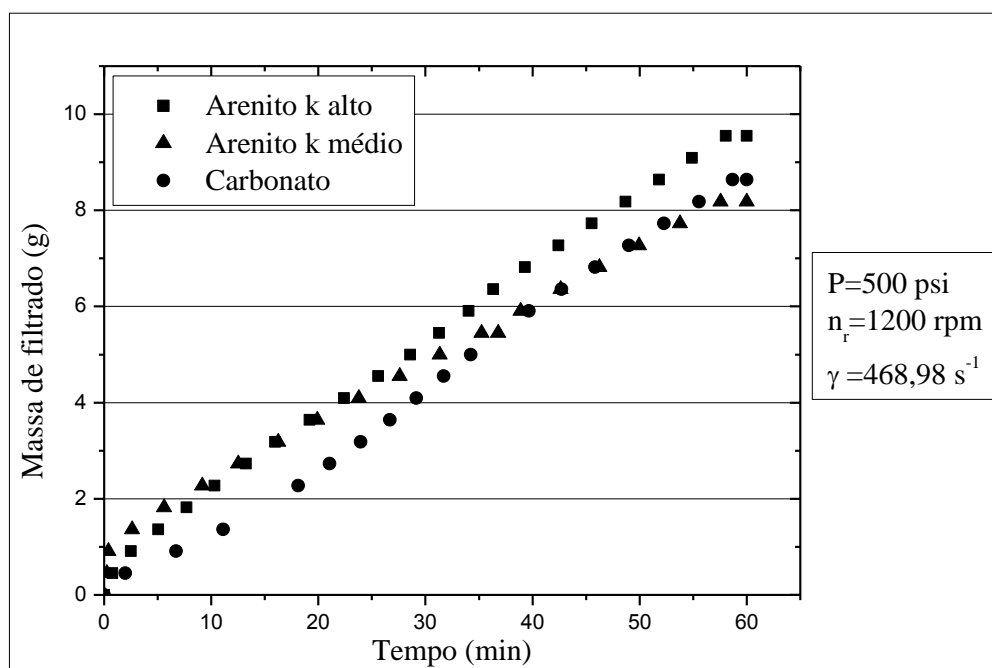


Figura 36. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para diferentes rochas como meio filtrante e fluido base óleo sem emulsão do estudo de caso I.

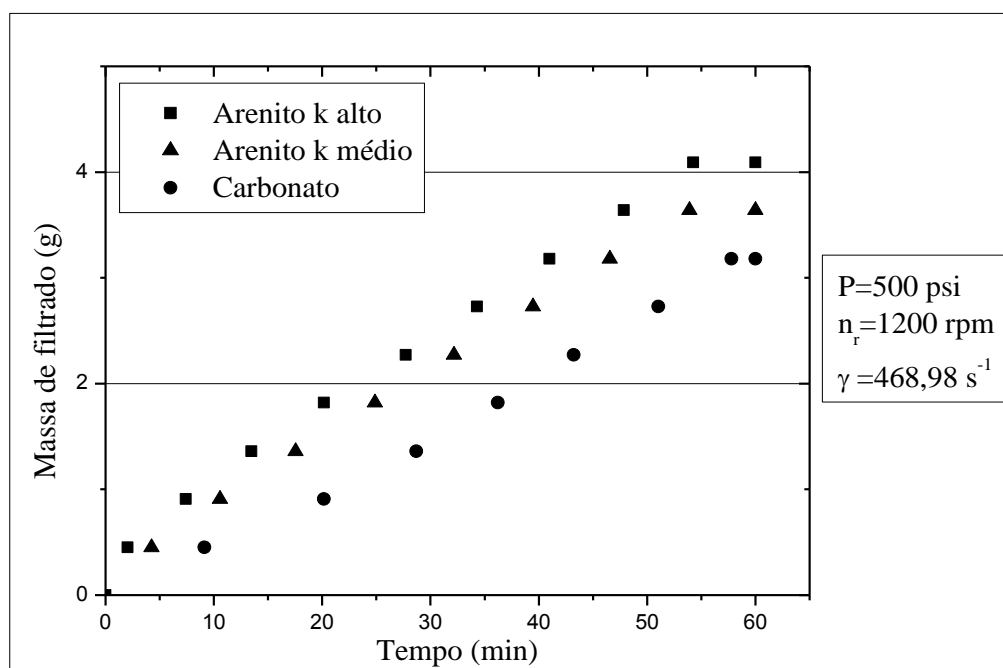


Figura 37. Dados de massa de filtrado em função do tempo de filtração para diferentes rochas como meio filtrante e emulsão do estudo de caso I.

Analisando as Figuras 35, 36 e 37 pode-se verificar que o meio filtrante utilizado interfere na quantidade de filtrado obtido. Quanto maior a permeabilidade do meio, maior a quantidade de filtrado obtida.

A Tabela 22 apresenta as espessuras das tortas formadas para as curvas de filtração apresentadas acima.

Tabela 22. Dados de espessura da torta de filtração formada para o estudo de caso I e rocha reservatório como meio filtrante a alto cisalhamento (500 psi e 1200 rpm).

| | Espessura da torta (mm) | | |
|--------------------|--------------------------------|---------------------------------|-----------|
| | Arenito de permeabilidade alta | Arenito de permeabilidade média | Carbonato |
| WBM | 0,5 | 0,5 | 0,7 |
| OBM | 1,5 | 1,3 | 1,3 |
| OBM emulsão | 1,8 | 1,8 | 1,7 |

Comparando-se as Tabelas 20 e 22 percebe-se que as altas taxas de cisalhamento impostas ao sistema acarretaram na erosão das tortas de filtração. Partículas que já haviam sido aderidas à torta foram suspensas novamente devido ao cisalhamento. Isso permitiu que o volume de filtrado fosse alterado de acordo com o tipo de rocha utilizada. Ou seja, a permeabilidade da rocha possui um maior impacto sobre a quantidade de filtrado obtida. Isso pode ser visualizado nas Figuras 35, 36 e 37, independente do tipo de fluido utilizado a rocha arenito de alta permeabilidade produziu uma maior quantidade de filtrado quando comparado aos demais.

A Tabela 23 compara as quantidades de filtrado obtidas para os diferentes fluidos e diferentes rochas a fim de analisar a influência da taxa de cisalhamento sobre a quantidade de filtrado.

Tabela 23. Dados de massa total de filtrado a 500 psi após 60 minutos para fluidos do estudo de caso I, rochas reservatório, baixo e alto cisalhamento.

| | | WBM | OBM | OBM emulsão |
|------------------------|-----------------|------------|------------|--------------------|
| Arenito k alto | 270 rpm | 5,45 | 7,73 | 1,36 |
| | 1200 rpm | 11,93 | 9,55 | 4,09 |
| Arenito k médio | 270 rpm | 4,55 | 6,70 | 1,36 |
| | 1200 rpm | 10,91 | 8,18 | 3,64 |
| Carbonato | 270 rpm | 4,55 | 6,36 | 1,36 |
| | 1200 rpm | 5,45 | 8,64 | 3,18 |

Analisando a Tabela 23 conclui-se que altas taxas de cisalhamento permitem uma maior quantidade de filtrado quando comparado a taxas de cisalhamento baixo, assim como foi observado por Chesser *et al.* (1994). As altas taxas de cisalhamento introduziram uma interferência destrutiva sobre o acúmulo de partículas aderidas à torta.

Os resultados obtidos com a emulsão mostram que a baixas taxas de cisalhamento a permeabilidade do meio poroso não teve um efeito importante nos resultados obtidos. Já nos experimentos realizados a cisalhamento alto a permeabilidade da rocha possui um maior impacto sobre a quantidade de filtrado obtida.

4.4 Experimentos para Determinação dos Parâmetros da Torta

Foram realizados experimentos para determinação de parâmetros de filtração utilizando o modelo de filtração proposto por Dewan & Chenevert em 2001. Foi utilizado papel de filtro como meio filtrante e fluido do estudo de caso II, sendo base água e emulsão, fornecido pelo Centro de Pesquisa da Petrobras.

Como resultado dos experimentos realizados obteve-se tempo de filtração (min) *versus* volume de filtrado (cm³). Para isso a massa de filtrado, em gramas, foi convertida para volume considerando-se a densidade do filtrado igual a 1g/cm³.

Para a obtenção do *Slowness*, definido por Dewan & Chenevert (2001) como uma variação do tempo com o espaço, utilizou-se o volume específico de filtrado. Este foi obtido dividindo-se o volume pela área de filtração. A partir do volume específico e do tempo de filtração obteve-se *Slowness*.

Para a realização dos experimentos com fluido base água utilizou-se a célula de filtração de menor volume e para os experimentos com emulsão utilizou-se a célula com maior volume.

A Tabela 24 apresenta os valores da área de filtração para os dois cilindros, bem como as demais propriedades obtidas previamente e que serão utilizadas para de determinação dos parâmetros de filtração.

Tabela 24. Dados experimentais utilizados na determinação dos parâmetros de filtração.

| Propriedades | Base água | Emulsão |
|---|------------------|----------------|
| Fração volumétrica de sólidos - s | 0,17 | 0,13 |
| Diâmetro do meio filtrante (cm) | 6,35 | 11,3 |
| Área de filtração (cm ³) | 31,65 | 100,29 |
| Massa do papel de filtro seco (g) | 0,28 | 1,23 |
| Massa do papel de filtro molhado (g) | 0,67 | 3,08 |
| Densidade do sólido - ρ_s (g/cm ³) | 2,7 | 2,7 |
| Densidade do filtrado - ρ_f (g/cm ³) | 1,00 | 1,00 |
| Viscosidade do filtrado - μ (cP) | 1,00 | 1,00 |

4.4.1 Determinação de parâmetros sem erosão da torta

Os experimentos com fluido base água foram conduzidos conforme procedimento descrito anteriormente e utilizando-se a célula de filtração menor, com um volume de aproximadamente 250 cm³. O experimento teve duração de uma hora. Na primeira meia hora aplicou-se uma pressão de 200 psi sem cisalhamento e posteriormente a pressão aplicada ao sistema foi de 1000 psi. A taxa de cisalhamento manteve-se a mesma, dessa forma não ocorreu o fenômeno da erosão da torta de filtração.

A Tabela 25 apresenta os dados experimentais obtidos que foram utilizados na determinação dos parâmetros da torta.

Tabela 25. Dados experimentais de volume de filtrado e *Slowness* para fluido base água do estudo de caso II, papel de filtro como meio filtrante sem cisalhamento da torta.

| Tempo de filtração (min) | Volume de filtrado (cm ³) | <i>Slowness</i> (s/cm) |
|--------------------------|---------------------------------------|------------------------|
| 0,00 | 0 | 7944 |
| 2,13 | 0,51 | 38538 |
| 10,25 | 0,91 | 42053 |
| 21,10 | 1,4 | 45976 |
| 30,78 | 1,8 | 36085 |
| 40,28 | 2,3 | 60774 |
| 53,08 | 2,7 | 75414 |

Com o objetivo de obter os parâmetros de filtração, plotou-se tempo de filtração *versus Slowness*. As Figuras 38 e 39 apresentam a curva de filtração (tempo *versus* massa de filtrado) e o gráfico de *Slowness*, respectivamente.

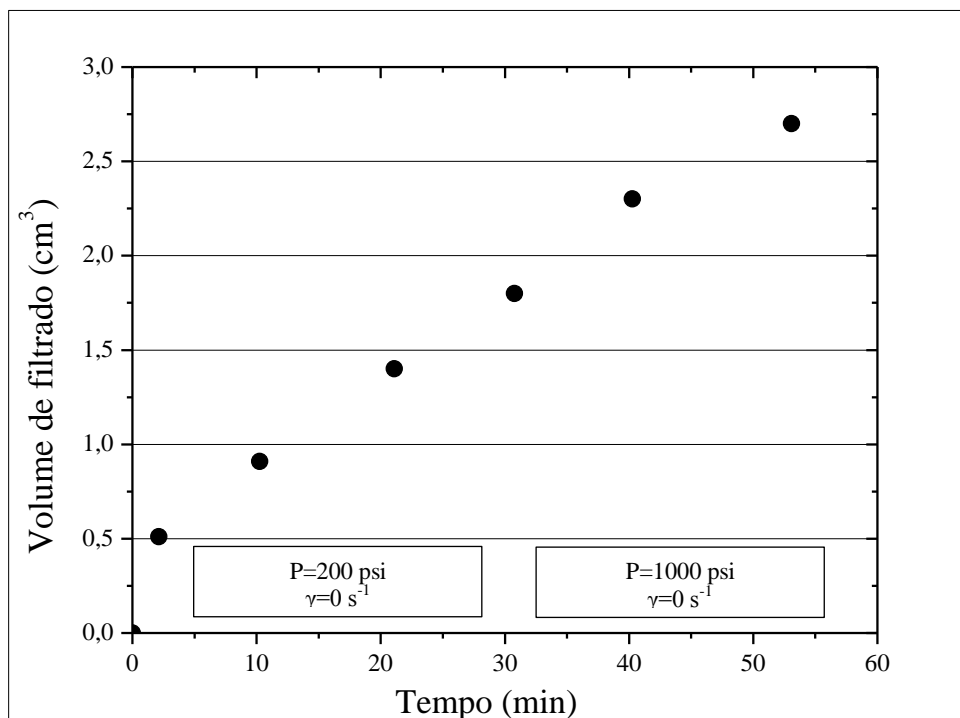


Figura 38. Dados de volume de filtrado em função do tempo de filtração para fluido base água do estudo de caso II e papel de filtro como meio filtrante, sem cisalhamento da torta.

A Figura 38 apresenta uma curva típica de filtração. Percebe-se que através desta curva não é possível perceber a alteração causada pela pressurização do sistema.

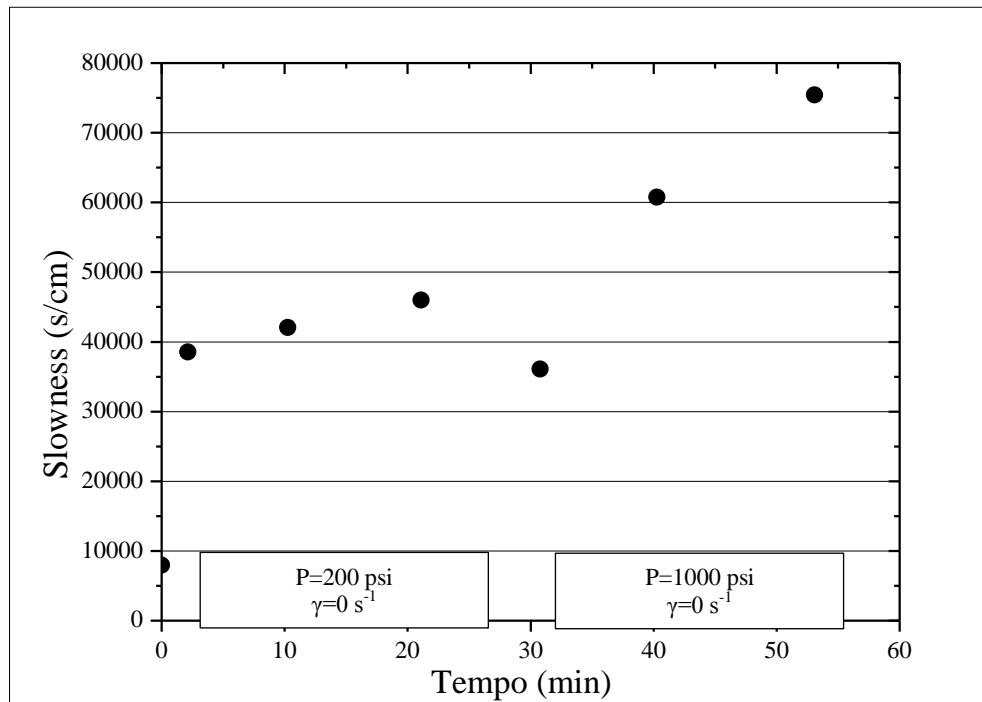


Figura 39. Dados de *Slowness* em função do tempo de filtração para fluido base água do estudo de caso II e papel de filtro como meio filtrante, sem cisalhamento da torta.

Na Figura 39 são apresentados dados de *Slowness* em função do tempo de filtração. A variação da pressão aplicada ao sistema pode ser percebida nesta figura. Nota-se que ao ser aplicada uma pressão maior no sistema ocorre uma queda no valor de *Slowness*, pois ao pressurizar a célula a taxa de filtrado aumenta.

Para a obtenção de dados de filtração para a emulsão tentou-se utilizar a célula de filtração com volume de 250 cm^3 (menor). Entretanto não foi obtido resultado de filtrado no tempo esperado. Neste caso, utilizou-se uma célula com maior volume de aproximadamente 900 cm^3 . Com esta célula os dados de filtração foram obtidos com qualidade.

O experimento teve duração de uma hora. Nos 30 minutos iniciais aplicou-se uma pressão de 300 psi e nos 30 minutos finais a pressão aplicada ao sistema foi de 1000 psi. Este experimento foi conduzido sem taxa de cisalhamento, ou seja, sem erosão da torta de filtração.

A Tabela 26 apresenta os dados experimentais obtidos para o experimento com emulsão.

Tabela 26. Dados experimentais de volume de filtrado e *Slowness* para emulsão do estudo de caso II, papel de filtro como meio filtrante, sem cisalhamento da torta.

| Tempo de filtração (min) | Volume de filtrado (cm ³) | <i>Slowness</i> (s/cm) |
|--------------------------|---------------------------------------|------------------------|
| 0,00 | 0,00 | 1823 |
| 0,13 | 0,44 | 2799 |
| 0,33 | 0,87 | 12080 |
| 1,22 | 1,31 | 72936 |
| 6,55 | 1,75 | 119879 |
| 15,12 | 2,18 | 182569 |
| 28,47 | 2,62 | 219493 |
| 44,52 | 3,06 | 237658 |
| 61,50 | 3,49 | 154306 |
| 72,78 | 3,93 | 172312 |
| 85,38 | 4,37 | 200575 |
| 99,72 | 4,80 | 222228 |

As Figuras 40 e 41 apresentam a curva de filtração e o gráfico de *Slowness* obtido para este experimento, respectivamente.

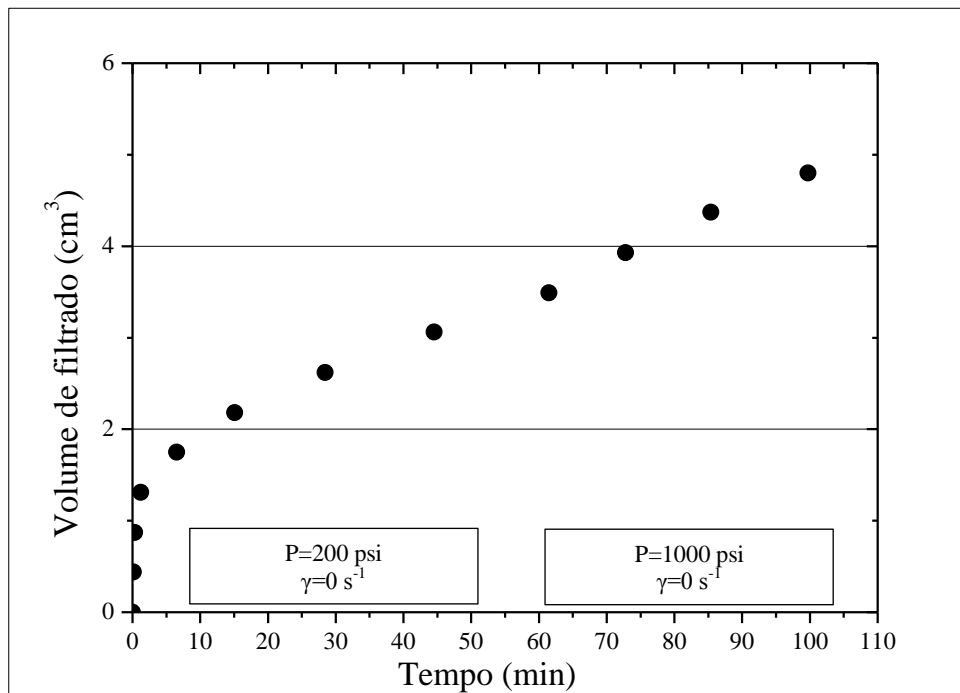


Figura 40. Dados de volume de filtrado em função do tempo de filtração para emulsão do estudo de caso II e papel de filtro como meio filtrante, sem cisalhamento da torta.

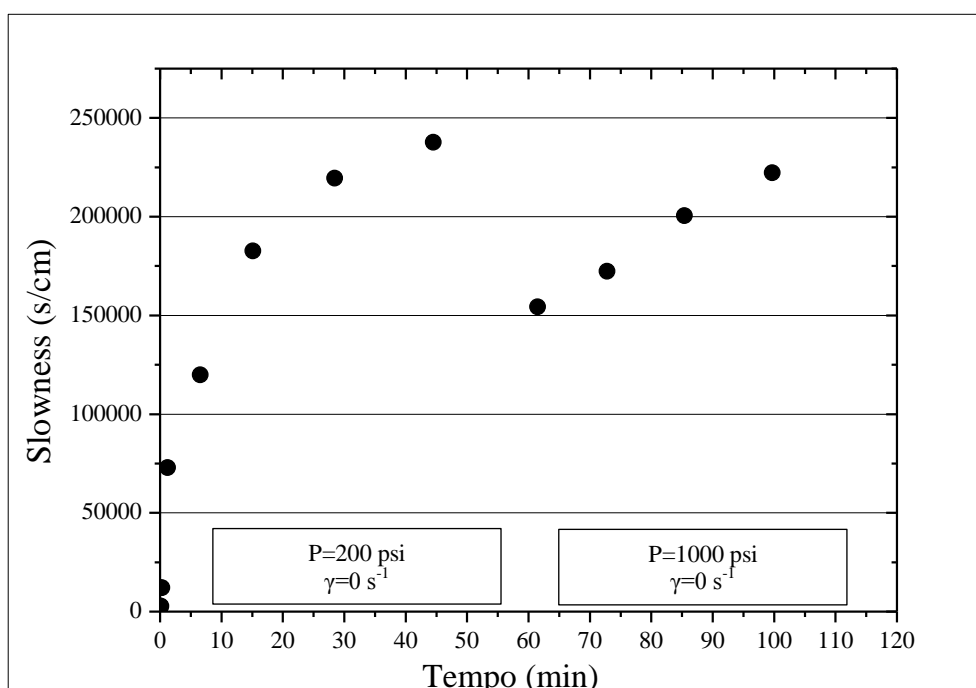


Figura 41. Dados de *Slowness* em função do tempo de filtração para emulsão do estudo de caso II e papel de filtro como meio filtrante, sem cisalhamento da torta.

Assim como ocorreu no experimento realizado com fluido base água não é possível visualizar a alteração ocorrida no sistema devido a pressurização da célula analisando-se a curva de filtração (Figura 40). Foi preciso o gráfico de *Slowness* apresentado na Figura 41, onde é possível visualizar uma queda no valor de *Slowness* com o incremento da pressão. Esse incremento gera um aumento na taxa de filtrado e conseqüentemente uma diminuição no valor de *Slowness*.

Utilizando-se as Figuras 39 e 41 foi possível identificar os pares de pressão e *Slowness* que serão utilizados na determinação dos parâmetros. A massa das tortas de filtração foi aferida ao serem retiradas da célula de filtração e após secas em estufa. Verificou-se também a espessura das tortas formadas. Os resultados obtidos estão dispostos na Tabela 27.

Tabela 27. Dados experimentais para fluidos do estudo de caso II, papel de filtro como meio filtrante, sem cisalhamento da torta.

| Dado coletado | Fluido base água | Emulsão |
|---|------------------|---------|
| Espessura da torta – e (mm) | 1 | 4 |
| Massa papel + torta molhada (g) | 3,75 | 61,08 |
| Massa papel + torta seca (g) | 1,62 | 27,02 |
| <i>Slowness</i> 1 – S_1 (s/cm) | 45976 | 237658 |
| <i>Slowness</i> 2 – S_2 (s/cm) | 36085 | 154306 |
| Pressão 1 – P_1 (psi) | 200 | 300 |
| Pressão 2 – P_1 (psi) | 1000 | 1000 |
| Tempo de filtração para <i>Slowness</i> 1 (s) | 1266 | 2671 |

A partir dos dados apresentados nas Tabelas 25, 26 e 27 e através das equações do modelo de Dewan & Chenevert (2001), foi possível obter os parâmetros de filtração. A Tabela 28 apresenta os parâmetros que foram determinados bem com as equações que foram utilizadas.

Tabela 28. Parâmetros a serem determinados e equações utilizadas sem cisalhamento de torta.

| Símbolo | Parâmetro | Equação | Nº Equação |
|--------------|------------------------------|---|------------|
| ϕ_{mc0} | Porosidade de referência | $\phi_{mc0} = \frac{\alpha}{\alpha + \frac{\rho_f}{\rho_g}}$ | 20 |
| T_{mc0} | Espessura da torta | $T_{mc0} = \frac{P_{molhado}}{A \cdot (1 - \phi_{mc0}) \cdot \rho_g}$ | 22 |
| k_{mc0} | Permeabilidade de referência | $k_{mc0} = 14700 \cdot \frac{m\mu s}{P^{(1-v)} \left(1 - s - \frac{\phi_{mc0}}{P^{\delta v}}\right)}$ | 24 |
| v | Índice de compressibilidade | $v = 1 - \frac{\log(S_1/S_2)}{\log(P_2/P_1)}$ | 23 |

De acordo com os autores, o valor padrão utilizado para o multiplicador delta (δ) é 0,1, portanto adotou-se este valor para calcular os parâmetros que estão dispostos na Tabela 29.

Tabela 29. Parâmetros de torta para fluidos do estudo de caso II sem erosão de torta.

| Parâmetro | Fluido base água | Emulsão |
|---|----------------------|----------------------|
| Massa da torta seca - sólidos (g) | 1,34 | 25,79 |
| Massa da torta molhada(g) | 3,08 | 58,00 |
| Volume de sólidos – V_S (cm ³) | 0,5 | 9,55 |
| Volume de vazios – V_V (cm ³) | 1,74 | 32,21 |
| Porosidade da torta – ϕ | 0,78 | 0,77 |
| Parâmetro α | 1,30 | 1,25 |
| Porosidade de referência – ϕ_{mc0} | 0,78 | 0,77 |
| Espessura da torta – T_{mc0} (mm) | 0,71 | 4,16 |
| Índice de compressibilidade – v | 0,85 | 0,64 |
| Parâmetro m (cm ² /s) | $1,20 \cdot 10^{-6}$ | $9,46 \cdot 10^{-8}$ |
| Permeabilidade de referência – k_{mc0} (mD) | $4,04 \cdot 10^{-3}$ | $6,97 \cdot 10^{-5}$ |

Ao comparar os parâmetros das tortas obtidas para o fluido base água e emulsão, apresentados na Tabela 29, nota-se algumas diferenças. A torta formada a partir do fluido base água é mais compressível e permeável que a formada pela emulsão. Houve também uma diferença na espessura das tortas formadas. Percebe-se que a torta da emulsão é mais espessa quando comparada à torta do fluido base água. Essas diferenças ocorrem devido às gotículas de água emulsionadas presentes na emulsão que limitam a quantidade de filtrado obtida durante o processo de filtração, além de tornar a torta menos compressível e permeável. A porosidade das tortas formadas pode ser considerada a mesma.

As equações de permeabilidade e porosidade da torta assumem a forma das Equações apresentadas na Tabela 30.

Tabela 30. Equações de permeabilidade e porosidade da torta para fluidos base água e emulsão do estudo de caso II.

| Equação | Fluido base água | Emulsão |
|----------------|---|---|
| Permeabilidade | $k_{mc}(t) = \frac{4,04 \cdot 10^{-3}}{P_{mc}^{0,85}(t)}$ | $k_{mc}(t) = \frac{6,97 \cdot 10^{-5}}{P_{mc}^{0,64}(t)}$ |
| Porosidade | $\phi_{mc}(t) = \frac{0,78}{P_{mc}^{0,1 \cdot 0,85}(t)}$ | $\phi_{mc}(t) = \frac{0,77}{P_{mc}^{0,1 \cdot 0,64}(t)}$ |

As espessuras das tortas foram obtidas experimentalmente com o auxílio de uma régua em micro escala. Ao calcular essas espessuras utilizando o modelo proposto por Dewan & Chenevert (2001) foram obtidos valores satisfatórios para ambas as tortas, considerando-se que a incerteza de medição da régua é de 0,5 mm.

Dewan & Chenevert (2001) realizaram um experimento com fluido de perfuração base água para determinação de parâmetros. Inicialmente aplicou-se uma pressão de 300 psi e posteriormente aumentou-se para 1000 psi, sem cisalhamento de torta. A Tabela 31 apresenta os parâmetros obtidos pelos autores comparados aos obtidos nesta dissertação.

Tabela 31. Parâmetros sem erosão de torta obtidos por Dewan & Chenevert (2001) em comparação com os obtidos nesta dissertação.

| Parâmetro | Fluido base água | Emulsão | Fluido base água (DEWAN & CHENEVERT, 2001) |
|---|----------------------|----------------------|--|
| Porosidade de referência – ϕ_{mc0} | 0,78 | 0,77 | 0,59 |
| Espessura da torta – T_{mc0} (mm) | 0,71 | 4,16 | 2,5 |
| Índice de compressibilidade – ν | 0,85 | 0,64 | 0,52 |
| Permeabilidade de referência – k_{mc0} (mD) | $4,04 \cdot 10^{-3}$ | $6,97 \cdot 10^{-5}$ | $1,66 \cdot 10^{-3}$ |

Analisando os parâmetros obtidos por Dewan & Chenevert (2001) percebe-se que estes diferem dos obtidos neste trabalho, devido à natureza dos fluidos de perfuração. Embora estes possuam a mesma base produziram parâmetros diferentes.

Os autores fizeram uma simulação para encontrar os parâmetros ótimos para este experimento e encontraram os seguintes valores: $\nu=0,63$ e $k_{mc0}=0,00295$ md. Estes se aproximam mais dos parâmetros encontrados neste trabalho.

4.4.2 Determinação de parâmetros com erosão da torta

Estes experimentos tiveram o objetivo de determinar parâmetros de filtração considerando a erosão da torta de filtração formada e utilizando o modelo de filtração proposto por Dewan & Chenevert (2001).

Os experimentos foram conduzidos na célula de filtração com volume de aproximadamente 250 cm^3 utilizando-se papel de filtro como meio filtrante e fluido base água do estudo de caso II. Ambos os experimentos tiveram duas horas de duração. No experimento 1 aplicou-se uma pressão de 500 psi e 320 rotações por minuto. No experimento 2, a pressão utilizada foi 1000 psi e 580 rotações por minuto. As rotações de 320 e 580 rpm correspondem a taxas de cisalhamento de 125,06 e 226,68 s^{-1} , respectivamente.

As Figuras 42 e 43 apresentam as curvas e filtração obtidas para os experimentos 1 e 2, respectivamente.

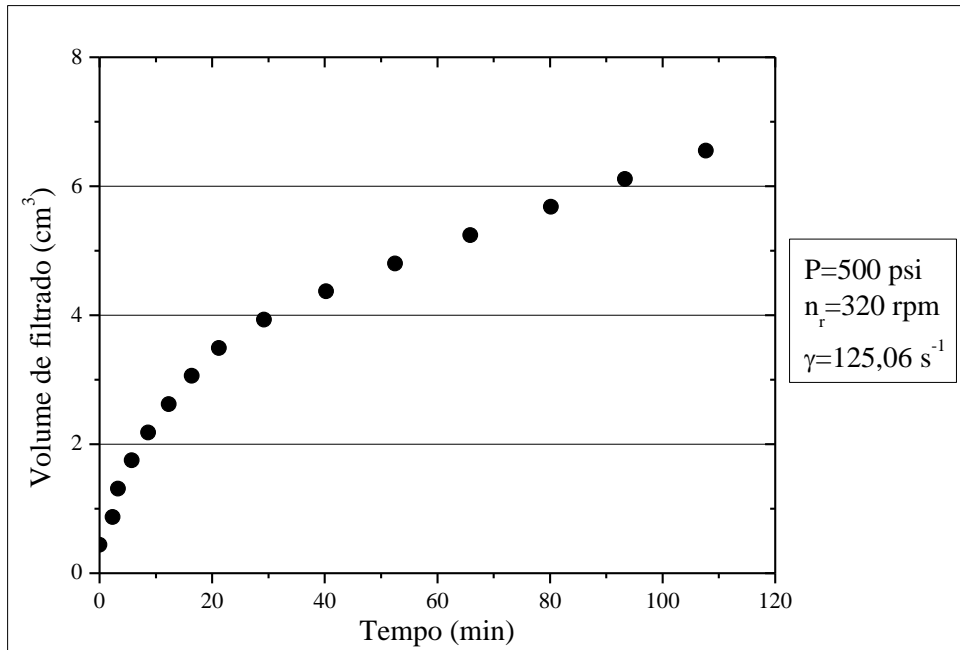


Figura 42. Dados de volume de filtrado em função do tempo de filtração para fluido base água do estudo de caso II e papel de filtro como meio filtrante, com cisalhamento da torta – Experimento 1.

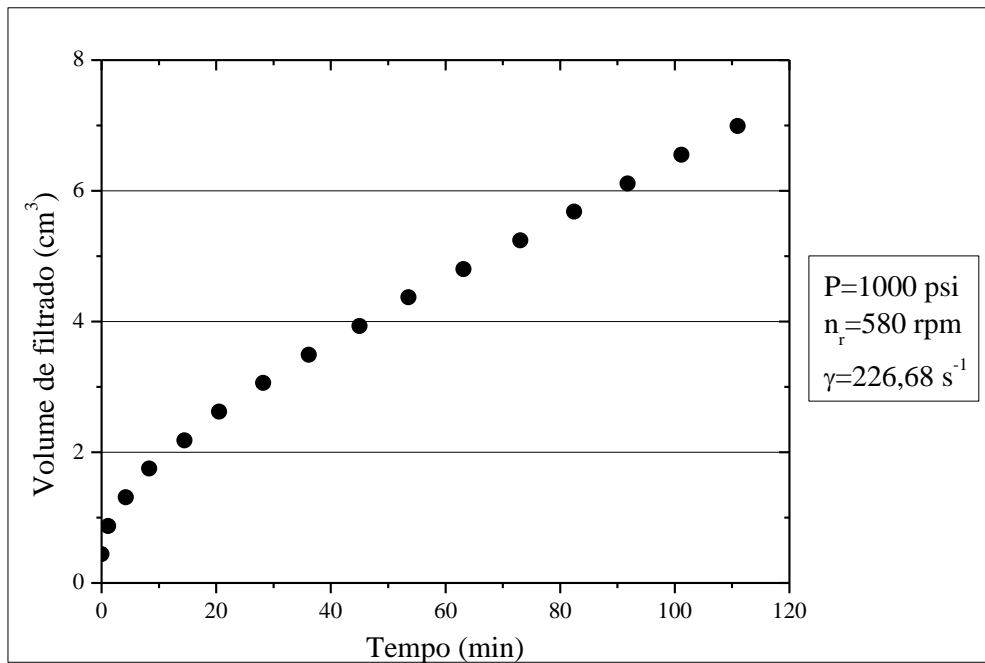


Figura 43. Dados de volume de filtrado em função do tempo de filtração para fluido base água do estudo de caso II e papel de filtro como meio filtrante, com cisalhamento da torta – Experimento 2.

Os dados experimentais obtidos para os dois experimentos com cisalhamento de torta estão dispostos na Tabela 32.

Tabela 32. Dados experimentais para fluido base água do estudo de caso II e papel de filtro como meio filtrante, com cisalhamento da torta.

| Dado coletado | Experimento 1 | Experimento 2 |
|---------------------------------|---------------|---------------|
| Espessura da torta (mm) | 1 | 0,9 |
| Massa papel + torta molhada (g) | 2,89 | 2,81 |
| Massa papel + torta seca (g) | 1,34 | 1,33 |

A partir dos dados coletados experimentalmente e através das equações do modelo de Dewan & Chenevert (2001) obteve-se os parâmetros de filtração. A Tabela 33 apresenta os parâmetros que foram obtidos pelo modelo e as respectivas equações que foram utilizadas.

Tabela 33. Parâmetros a serem determinados e equações utilizadas considerando o cisalhamento da torta.

| Símbolo | Parâmetro | Equação | Nº Equação |
|--------------|------------------------|---|------------|
| T_{mc0} | Espessura da torta | $T_{mc0} = \frac{P_{molhado}}{A \cdot (1 - \phi_{mc0}) \cdot \rho_g}$ | 22 |
| γ | Taxa de cisalhamento | $\gamma = \frac{2 \cdot \pi \cdot n_r}{\tan \theta}$ | 26 |
| ϕ_{mc0} | Porosidade da torta | $\phi_{mc0} = \frac{\alpha}{\alpha + \frac{\rho_f}{\rho_g}}$ | 20 |
| τ_{mc0} | Tensão de cisalhamento | $\tau_{mc} = \tau_{mc0} + 68950 f_e \cdot P_{mc} \left(\frac{d_m}{T_{mc}} \right)^{\frac{1}{1-\nu}}$ | 4 |
| f_e | Coefficiente de atrito | | |

Segundo Dewan & Chenevert (2001), o ângulo que o cone forma com a horizontal igual é igual a 15°, a distância do interior da torta até a superfície é 0,002 cm. Portanto estes valores foram adotados para obtenção dos parâmetros. O fator de compressibilidade foi obtido anteriormente e é igual a 0,85. Os parâmetros obtidos estão apresentados na Tabela 34.

Tabela 34. Parâmetros de torta para fluido base água do estudo de caso II com erosão de torta.

| Parâmetro | Experimento 1 | Experimento 2 |
|--|---------------|---------------|
| Massa da torta seca - sólidos (g) | 1,06 | 1,05 |
| Massa da torta molhada (g) | 2,22 | 2,14 |
| Volume de sólidos - V_S (cm ³) | 0,39 | 0,39 |
| Volume de vazios - V_V (cm ³) | 1,16 | 1,09 |
| Porosidade da torta - ϕ | 0,75 | 0,74 |
| Parâmetro α | 1,09 | 1,04 |
| Porosidade de referência - ϕ_{mc0} | 0,75 | 0,74 |
| Espessura da torta - T_{mc0} (mm) | 0,49 | 0,47 |
| Taxa de cisalhamento - γ | 125,06 | 226,68 |
| Tensão de cisalhamento - τ_{mc} | 274,33 | 358,51 |
| Resistência ao cisalhamento - τ_{mc0} (dina/cm ²) | | 223,02 |
| Coefficiente de atrito - f_e | | 2715,38 |

A equação de tensão de cisalhamento para fluido base água do estudo de caso I e cisalhamento de torta assume a forma da Equação 36.

$$\tau_{mc} = 223,02 + 68950 \cdot 2715,38 \cdot P_{mc} \left(\frac{0,002}{T_{mc}} \right)^{\frac{1}{1-0,85}} \quad (36)$$

Analisando-se os parâmetros para a erosão da torta de filtração listados na Tabela 34, percebe-se que para ambos os experimentos a tensão de cisalhamento é superior à resistência ao cisalhamento. Isso significa dizer que ocorreu a erosão das tortas de filtração. Quando a erosão ocorre, a espessura da torta diminui o que por sua vez causa um aumento da resistência ao cisalhamento da mesma. Percebe-se também que a tensão de cisalhamento é maior na torta formada para o experimento 2, o que implica dizer que nesse experimento o processo de erosão foi maior quando comparado ao experimento 1.

Assim como ocorreu no experimento realizado sem cisalhamento da torta de filtração, os parâmetros obtidos por Dewan & Chenevert (2001) diferem dos obtidos neste trabalho. A Tabela 35 apresenta os parâmetros obtidos por Dewan & Chenevert (2001) comparados aos obtidos nesta dissertação.

Tabela 35. Parâmetros com erosão de torta obtidos por Dewan & Chenevert (2001) em comparação com os obtidos nesta dissertação.

| Parâmetro | Experimento 1 | Experimento 2 | Dewan & Chenevert (2001) |
|---|---------------|---------------|--------------------------|
| Porosidade de referência – ϕ_{mc0} | 0,75 | 0,74 | 0,60 |
| Espessura da torta – T_{mc0} (mm) | 0,49 | 0,47 | 0,78 / 1,22 |
| Taxa de cisalhamento – γ | 125,06 | 226,68 | 700 / 500 |
| Tensão de cisalhamento – τ_{mc} | 274,33 | 358,51 | 239,18 / 193,75 |
| Resistência ao cisalhamento – τ_{mc0} (dina/cm ²) | 223,02 | | 191 |
| Coefficiente de atrito – f_e | 2715,38 | | 179 |

5 CONCLUSÕES

Os experimentos realizados com papel de filtro permitiram avaliar o efeito da torta formada com os diferentes tipos de fluido, além de comparar o efeito das propriedades dos fluidos de perfuração no processo de formação da torta de filtração. Esses experimentos permitiram concluir que o fluido base água produziu uma maior quantidade de filtrado.

Nos experimentos utilizando rocha reservatório foi possível avaliar a interação dos fluidos de perfuração com as rochas e concluir que o fluido base óleo proporcionou uma maior quantidade de filtrado.

Em ambos os meios filtrantes a emulsão produziu uma menor quantidade de filtrado quando comparado aos demais fluidos. Isso ocorreu devido à presença das gotículas de água emulsionadas que limitaram a quantidade de filtrado através da obstrução dos poros formados pelas partículas sólidas e dos poros das rochas.

Analisando os resultados concluiu-se que a emulsão apresenta os resultados esperados e é o melhor fluido para que operar nas perfurações de poços de petróleo. Isso ocorre devido à emulsão formar uma torta ou reboco mais fino e produzir uma menor quantidade de filtrado, caracterizando pouca invasão de fluido na formação rochosa, preservando o reservatório.

O cisalhamento alto imposto ao sistema gerou uma interferência destrutiva na torta de filtração, ocorrendo erosão da mesma e permitindo que o volume de filtrado fosse alterado de acordo com o tipo de rocha utilizada. Concluiu-se que altas taxas de cisalhamento permitem uma maior quantidade de filtrado quando comparado a taxas de cisalhamento baixo.

Nos experimentos realizados sem erosão da torta de filtração verificou-se que a torta formada a partir do fluido base água é mais compressível e permeável, além de menos espessa que a formada pela emulsão.

Foi possível verificar através do modelo de filtração que ocorreu erosão da torta de filtração nos dois experimentos realizados.

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Um próximo passo para dar continuidade aos estudos sobre filtração e invasão de fluidos na formação rochosa é avaliar os modelos de filtração e analisar a qualidade dos parâmetros de permeabilidade, porosidade e tensão de cisalhamento obtidos neste trabalho.

Outro passo é a realização de experimentos para a determinação de parâmetros da torta de filtração utilizando-se fluidos de outra natureza. Dessa forma será possível avaliar a influência da natureza do fluido sobre os parâmetros obtidos, além de verificar se fluidos distintos, porém de mesma base podem fornecer parâmetros diferentes.

É sugerida também a utilização de fluidos sintetizados no laboratório para um melhor controle das propriedades dos mesmos.

Como última sugestão a análise dos parâmetros obtidos para resistência ao cisalhamento e fator de atrito. Obtenção desses parâmetros utilizando-se diferentes fluidos para um melhor entendimento.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AL-RIYAMY, K.; SHARMA, M. Filtration Properties of Oil-in-Water Emulsions Containing Solids. **SPE Drilling & Completion**, 2004.
- AMORIM, L. V. Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – CCT, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande – PB, 2003.
- ARAÚJO, C. A. O. Estudo da Filtração Cruzada em Geometria Cilíndrica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – IT/DEQ, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica – RJ, 2010.
- ASME SHALE SHAKER COMMITTEE. Drilling Fluids Processing – Handbook. Editora Elsevier. Oxford, UK, 2005.
- BAILEY, L.; BOEK, E.; JACQUES, S.; BOASSEN, T.; SELLE, O.; ARGILLIER, J. F.; LONGERON, D. Particulate Invasion From Drilling Fluids. **Society of Petroleum Engineer**, SPE 54762, 1999.
- BOURGOYNE, A. T.; MILLHEIM, K. K.; CHENEVERT, M. E.; YOUNG JR., F. S. Applied drilling engineering. **Society of Petroleum Engineers**, Richardson – TX , Second Print, 1991.
- CHESSER, B. G.; CLARK, D. E.; WISE, W. V. Dynamic and Static Filtrate-Loss Techniques for Monitoring Filter-Cake Quality Improves Drilling-Fluid Performance. **SPE Drilling & Completion**, New Orleans, SPE 20439, p. 189-192, 1994.
- CHURCHILL, S.W. Rev. Latino Am. Transf. Cal. Mat. 7, p. 207-229, 1983. *Apud* FERRIERA, A. S.; MASSARANI, G. Physical-mathematical modeling of crossflow filtration. **Chemical Engineering Journal**, 111, p.199-204, 2005.
- DEWAN, J. T.; CHENEVERT, M. E. A Model for Filtration of Water base Mud During Drilling. Determination of Mudcake Parameters. **Pethrophysics**, p. 237-249, 2001.
- ERSHAGHI, I.; AZARI, M. Modeling of Filter Cake Buildup Under Dynamic-Static Conditions. **Society of Petroleum Engineers of AIME**, SPE 8902, Los Angeles – CA, 1980.
- FERRIERA, A. S.; MASSARANI, G. Physical-mathematical modeling of crossflow filtration. **Chemical Engineering Journal**, 111, p.199-204, 2005.
- FISHER, K. A.; CHIU, T. W.; WAKEMAN, R. J.; MEURIC, O. F. G. A numerical procedure for modeling mud cake growth and fluid invasion during drilling. **Proceedings American Filtration Society Conference on Drilling and Completion Fluid Filtration**. Lafayette – LA, p. 50-56, 1998.
- JIAO, D.; SHARMA, M. M. Formation Damage Due to Static and Dynamic Filtration of Water-Based Muds. **Society of Petroleum Engineers**, Louisiana, SPE 23823, p. 491-501, 1992.

JIAO, D.; SHARMA, M. M. Investigation of Dynamic Mud Cake Formation: The Concept of Minimum Overbalance Pressure. **Society of Petroleum Engineers**, Texas, Houston, SPE 26323, p. 79-90, 1993.

LAKE, L. W.; *et al.* Petroleum Engineering Handbook. **Society of Petroleum Engineers**. Volume II, U. of Texas at Austin, 2006.

LIMA, H. R. Perfuração de Poços de Petróleo: Sistema de Circulação, Curso promovido pela ANP/PRH-25, UFPB, Campina Grande, 2001. *Apud* AMORIM, L.V. Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – CCT, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande – PB, 2003.

LU, W. M.; JU, S. C. Selective particle deposition in crossflow filtration, 1989. *Apud* DEWAN, J. T.; CHENEVERT, M. E. A Model for Filtration of Water base Mud During Drilling. Determination of Mudcake Parameters. **Petrophysics**, p. 237-249, 2001.

MASSARANI, G. Fluidodinâmica em Sistemas Particulados. E-papers Serviços Editoriais, 2ª edição, Rio de Janeiro, 2002.

OTT, W. K. P. E.; WOODS, J. D. Modern Sandface Completion Practices – Handbook. **World Oil Magazine**, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2001.

PAIVA, O. P. Previsão de Injetividade Considerando Efeitos Térmicos e Erosão de Reboco Externo. Tese (Doutorado em Engenharia de Reservatório e de Exploração) – LENEP, Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé – RJ, 2006.

PERRY, R. H.; GREEN, D. W. Perry's Chemical Engineers' Handbook, 6ª e 7ª edição, McGraw-Hill.

THOMAS, J. E.; *et al.* Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Editora Interciência 2ª edição, Rio de Janeiro, 2004.

WALDMANN, A. T. A. Mecanismos que governam a efetividade de agentes obturantes no controle da invasão de fluidos de perfuração na rocha reservatório de petróleo. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Pontífica Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, 2005.

WALDMANN, A.; ANDRADE, A. R.; MARTINS, A. L.; LOMBA, R. F. T.; ARAGÃO, A. F. L. Sobre os Mecanismos Responsáveis por Minimizar a Invasão do Fluido de Perfuração na Rocha Reservatório. Pedra Azul, Domingos Martins, ENAHPE, 2006.

WU, J.; VERDÍN, C. T.; SEPEHRNOORI, K.; DELSHAD, M. Numerical Simulation of Mud-Filtrate Invasion in Deviated Wells. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, SPE 87919, p. 143-154, 2004.

8 ANEXO

ANEXO I. Dados da reologia dos fluidos base água, base óleo e emulsão do estudo de caso I.

Tabela 36. Dados experimentais de deflexão de ângulo obtidos com o FANN 35A para fluidos base água, base óleo e emulsão do estudo de caso I.

| Rotação (rpm) | Deflexão do ângulo (grau) - WBM | Deflexão do ângulo (grau) - OBM | Deflexão do ângulo (grau) – OBM emulsão |
|----------------------|--|--|--|
| 600 | 65 | 79 | 155 |
| 300 | 41 | 50 | 112 |
| 200 | 31 | 42 | 90 |
| 100 | 20 | 29 | 70 |
| 6 | 4 | 13 | 35 |
| 3 | 2 | 12 | 32 |

Tabela 37. Valores de viscosidade, tensão e taxa de cisalhamento obtidos para fluido base água do estudo de caso I.

| Rotação (rpm) | Viscosidade μ (cP) | Tensão de cisalhamento τ (dyn/cm²) | Taxa de cisalhamento γ (1/s) |
|----------------------|--|--|---|
| 600 | 32,50 | 331,94 | 1021,38 |
| 300 | 41,00 | 209,38 | 510,69 |
| 200 | 46,50 | 158,31 | 340,46 |
| 100 | 60,00 | 102,14 | 170,23 |
| 6 | 200,00 | 20,43 | 10,21 |
| 3 | 200,00 | 10,21 | 5,11 |

Tabela 38. Valores de viscosidade, tensão e taxa de cisalhamento obtidos para fluido base óleo do estudo de caso I.

| Rotação (rpm) | Viscosidade μ (cP) | Tensão de cisalhamento τ (dyn/cm²) | Taxa de cisalhamento γ (1/s) |
|----------------------|--|--|---|
| 600 | 39,50 | 403,44 | 1021,38 |
| 300 | 50,00 | 255,34 | 510,69 |
| 200 | 63,00 | 214,48 | 340,46 |
| 100 | 87,00 | 148,10 | 170,23 |
| 6 | 649,98 | 66,39 | 10,21 |
| 3 | 1199,97 | 61,28 | 5,11 |

Tabela 39. Valores de viscosidade, tensão e taxa de cisalhamento obtidos para emulsão do estudo de caso I.

| Rotação (rpm) | Viscosidade μ (cP) | Tensão de cisalhamento τ (dyn/cm²) | Taxa de cisalhamento γ (1/s) |
|----------------------|--|--|---|
| 600 | 77,50 | 791,55 | 1021,38 |
| 300 | 112,00 | 571,96 | 510,69 |
| 200 | 135,00 | 459,61 | 340,46 |
| 100 | 210,00 | 357,47 | 170,23 |
| 6 | 1749,96 | 178,74 | 10,21 |
| 3 | 3199,92 | 163,42 | 5,11 |

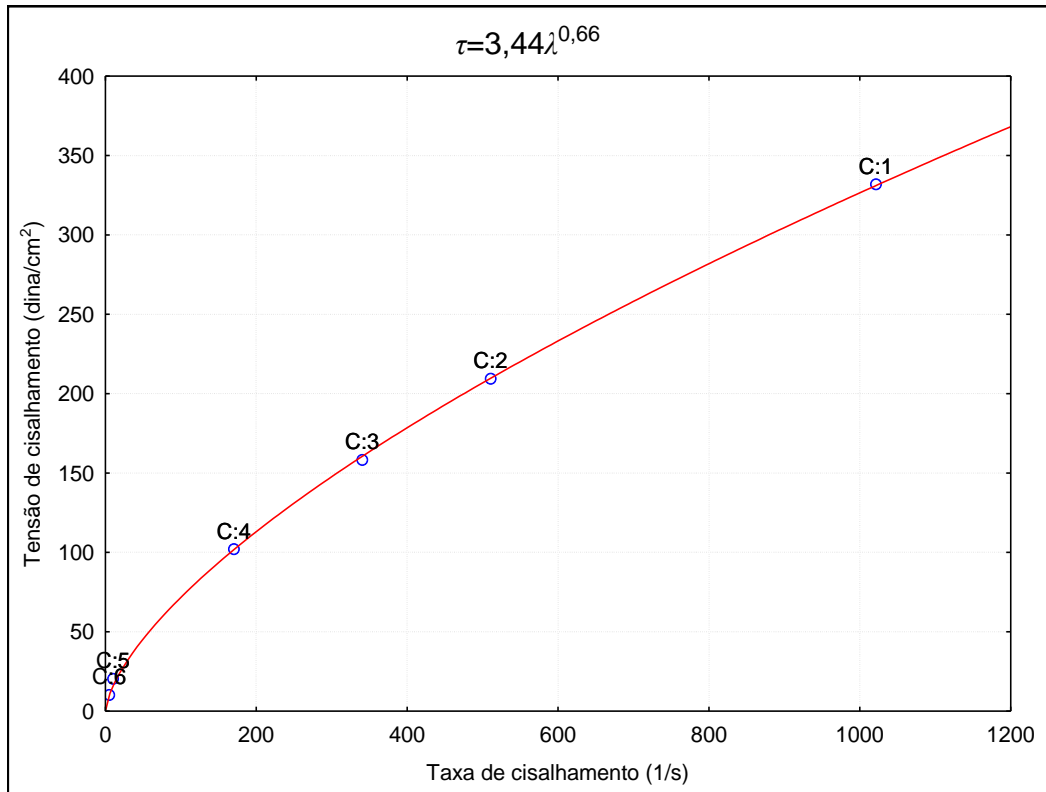


Figura 44. Tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento para fluido base água do estudo de caso I.

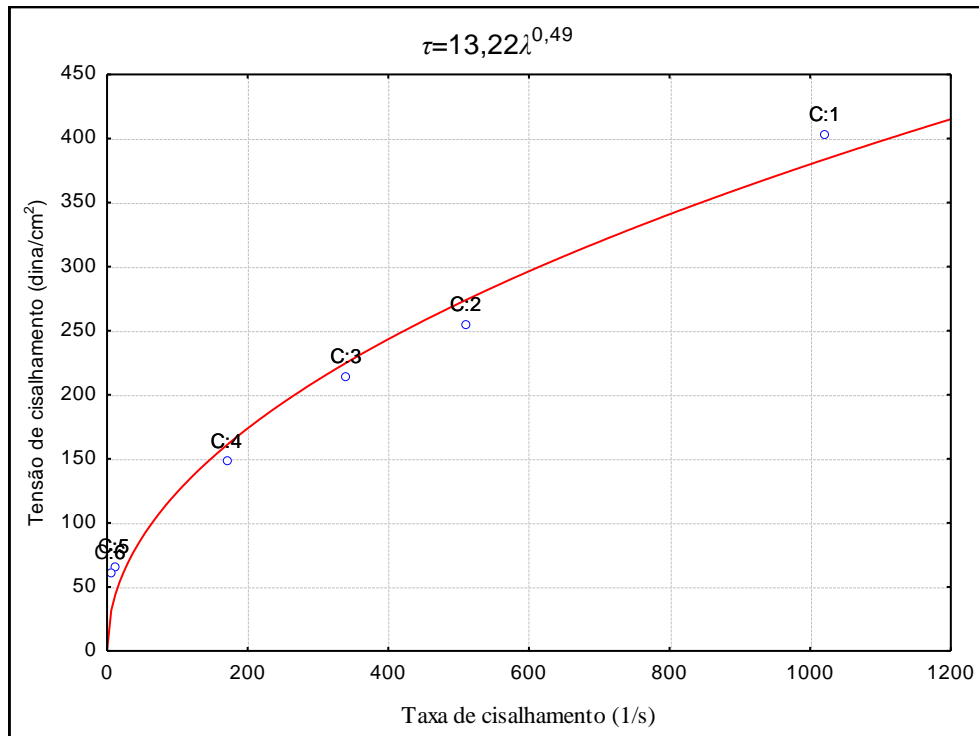


Figura 45. Tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento para fluido base óleo do estudo de caso I.

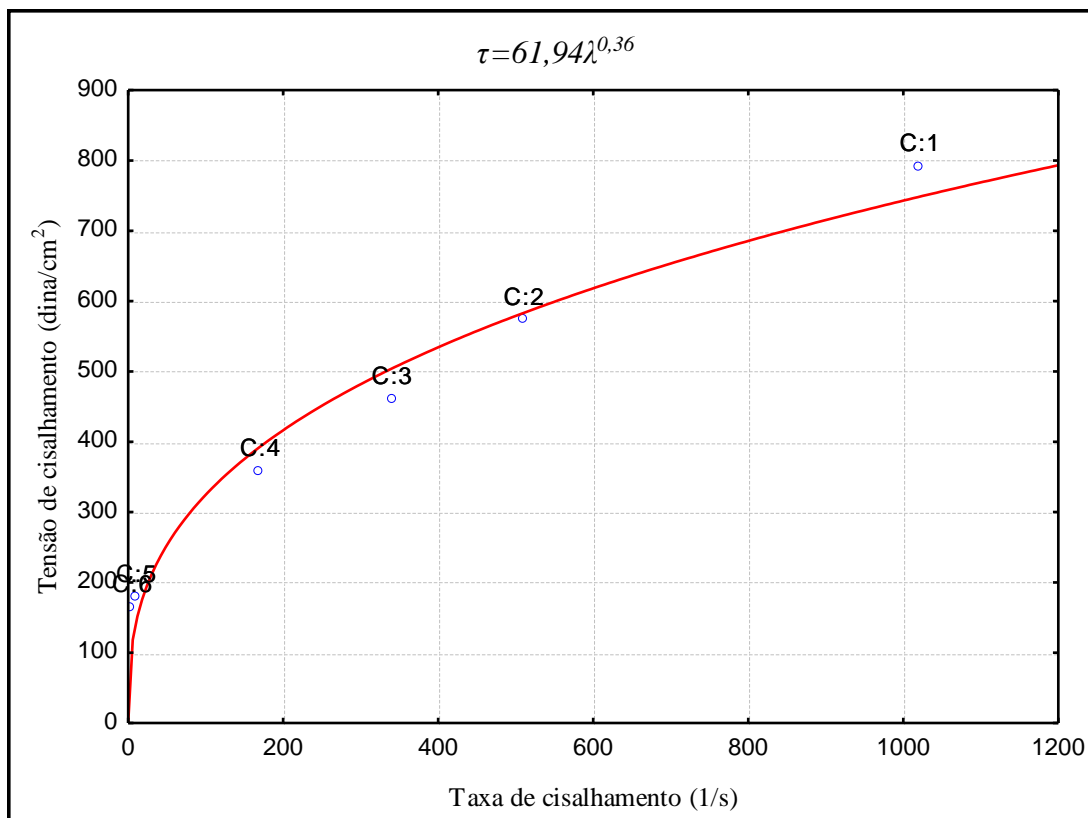


Figura 46. Tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento para emulsão do estudo de caso I.

ANEXO II. Dados da reologia dos fluidos base água e emulsão do estudo de caso II.

Tabela 40. Dados experimentais de deflexão de ângulo obtidos com o FANN 35A para fluidos base água e emulsão do estudo de caso II.

| Rotação (rpm) | Deflexão do ângulo (grau) - WBM | Deflexão do ângulo (grau) – OBM emulsão |
|----------------------|--|--|
| 600 | 146 | 45,5 |
| 300 | 101 | 24 |
| 200 | 83 | 17,5 |
| 100 | 60,5 | 10 |
| 6 | 22,5 | 2,5 |
| 3 | 18,5 | 2 |

Tabela 41. Valores de viscosidade, tensão e taxa de cisalhamento obtidos para fluido base água do estudo de caso II.

| Rotação (rpm) | Viscosidade μ (cP) | Tensão de cisalhamento τ (dyn/cm²) | Taxa de cisalhamento γ (1/s) |
|----------------------|--|--|---|
| 600 | 73,00 | 745,59 | 1021,38 |
| 300 | 101,00 | 515,78 | 510,69 |
| 200 | 124,50 | 423,86 | 340,46 |
| 100 | 181,50 | 308,96 | 170,23 |
| 6 | 1124,97 | 114,90 | 10,21 |
| 3 | 1849,96 | 94,48 | 5,11 |

Tabela 42. Valores de viscosidade, tensão e taxa de cisalhamento obtidos para emulsão do estudo de caso II.

| Rotação (rpm) | Viscosidade μ (cP) | Tensão de cisalhamento τ (dyn/cm²) | Taxa de cisalhamento γ (1/s) |
|----------------------|--|--|---|
| 600 | 22,75 | 232,36 | 1021,38 |
| 300 | 24,00 | 122,56 | 510,69 |
| 200 | 26,25 | 89,37 | 340,46 |
| 100 | 30,00 | 51,07 | 170,23 |
| 6 | 125,00 | 12,77 | 10,21 |
| 3 | 200,00 | 10,21 | 5,11 |

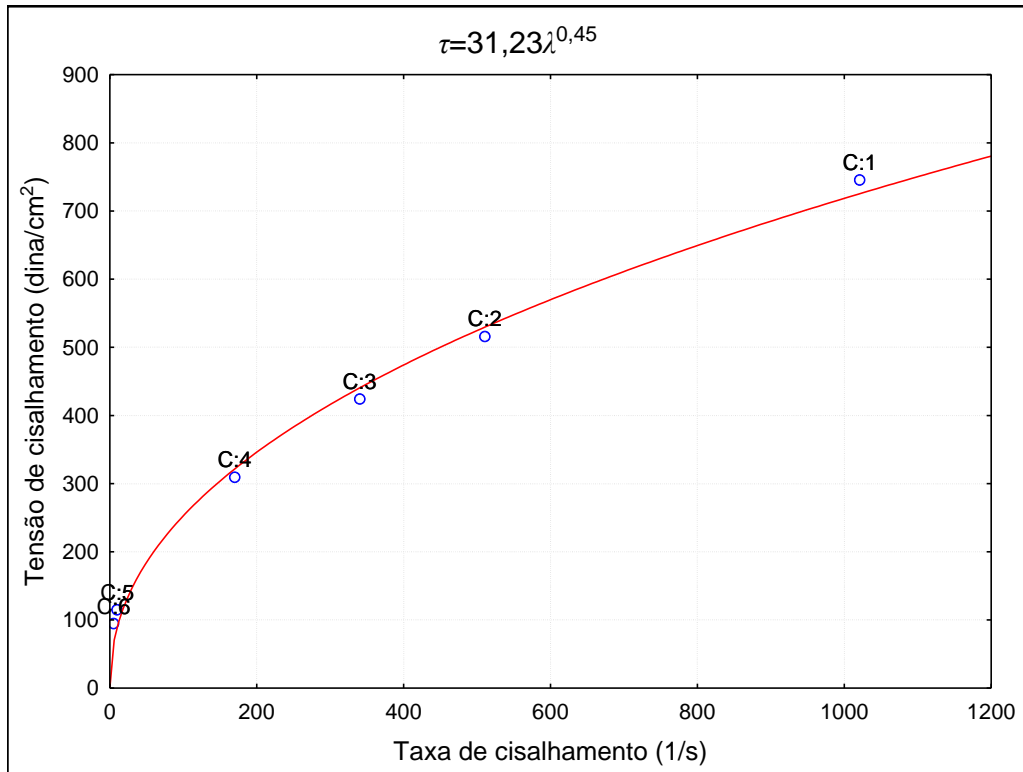


Figura 47. Tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento para fluido base água do estudo de caso I.

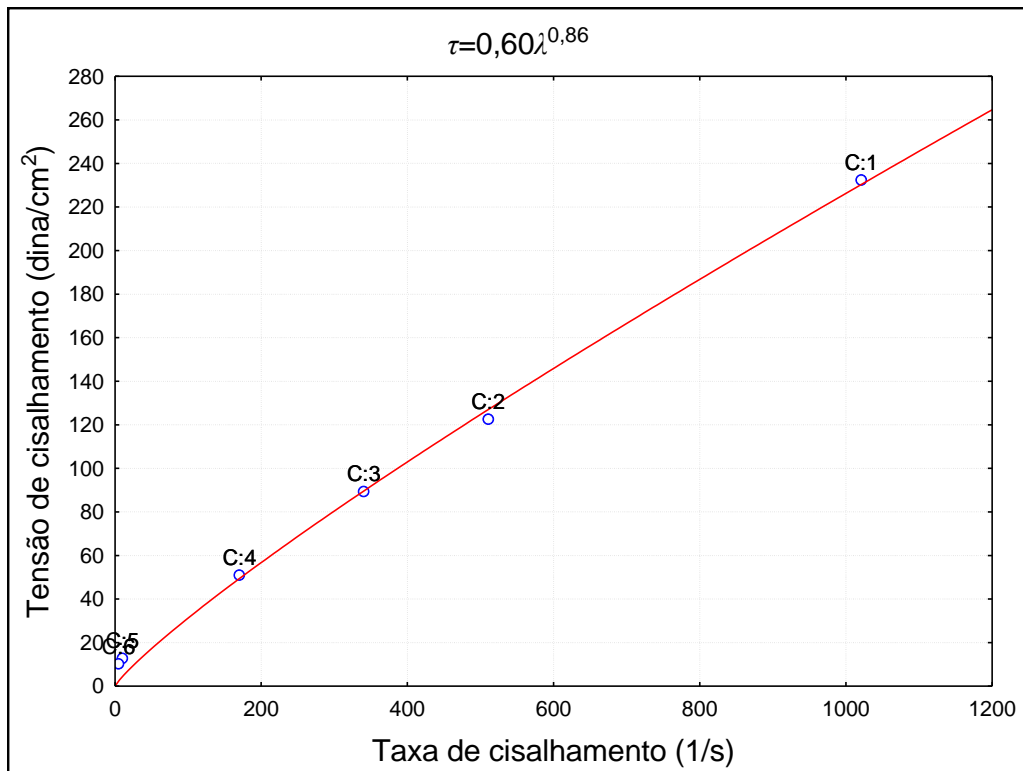


Figura 48. Tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento para emulsão do estudo de caso I.

ANEXO III. Dados experimentais obtidos com a célula de filtração HTHP.

Tabela 43. Dados experimentais de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I e papel de filtro como meio filtrante (continua).

| Tempo de filtração (min) | Massa de Filtrado (g) | | |
|--------------------------|-----------------------|------|-------------|
| | WBM | OBM | OBM emulsão |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0,08 | 0,91 | 0,11 | 0 |
| 0,10 | 0,91 | 0,11 | 0 |
| 0,12 | 0,23 | 0,11 | 0 |
| 0,13 | 0,45 | 0,11 | 0 |
| 0,18 | 0,45 | 0,23 | 0 |
| 0,22 | 0,45 | 0,34 | 0 |
| 0,23 | 0,45 | 0,45 | 0 |
| 0,32 | 0,45 | 0,45 | 0,11 |
| 0,33 | 0,45 | 0,45 | 0,23 |
| 0,35 | 0,45 | 0,45 | 0,11 |
| 0,37 | 0,45 | 0,45 | 0,23 |
| 0,40 | 0,91 | 0,45 | 0,23 |
| 0,42 | 0,91 | 0,45 | 0,45 |
| 1,60 | 1,02 | 0,45 | 0,45 |
| 1,63 | 0,91 | 0,45 | 0,45 |
| 1,65 | 1,02 | 0,45 | 0,45 |
| 1,67 | 1,25 | 0,45 | 0,45 |
| 1,72 | 1,36 | 0,45 | 0,45 |
| 1,73 | 1,14 | 0,68 | 0,45 |
| 1,75 | 1,02 | 0,91 | 0,45 |
| 1,80 | 1,14 | 0,91 | 0,45 |
| 1,82 | 1,25 | 0,91 | 0,45 |
| 1,83 | 1,36 | 0,91 | 0,45 |
| 3,83 | 1,59 | 0,91 | 0,45 |
| 3,85 | 1,82 | 0,91 | 0,45 |
| 6,68 | 1,93 | 0,91 | 0,45 |
| 6,7 | 2,16 | 0,91 | 0,45 |
| 6,72 | 2,27 | 0,91 | 0,45 |
| 8,15 | 2,27 | 1,59 | 0,45 |
| 8,17 | 2,27 | 1,82 | 0,45 |
| 8,21 | 2,27 | 1,70 | 0,45 |
| 8,23 | 2,27 | 1,59 | 0,45 |
| 8,28 | 2,27 | 1,70 | 0,45 |
| 8,30 | 2,27 | 1,82 | 0,45 |
| 8,33 | 2,27 | 1,70 | 0,45 |
| 8,37 | 2,27 | 1,82 | 0,45 |
| 8,38 | 2,27 | 1,7 | 0,45 |
| 8,42 | 2,27 | 1,82 | 0,45 |
| 11,47 | 2,27 | 1,82 | 0,68 |
| 11,50 | 2,27 | 1,82 | 0,57 |
| 11,52 | 2,27 | 1,82 | 0,68 |
| 11,55 | 2,27 | 1,82 | 0,8 |
| 11,57 | 2,27 | 1,82 | 0,91 |

Tabela 43. Continuação.

| | | | |
|-------|------|------|------|
| 13,22 | 2,27 | 2,05 | 0,91 |
| 13,23 | 2,27 | 2,27 | 0,91 |
| 13,28 | 2,27 | 2,16 | 0,91 |
| 13,32 | 2,27 | 2,27 | 0,91 |
| 14,17 | 2,84 | 2,27 | 0,91 |
| 14,18 | 3,07 | 2,27 | 0,91 |
| 14,20 | 3,18 | 2,27 | 0,91 |
| 19,25 | 3,41 | 2,27 | 0,91 |
| 19,27 | 3,64 | 2,27 | 0,91 |
| 25,10 | 3,75 | 2,27 | 0,91 |
| 25,12 | 3,98 | 2,27 | 0,91 |
| 25,13 | 4,09 | 2,27 | 0,91 |
| 27,17 | 4,09 | 2,84 | 0,91 |
| 27,18 | 4,09 | 3,18 | 0,91 |
| 31,83 | 4,32 | 3,18 | 0,91 |
| 31,85 | 4,55 | 3,18 | 0,91 |
| 36,18 | 4,55 | 3,30 | 0,91 |
| 36,20 | 4,55 | 3,52 | 0,91 |
| 36,22 | 4,55 | 3,64 | 0,91 |
| 36,23 | 4,55 | 3,52 | 0,91 |
| 36,30 | 4,55 | 3,64 | 0,91 |
| 38,65 | 4,66 | 3,64 | 0,91 |
| 38,67 | 4,77 | 3,64 | 0,91 |
| 38,68 | 4,89 | 3,64 | 0,91 |
| 38,73 | 4,77 | 3,64 | 0,91 |
| 38,77 | 5,00 | 3,64 | 0,91 |
| 46,50 | 5,00 | 3,64 | 1,14 |
| 46,52 | 5,00 | 3,64 | 1,36 |
| 46,62 | 5,00 | 3,86 | 1,36 |
| 46,63 | 5,00 | 4,09 | 1,36 |
| 46,85 | 5,11 | 4,09 | 1,36 |
| 46,87 | 5,34 | 4,09 | 1,36 |
| 46,88 | 5,45 | 4,09 | 1,36 |
| 55,78 | 5,57 | 4,09 | 1,36 |
| 55,80 | 5,8 | 4,09 | 1,36 |
| 55,82 | 5,91 | 4,09 | 1,36 |
| 58,20 | 5,91 | 4,2 | 1,36 |
| 58,22 | 5,91 | 4,43 | 1,36 |
| 58,23 | 5,91 | 4,55 | 1,36 |
| 60,00 | 5,91 | 4,55 | 1,36 |

Tabela 44. Dados experimentais para avaliação da pressão de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluido base água do estudo de caso I e papel de filtro como meio filtrante.

| Tempo de filtração (min) | Massa de Filtrado (g) | |
|---------------------------------|------------------------------|------------------|
| | P=400 psi | P=800 psi |
| 0 | 0 | 0 |
| 1,16.10 ⁻⁵ | 0 | 0,51 |
| 0,50 | 0,51 | 0,51 |
| 1,33 | 0,51 | 0,91 |
| 3,35 | 0,91 | 0,91 |
| 4,33 | 0,91 | 1,40 |
| 7,50 | 1,40 | 1,40 |
| 8,00 | 1,40 | 1,80 |
| 12,00 | 1,80 | 1,80 |
| 12,80 | 1,80 | 2,30 |
| 18,00 | 2,30 | 2,30 |
| 19,00 | 2,30 | 2,70 |
| 25,30 | 2,70 | 2,70 |
| 25,80 | 2,70 | 3,20 |
| 34,00 | 3,20 | 3,20 |
| 35,80 | 3,20 | 3,60 |
| 43,50 | 3,60 | 3,60 |
| 44,00 | 3,60 | 4,10 |
| 55,00 | 4,10 | 4,50 |

Tabela 45. Dados experimentais de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I, arenito de alta permeabilidade como meio filtrante e baixo cisalhamento.

| Tempo de filtração (min) | Massa de Filtrado (g) | | |
|--------------------------|-----------------------|------|-------------|
| | WBM | OBM | OBM emulsão |
| 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 0,05 | 0,45 | 0,00 | 0,00 |
| 0,08 | 0,91 | 0,00 | 0,00 |
| 0,42 | 0,91 | 0,45 | 0,00 |
| 0,78 | 0,91 | 0,91 | 0,00 |
| 1,28 | 1,36 | 0,91 | 0,00 |
| 1,35 | 1,36 | 1,36 | 0,00 |
| 2,43 | 1,36 | 1,36 | 0,45 |
| 2,75 | 1,36 | 1,82 | 0,45 |
| 3,72 | 1,82 | 1,82 | 0,45 |
| 4,55 | 1,82 | 2,27 | 0,45 |
| 6,83 | 2,27 | 2,27 | 0,45 |
| 6,98 | 2,27 | 2,73 | 0,45 |
| 9,68 | 2,27 | 3,18 | 0,45 |
| 10,60 | 2,73 | 3,18 | 0,45 |
| 12,73 | 2,73 | 3,64 | 0,45 |
| 15,20 | 3,18 | 3,64 | 0,45 |
| 16,10 | 3,18 | 4,09 | 0,45 |
| 17,52 | 3,18 | 4,09 | 0,91 |
| 20,07 | 3,18 | 4,55 | 0,91 |
| 20,77 | 3,64 | 4,55 | 0,91 |
| 24,15 | 3,64 | 5,00 | 0,91 |
| 27,33 | 4,09 | 5,00 | 0,91 |
| 28,80 | 4,09 | 5,45 | 0,91 |
| 34,07 | 4,09 | 5,91 | 0,91 |
| 36,10 | 4,55 | 5,91 | 0,91 |
| 39,78 | 4,55 | 6,36 | 0,91 |
| 44,28 | 5,00 | 6,36 | 0,91 |
| 45,83 | 5,00 | 6,82 | 0,91 |
| 49,00 | 5,00 | 6,82 | 1,36 |
| 52,65 | 5,00 | 7,27 | 1,36 |
| 53,87 | 5,45 | 7,27 | 1,36 |
| 59,50 | 5,45 | 7,73 | 1,36 |
| 60,00 | 5,45 | 7,73 | 1,36 |

Tabela 46. Dados experimentais de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I, arenito de média permeabilidade como meio filtrante e baixo cisalhamento.

| Tempo de filtração (min) | Massa de Filtrado (g) | | |
|--------------------------|-----------------------|------|-------------|
| | WBM | OBM | OBM emulsão |
| 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 0,15 | 0,45 | 0,00 | 0,00 |
| 0,17 | 0,45 | 0,45 | 0,00 |
| 0,20 | 0,45 | 0,80 | 0,00 |
| 0,80 | 0,45 | 1,25 | 0,00 |
| 1,37 | 0,45 | 1,25 | 0,45 |
| 1,75 | 0,91 | 1,25 | 0,45 |
| 2,05 | 0,91 | 1,70 | 0,45 |
| 3,97 | 0,91 | 2,16 | 0,45 |
| 4,15 | 1,36 | 2,16 | 0,45 |
| 6,28 | 1,36 | 2,61 | 0,45 |
| 7,82 | 1,82 | 2,61 | 0,45 |
| 9,27 | 1,82 | 3,07 | 0,45 |
| 11,83 | 1,82 | 3,07 | 0,91 |
| 11,97 | 2,27 | 3,07 | 0,91 |
| 12,78 | 2,27 | 3,52 | 0,91 |
| 16,70 | 2,27 | 3,98 | 0,91 |
| 17,88 | 2,73 | 3,98 | 0,91 |
| 21,27 | 2,73 | 4,43 | 0,91 |
| 24,93 | 3,18 | 4,43 | 0,91 |
| 26,38 | 3,18 | 4,89 | 0,91 |
| 31,97 | 3,18 | 5,34 | 0,91 |
| 32,98 | 3,64 | 5,34 | 0,91 |
| 34,08 | 3,64 | 5,34 | 1,14 |
| 35,00 | 3,64 | 5,34 | 1,36 |
| 38,40 | 3,64 | 5,80 | 1,36 |
| 43,00 | 4,09 | 5,80 | 1,36 |
| 45,28 | 4,09 | 6,25 | 1,36 |
| 52,85 | 4,09 | 6,70 | 1,36 |
| 53,08 | 4,55 | 6,70 | 1,36 |
| 60,00 | 4,55 | 6,70 | 1,36 |

Tabela 47. Dados experimentais de massa de filtrado em função do tempo de filtração para fluidos do estudo de caso I, carbonato como meio filtrante e baixo cisalhamento.

| Tempo de filtração (min) | Massa de Filtrado (g) | | |
|--------------------------|-----------------------|------|-------------|
| | WBM | OBM | OBM emulsão |
| 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 0,12 | 0,00 | 0,45 | 0,00 |
| 0,15 | 0,00 | 0,45 | 0,45 |
| 0,85 | 0,00 | 0,91 | 0,45 |
| 2,02 | 0,00 | 1,36 | 0,45 |
| 3,87 | 0,00 | 1,82 | 0,45 |
| 4,55 | 0,91 | 1,82 | 0,45 |
| 6,22 | 0,91 | 2,27 | 0,45 |
| 9,367 | 0,91 | 2,73 | 0,45 |
| 12,27 | 0,91 | 2,73 | 0,91 |
| 13,32 | 0,91 | 3,18 | 0,91 |
| 17,82 | 0,91 | 3,64 | 0,91 |
| 23,00 | 0,91 | 4,09 | 0,91 |
| 23,32 | 1,82 | 4,09 | 0,91 |
| 25,30 | 2,27 | 4,09 | 0,91 |
| 28,87 | 2,73 | 4,09 | 0,91 |
| 28,95 | 2,73 | 4,55 | 0,91 |
| 34,02 | 3,18 | 4,55 | 0,91 |
| 35,67 | 3,18 | 5,00 | 0,91 |
| 36,85 | 3,18 | 5,00 | 1,36 |
| 39,77 | 3,64 | 5,00 | 1,36 |
| 42,80 | 3,64 | 5,45 | 1,36 |
| 46,48 | 4,09 | 5,45 | 1,36 |
| 50,98 | 4,09 | 5,91 | 1,36 |
| 54,37 | 4,55 | 5,91 | 1,36 |
| 59,50 | 4,55 | 6,36 | 1,36 |
| 60,00 | 4,55 | 6,36 | 1,36 |

Tabela 48. Dados experimentais de massa de filtrado em função do tempo de filtração para rochas reservatório como meio filtrante, fluido base água do estudo de caso I e alto cisalhamento (continua).

| Tempo de filtração (min) | Massa de Filtrado (g) | | |
|--------------------------|-----------------------|--------------------|-----------|
| | Arenito de k alto | Arenito de k médio | Carbonato |
| 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 0,15 | 0,00 | 0,11 | 0,00 |
| 0,20 | 0,11 | 0,11 | 0,00 |
| 0,27 | 0,11 | 0,11 | 0,45 |
| 0,18 | 0,11 | 0,91 | 0,45 |
| 0,40 | 1,02 | 0,91 | 0,45 |
| 0,72 | 1,48 | 0,91 | 0,45 |
| 1,38 | 1,48 | 1,36 | 0,45 |
| 1,85 | 1,48 | 1,36 | 0,91 |
| 1,72 | 1,93 | 1,36 | 0,91 |
| 3,37 | 2,39 | 1,36 | 0,91 |
| 3,47 | 2,39 | 1,82 | 0,91 |
| 5,45 | 2,84 | 1,82 | 0,91 |
| 5,85 | 2,84 | 2,27 | 0,91 |
| 7,72 | 3,30 | 2,27 | 0,91 |
| 8,23 | 3,30 | 2,27 | 1,36 |
| 8,18 | 3,30 | 2,73 | 1,36 |
| 9,93 | 3,75 | 2,73 | 1,36 |
| 10,72 | 3,75 | 3,18 | 1,36 |
| 12,33 | 4,20 | 3,18 | 1,36 |
| 13,27 | 4,20 | 3,64 | 1,36 |
| 13,55 | 4,20 | 3,64 | 1,82 |
| 14,80 | 4,66 | 3,64 | 1,82 |
| 16,12 | 4,66 | 4,09 | 1,82 |
| 17,20 | 5,11 | 4,09 | 1,82 |
| 18,82 | 5,11 | 4,55 | 1,82 |
| 19,25 | 5,11 | 4,55 | 2,27 |
| 19,97 | 5,57 | 4,55 | 2,27 |
| 22,12 | 5,57 | 5,00 | 2,27 |
| 22,58 | 6,02 | 5,00 | 2,27 |
| 24,63 | 6,02 | 5,45 | 2,27 |
| 24,67 | 6,02 | 5,45 | 2,73 |
| 25,43 | 6,48 | 5,45 | 2,73 |
| 27,57 | 6,48 | 5,91 | 2,73 |
| 28,27 | 6,93 | 5,91 | 2,73 |
| 30,067 | 6,93 | 5,91 | 3,18 |
| 30,45 | 6,93 | 6,36 | 3,18 |
| 30,83 | 7,39 | 6,36 | 3,18 |
| 33,27 | 7,39 | 6,82 | 3,18 |
| 34,08 | 7,84 | 6,82 | 3,18 |
| 35,32 | 7,84 | 6,82 | 3,64 |
| 35,98 | 7,84 | 7,27 | 3,64 |
| 36,95 | 8,30 | 7,27 | 3,64 |
| 38,85 | 8,30 | 7,73 | 3,64 |
| 40,05 | 8,75 | 7,73 | 3,64 |

Tabela 48. Continuação.

| | | | |
|-------|-------|-------|------|
| 41,02 | 8,75 | 7,73 | 4,09 |
| 41,77 | 8,75 | 8,18 | 4,09 |
| 42,55 | 9,20 | 8,18 | 4,09 |
| 44,80 | 9,20 | 8,64 | 4,09 |
| 45,42 | 9,66 | 8,64 | 4,09 |
| 45,93 | 9,66 | 8,64 | 4,55 |
| 47,47 | 9,66 | 9,09 | 4,55 |
| 48,40 | 10,11 | 9,09 | 4,55 |
| 50,48 | 10,11 | 9,55 | 4,55 |
| 51,00 | 10,57 | 9,55 | 4,55 |
| 51,63 | 10,57 | 9,55 | 5,00 |
| 53,20 | 10,57 | 10,00 | 5,00 |
| 53,80 | 11,02 | 10,00 | 5,00 |
| 56,13 | 11,02 | 10,45 | 5,00 |
| 56,53 | 11,02 | 10,45 | 5,45 |
| 56,72 | 11,48 | 10,45 | 5,45 |
| 58,95 | 11,48 | 10,68 | 5,45 |
| 59,00 | 11,48 | 10,91 | 5,45 |
| 59,63 | 11,93 | 10,91 | 5,45 |
| 60,00 | 11,93 | 10,91 | 5,45 |

Tabela 49. Dados experimentais de massa de filtrado em função do tempo de filtração para rochas reservatório como meio filtrante, fluido base sem emulsão óleo do estudo de caso I e alto cisalhamento (continua).

| Tempo de filtração (min) | Massa de Filtrado (g) | | |
|--------------------------|-----------------------|--------------------|-----------|
| | Arenito de k alto | Arenito de k médio | Carbonato |
| 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 0,27 | 0,00 | 0,45 | 0,00 |
| 0,40 | 0,00 | 0,91 | 0,00 |
| 0,77 | 0,45 | 0,91 | 0,00 |
| 1,98 | 0,45 | 0,91 | 0,45 |
| 2,50 | 0,91 | 0,91 | 0,45 |
| 2,62 | 0,91 | 1,36 | 0,45 |
| 5,05 | 1,36 | 1,36 | 0,45 |
| 5,60 | 1,36 | 1,82 | 0,45 |
| 6,72 | 1,36 | 1,82 | 0,91 |
| 7,70 | 1,82 | 1,82 | 0,91 |
| 9,17 | 1,82 | 2,27 | 0,91 |
| 10,30 | 2,27 | 2,27 | 0,91 |
| 11,12 | 2,27 | 2,27 | 1,36 |
| 12,52 | 2,27 | 2,73 | 1,36 |
| 13,23 | 2,73 | 2,73 | 1,36 |
| 15,98 | 3,18 | 2,73 | 1,36 |
| 16,27 | 3,18 | 3,18 | 1,36 |
| 18,12 | 3,18 | 3,18 | 2,27 |
| 19,18 | 3,64 | 3,18 | 2,27 |
| 19,90 | 3,64 | 3,64 | 2,27 |
| 21,05 | 3,64 | 3,64 | 2,73 |
| 22,40 | 4,09 | 3,64 | 2,73 |
| 23,78 | 4,09 | 4,09 | 2,73 |
| 23,97 | 4,09 | 4,09 | 3,18 |
| 25,58 | 4,55 | 4,09 | 3,18 |
| 26,68 | 4,55 | 4,09 | 3,64 |
| 27,62 | 4,55 | 4,55 | 3,64 |
| 28,58 | 5,00 | 4,55 | 3,64 |
| 29,17 | 5,00 | 4,55 | 4,09 |
| 31,27 | 5,45 | 4,55 | 4,09 |
| 31,35 | 5,45 | 5,00 | 4,09 |
| 31,70 | 5,45 | 5,00 | 4,55 |
| 34,03 | 5,91 | 5,00 | 4,55 |
| 34,23 | 5,91 | 5,00 | 5,00 |
| 35,23 | 5,91 | 5,45 | 5,00 |
| 36,33 | 6,36 | 5,45 | 5,00 |
| 36,80 | 6,36 | 5,45 | 5,00 |
| 38,88 | 6,36 | 5,91 | 5,00 |
| 39,30 | 6,82 | 5,91 | 5,00 |
| 39,67 | 6,82 | 5,91 | 5,91 |
| 42,42 | 7,27 | 5,91 | 5,91 |
| 42,62 | 7,27 | 6,36 | 5,91 |
| 42,72 | 7,27 | 6,36 | 6,36 |
| 45,53 | 7,73 | 6,36 | 6,36 |

Tabela 49. Continuação.

| | | | |
|-------|------|------|------|
| 45,85 | 7,73 | 6,36 | 6,82 |
| 46,25 | 7,73 | 6,82 | 6,82 |
| 48,68 | 8,18 | 6,82 | 6,82 |
| 49,00 | 8,18 | 6,82 | 7,27 |
| 49,95 | 8,18 | 7,27 | 7,27 |
| 51,82 | 8,64 | 7,27 | 7,27 |
| 52,28 | 8,64 | 7,27 | 7,73 |
| 53,77 | 8,64 | 7,73 | 7,73 |
| 54,90 | 9,09 | 7,73 | 7,73 |
| 55,55 | 9,09 | 7,73 | 8,18 |
| 57,55 | 9,09 | 8,18 | 8,18 |
| 58,05 | 9,55 | 8,18 | 8,18 |
| 58,68 | 9,55 | 8,18 | 8,64 |
| 60,00 | 9,55 | 8,18 | 8,64 |

Tabela 50. Dados experimentais de massa de filtrado em função do tempo de filtração para rochas reservatório como meio filtrante, emulsão do estudo de caso I e alto cisalhamento.

| Tempo de filtração (min) | Massa de Filtrado (g) | | |
|--------------------------|-----------------------|--------------------|-----------|
| | Arenito de k alto | Arenito de k médio | Carbonato |
| 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2,05 | 0,45 | 0,00 | 0,00 |
| 4,25 | 0,45 | 0,45 | 0,00 |
| 7,42 | 0,91 | 0,45 | 0,00 |
| 9,13 | 0,91 | 0,45 | 0,45 |
| 10,58 | 0,91 | 0,91 | 0,45 |
| 13,47 | 1,36 | 0,91 | 0,45 |
| 17,55 | 1,36 | 1,36 | 0,45 |
| 20,15 | 1,82 | 1,36 | 0,91 |
| 24,88 | 1,82 | 1,82 | 0,91 |
| 27,72 | 2,27 | 1,82 | 0,91 |
| 28,70 | 2,27 | 1,82 | 1,36 |
| 32,18 | 2,27 | 2,27 | 1,36 |
| 34,28 | 2,73 | 2,27 | 1,36 |
| 36,23 | 2,73 | 2,27 | 1,82 |
| 39,47 | 2,73 | 2,73 | 1,82 |
| 41,00 | 3,18 | 2,73 | 1,82 |
| 43,23 | 3,18 | 2,73 | 2,27 |
| 46,57 | 3,18 | 3,18 | 2,27 |
| 47,85 | 3,64 | 3,18 | 2,27 |
| 51,05 | 3,64 | 3,18 | 2,73 |
| 53,90 | 3,64 | 3,64 | 2,73 |
| 54,27 | 4,09 | 3,64 | 2,73 |
| 57,78 | 4,09 | 3,64 | 3,18 |
| 60,00 | 4,09 | 3,64 | 3,18 |

Tabela 51. Dados experimentais de volume de filtrado em função do tempo de filtração para papel de filtro como meio filtrante, fluido base água do estudo de caso I, pressão de 500 psi e 320 rpm.

| Tempo de filtração (min) | Volume de filtrado (cm³) |
|---------------------------------|--|
| 0,00 | 0,44 |
| 2,35 | 0,87 |
| 3,30 | 1,31 |
| 5,75 | 1,75 |
| 8,67 | 2,18 |
| 12,32 | 2,62 |
| 16,40 | 3,06 |
| 21,23 | 3,49 |
| 29,23 | 3,93 |
| 40,25 | 4,37 |
| 52,52 | 4,8 |
| 65,87 | 5,24 |
| 80,20 | 5,68 |
| 93,33 | 6,11 |
| 107,70 | 6,55 |

Tabela 52. Dados experimentais de volume de filtrado em função do tempo de filtração para papel de filtro como meio filtrante, fluido base água do estudo de caso I, pressão de 1000 psi e 580 rpm.

| Tempo de filtração (min) | Volume de filtrado (cm³) |
|---------------------------------|--|
| 0,00 | 0,44 |
| 1,15 | 0,87 |
| 4,23 | 1,31 |
| 8,32 | 1,75 |
| 14,45 | 2,18 |
| 20,52 | 2,62 |
| 28,22 | 3,06 |
| 36,17 | 3,49 |
| 45,02 | 3,93 |
| 53,55 | 4,37 |
| 63,15 | 4,8 |
| 73,07 | 5,24 |
| 82,48 | 5,68 |
| 91,78 | 6,11 |
| 101,17 | 6,55 |
| 110,98 | 6,99 |