

**UFRRJ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA
TECNOLOGIA QUÍMICA**

DISSERTAÇÃO

**Determinação das propriedades da torta de filtração
de fluido de perfuração e estimação de parâmetros**

LEANDRO AZEVEDO SILVA

Janeiro, 2016



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

Determinação das propriedades da torta de filtração de fluido de perfuração e estimação de parâmetros

LEANDRO AZEVEDO SILVA

Sob a Orientação de
Cláudia Miriam Scheid

e Co-orientação de
Luís Américo Calçada

Dissertação submetida como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestre em Ciências** em Engenharia Química, Área de Concentração em Tecnologia Química.

Seropédica, RJ
Janeiro de 2016

622.3381

S586d

T

Silva, Leandro Azevedo, 1986-

Determinação das propriedades da torta de filtração de fluido de perfuração e estimação de parâmetros / Leandro Azevedo Silva. - 2016. 159 f.: il.

Orientador: Cláudia Miriam Scheid.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química, 2016.

Bibliografia: f. 119-124.

1. Lamas de perfuração - Teses. 2. Filtros e filtração - Teses. 3. Poços de petróleo - Perfuração - Teses. 4. Engenharia química - Teses. I. Scheid, Cláudia Miriam, 1968- 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
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
QUÍMICA

LEANDRO AZEVEDO SILVA

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

DISSERTAÇÃO APROVADA EM __/__/_____

Claudia Mírian Scheid, D. Sc., DEQ/UFRRJ
(Orientador)

Luiz Augusto da Cruz Meleiro, D. Sc., DEQ/UFRRJ

Ricardo de Andrade Medronho Ph.D., DEQ/UFRRJ

Ao meu Deus que me concedeu a melhor esposa, a melhor família e todas as condições para realizar este trabalho.

Agradecimentos

Não sendo diferente dos grandes cientistas que dispuseram a Deus seus primeiros agradecimentos faço menção Dele, pois sem Ele nada somos e nada seremos, nada vivemos e nada sentimos. Obrigado meu Deus.

A minha orientadora e quase mãe Prof. Dr. Cláudia por me compreender em muitos momentos de dificuldades que passei no período de curso, pela força e o incentivo que foram o estopim para finalizar o curso. Pela paciência e atitude em me levantar quando quase desisti, assim como ao Prof. Dr. Calçada que me ensinou o significado de ser professor quando em muitos finais de semana teve a calma para me ajudar.

Sem palavras também para agradecer e descrever o companheirismo da minha querida esposa, Sathy da Cruz Quintiliando Silva. Ajudou-me e incentivou-me muito nesse trabalho, incluindo nas noites sem dormir. Se não fosse ela não saberia o real comportamento reológico da Goma Xantana. Esperou esse tempo todo com toda a paciência. Amo-te muito.

À minha família, meu pai (Miguel), minha mãe (Marli) e meu irmão (Leonardo). Um amor inexplicável demonstrado deles para mim. Desde o primeiro dia da minha vida até hoje. Com eles recebi o título de honestidade, sinceridade e trabalho. Muito obrigado pela oportunidade de viver no seio dessa família tanto tempo.

Ao amigo Messias, com carinho que dispôs de inúmeros finais de semana para me ajudar e em nenhum momento recebeu nada em troca. Amigo verdadeiro. O mundo precisa de homens como você. Além de matemática aprendi muito com você.

Aos amigos Renan, Beatriz e Daniel. Grandes colaboradores desse trabalho, sem vocês não seria possível. Obrigado. Assim como ao corpo técnico e operacional do LEF representado por Sérgio, Eduardo, Elias e Fred (*in memorian*), obrigado pela ajuda e colaboração em todos os sentidos.

Aos amigos que tive o prazer de compartilhar grandes momentos, certamente não me lembrarei de todos, mas segue alguns nomes: Rafael, Andrew, João, Taina, Karol, Carol, Marcos, Olívio, Andrea dentre muitos outros.

A amiga Ingrid e Carol que colaborou na correção deste trabalho. Aos meus irmãos em Cristo que me compreenderam quando muitas vezes abri mão de estar com eles para me dedicar a este trabalho. De igual modo, aos colegas de trabalho e minha gerência que colaboraram muito para esta empreitada.

Agradeço o apoio financeiro fornecido pela CAPES, CENPES e PETROBRAS e ao seu corpo técnico.

Dedico este trabalho à minha esposa e família. E aos meus filhos que virão como exemplo de força de vontade e trabalho. É possível.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. REVISÃO DE LITERATURA.....	3
2.1 Fluidos e o Processo de Perfuração	3
2.1.1 Funções do fluido de perfuração	5
2.2 Composição dos Fluidos de Perfuração	7
2.3 Características do Fluido de Perfuração	7
2.4 Propriedades do Fluido de Perfuração	8
2.5 Aspectos Reológicos	8
2.6 Processo de Filtração	10
2.7 Filtração Estática	11
2.7.1 Filtração estática sob pressão constante	13
2.7.2 Relação entre a temperatura e o volume de filtrado.....	13
2.7.3 Espessura da torta de filtração.....	14
2.7.4 Permeabilidade da torta de filtração.....	14
2.8 Filtração Dinâmica	15
2.9 Invasão de filtrado	15
2.9.1 Minimização da invasão de filtrado	17
2.10 O efeito da distribuição das partículas	17
2.11 Viscosificantes	19
2.11.1 Carboxi Metil Celulose	20
2.11.2 Goma xantana.....	20
2.12 Equacionamento.....	21
2.13 Trabalhos realizados no Laboratório de escoamento de fluidos - LEF ...	25
3. MATERIAL E MÉTODOS	28
3.1 Filtração	28
3.1.1 Célula de filtração	28
3.1.2 Funcionamento da célula HPHT	30
3.1.3 Experimentos de filtração estática.....	32
3.2 Material.....	33
3.2.1 Obturante	33
3.2.2 Meio filtrante.....	33
3.3 Granulometria do carbonato de cálcio	34

3.3.1	Caracterização do tamanho e forma dos agentes obturantes.....	35
3.4	Preparo dos Fluidos não-Newtonianos	36
3.5	Caracterização dos Fluidos	38
3.5.1	Análise Reológica	38
3.6	Concentração de Sólidos e Fração Volumétrica de Sólidos	40
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	43
4.1	Caracterização de Tamanho das Partículas	43
4.2	Análise da Microscopia Eletrônica de Varredura das Tortas de Filtração	45
4.3	Reologia.....	50
4.3.1	Solução de CMC e GX.....	50
4.3.2	Suspensão de Calcita e CMC (2lb/bbl)	53
4.3.3	Suspensão de Calcita e CMC (4lb/bbl)	54
4.3.4	Suspensão de Calcita e GX (2lb/bbl)	57
4.3.5	Suspensão de Calcita e GX (4lb/bbl)	58
4.3.6	Comparação entre a suspensão de Calcita com GX e CMC	60
4.3.7	Ajustes dos parâmetros dos modelos reológicos.....	60
4.4	Densidade e Concentração de Sólidos	61
4.5	Filtração Estática	62
4.5.1	Experimentos de filtração estática.....	63
4.5.2	Efeito da distribuição granulométrica e concentração de viscosificante na filtração das suspensões de Carbonato de Cálcio em CMC	63
4.5.3	Caracterização das suspensões CMC em Calcita.....	65
4.5.4	Efeito da distribuição granulométrica e concentração de viscosificante na filtração das suspensões de GX em carbonato de cálcio	71
4.5.5	Caracterização das suspensões de GX em carbonato de cálcio	73
4.5.6	Característica da Torta	79
4.6	Análises dos Parâmetros da Torta	80
4.6.1	Suspensão de Carbonato de Cálcio em CMC.....	80
4.6.2	Suspensão de Carbonato de Cálcio em GX.....	82
4.6.3	Avaliação do índice de compressibilidade	84
4.7	Modelagem Matemática e Equacionamento	85
4.7.1	Construindo a curva de volume de filtrado	85
4.7.2	Saídas gráficas da modelagem da curva de filtrado	88

4.7.3 Respostas da curva de filtrado - CMC	88
4.7.4 Respostas da curva de filtrado - GX	90
4.7.5 Saídas gráficas da curva de espessura - CMC.....	92
4.7.6 Saídas gráficas da curva de espessura - GX.....	94
4.7.7 Saídas gráficas da curva de Slowness – CMC e GX.....	96
4.7.8 Saídas gráficas da curva de Invasão de filtrado – CMC e GX.....	99
4.8 Modelagem dos Dados de Filtração Estática Gerados no LEF	102
4.9 Estudo de Caso Teórico	104
4.9.1 Equacionamento proposto	105
4.9.2 Elaboração do problema.....	107
4.9.3 Simulação da invasão	108
4.9.4 Simulação da produção	110
4.9.5 Simulação da invasão do fluido WBM 7	112
4.9.6 Minimização da invasão através dos dados da simulação.....	114
5. CONCLUSÃO.....	116
6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	118
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119
8. ANEXOS	125
Anexo A. Especificação do Carbonato de Cálcio (Calcita)	125
Anexo B. Caracterização do agente obturante - Laudos de análise de granulometria do carbonato de cálcio.	126
Anexo C. Experimentos de viscoelasticidade para os fluidos com CMC atuando como viscosificante.	129
Anexo D. Dados de filtração estáticas com os fluidos intitulados como WBM.	132
Anexo E. Fotos das tortas obtidas.	142
Anexo F. Resultados Filtração Estática – Ferraz (2014).....	143
Anexo G. Curvas geradas na modelagem com os dados experimentais de Ferraz (2014).	146

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema tridimensional de poço perfurado. Fonte: Eren (2010).	4
Figura 2. (a) Invasão do fluido de perfuração no reservatório. Fonte: Martins (2008). (b) Invasão de uma formação permeável por fluido de perfuração. Fonte: Adaptado de Caenn (2014).	4
Figura 3. Curva de filtração estática. Fonte: Adaptada de Jião & Sharma (1993).	10
Figura 4. Esquema representativo da filtração estática. Fonte: Araújo (2010).	12
Figura 5. Relação volume de filtrado com a raiz quadrada do tempo. Fonte: Adaptado de Caenn (2014).	12
Figura 6. Esquema representativo da filtração dinâmica. Fonte: Araújo (2010).	15
Figura 7. Formação da torta. (a) Reboco externo; (b) Reboco interno. Fonte: Waldmann <i>et. al.</i> (2006).	16
Figura 8. Curvas de volume de filtrado <i>versus</i> raiz quadrada do tempo. Fonte: Barkman & Davidson (1972).	18
Figura 9. Teoria do empacotamento ideal. Fonte: Adaptado de Dick <i>et al.</i> (2000). ..	19
Figura 10. Estrutura química da Carboximetilcelulose. Fonte: Szorcsik <i>et al.</i> (2006).	20
Figura 11. Estrutura química da Goma Xantana. Fonte: Vendruscolo (2005).	21
Figura 12. Esquema de filtração linear com formação de torta. Fonte: Dewan & Chenevert (2001).	21
Figura 13. (a) Volume de filtrado <i>versus</i> raiz quadrada do tempo; (b) <i>Slowness</i> medido e simulado <i>versus</i> tempo. Fonte: Adaptado de Dewan & Chenevert (2001).	24
Figura 14. Célula HTHP acoplada ao sistema de aquisição de dados. Fonte: Autor. 29	
Figura 15. Janela principal do software SOFTFIL. Fonte: Autor.	30
Figura 16. Peças da célula HPHT. (a) Tela e válvula de saída de filtrado; (b) Cilindro de 250cm ³ ; (c) Pistão; (d) Eixo. Ferraz (2014).	31
Figura 17. Célula de filtração HTHP e diagrama das camadas de torta de filtração em detalhes. Fonte: Adaptado de Rugang (2014).	31
Figura 18. Papel de Filtro. Fonte: Fann (2014).	34
Figura 19. Agitador eletromagnético. Fonte: Bertel (2014).	35
Figura 20. Equipamento Malvern. Fonte: Malvern (2014).	36
Figura 21. Agitador Hamilton Beach. Fonte: Fann (2014).	37
Figura 22. Balança de lama Fann. Fonte: Fann (2014).	38
Figura 23. Reômetro Haake RheoStress 1. Fonte: Autor.	39
Figura 24. Copo de medição DG43. Fonte: Autor.	39
Figura 25. Rotor cilíndrico DG43-Ti. Fonte: Autor.	39
Figura 26. Interface do software Rheowin 4.5. Fonte: Autor.	40
Figura 27. Forma de alumínio com fluido de perfuração base água depois de seco. Fonte: Autor.	42
Figura 28. Distribuição granulométrica do carbonato de cálcio. Fonte: Autor.	44

Figura 29. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do CMC: 2 lb/bbl. Granulometria da Calcita 0-45 μ m. (a) Ampliação 200x. (b) Ampliação 1000x. Fonte: Autor.....	45
Figura 30. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do CMC: 2 lb/bbl. Granulometria da Calcita 53-106 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x. Fonte: Autor.....	46
Figura 31. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do CMC: 4 lb/bbl. Granulometria da Calcita 0- 45 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x. Fonte: Autor.....	46
Figura 32. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do CMC: 4 lb/bbl. Granulometria da Calcita 53- 106 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x. Fonte: Autor.....	46
Figura 33. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do CMC: 4 lb/bbl. Granulometria da Calcita 0 - 106 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x. Fonte: Autor.....	47
Figura 34. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do GX: 2 lb/bbl. Granulometria da Calcita 0 – 45. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x. Fonte: Autor.....	47
Figura 35. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do GX: 2 lb/bbl. Granulometria da Calcita 53 - 106 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x. Fonte: Autor.....	48
Figura 36. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do GX: 2 lb/bbl. Granulometria da Calcita 0 - 106 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x. Fonte: Autor.....	48
Figura 37. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do GX: 4 lb/bbl. Granulometria da Calcita 0 - 45 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x. Fonte: Autor.....	48
Figura 38. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do GX: 4 lb/bbl. Granulometria da Calcita 53 - 106 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x. Fonte: Autor.....	49
Figura 39. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do GX: 4 lb/bbl. Granulometria da Calcita 0 - 106 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x. Fonte: Autor.....	49
Figura 40. Tensão de cisalhamento das suspensões de CMC e GX <i>versus</i> taxa de deformação. (a) 2 lb/bbl. (b) 4 lb/bbl. Fonte: Autor.....	51
Figura 41. Viscosidade aparente das soluções de CMC e GX <i>versus</i> taxa de deformação. (a) 2 lb/bbl. (b) 4 lb/bbl. Fonte: Autor.....	52
Figura 42. Tensão de cisalhamento <i>versus</i> Taxa de deformação para as suspensões de CMC a 2 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μ m; 53-106 μ m e 0-106 μ m. Fonte: Autor.....	53
Figura 43. Viscosidade Aparente <i>versus</i> Taxa de deformação para as suspensões de CMC a 2 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μ m; 53-106 μ m e 0-106 μ m. Fonte: Autor.....	53

Figura 44. Tensão de cisalhamento <i>versus</i> Taxa de deformação para as suspensões de CMC a 4 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μ m; 53-106 μ m e 0-106 μ m. Fonte: Autor.	55
Figura 45. Viscosidade Aparente <i>versus</i> Taxa de deformação para as suspensões de CMC a 4 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μ m; 53-106 μ m e 0-106 μ m. Fonte: Autor.	56
Figura 46. Tensão de cisalhamento <i>versus</i> Taxa de deformação para as suspensões de GX a 2 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μ m; 53-106 μ m e 0-106 μ m. Fonte: Autor.	57
Figura 47. Viscosidade aparente <i>versus</i> Taxa de deformação para as suspensões de GX a 2 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μ m; 53-106 μ m e 0-106 μ m. Fonte: Autor.	58
Figura 48. Tensão de cisalhamento <i>versus</i> Taxa de deformação para as suspensões de GX a 4 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μ m; 53-106 μ m e 0-106 μ m. Fonte: Autor.	58
Figura 49. Viscosidade aparente <i>versus</i> Taxa de deformação para as suspensões de GX a 4 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μ m; 53-106 μ m e 0-106 μ m. Fonte: Autor.	59
Figura 50. Volume de filtrado <i>versus</i> tempo para os Fluidos WBM 1 a 3. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.....	64
Figura 51. Volume de filtrado <i>versus</i> tempo para os Fluidos WBM 4 a 6. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.....	64
Figura 52. Volume de filtrado <i>versus</i> raiz quadrada do tempo em minutos para os Fluidos WBM 1 a 3. Concentração de CMC 2lb/bbl. Fonte: Autor.....	66
Figura 53. Volume de filtrado <i>versus</i> raiz quadrada do tempo em minutos para os Fluidos WBM 4 a 6. Concentração de CMC 4lb/bbl. Fonte: Autor.....	66
Figura 54. Curva de <i>Slowness</i> para o Fluido WBM 1. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.	67
Figura 55. Curva de <i>Slowness</i> para o Fluido WBM 2. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.	68
Figura 56. Curva de <i>Slowness</i> para o Fluido WBM 3. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.	68
Figura 57. Curva de <i>Slowness</i> para o Fluido WBM 4. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.	69
Figura 58. Curva de <i>Slowness</i> para o Fluido WBM 5. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.	70
Figura 59. Curva de <i>Slowness</i> para o Fluido WBM 6. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.	70
Figura 60. Volume de filtrado <i>versus</i> tempo para os Fluidos WBM 7 a 9. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.....	71
Figura 61. Volume de filtrado <i>versus</i> tempo para os Fluidos WBM 10 a 12. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.....	72
Figura 62. Volume de filtrado <i>versus</i> raiz quadrada do tempo em minutos para os Fluidos WBM 7 a 9. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.....	74

Figura 63. Volume de filtrado <i>versus</i> raiz quadrada do tempo em minutos para os Fluidos WBM 10 a 12. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.....	74
Figura 64. Curva de <i>Slowness</i> para o Fluido WBM 7. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.....	75
Figura 65. Curva de <i>Slowness</i> para o Fluido WBM 8. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.....	76
Figura 66. Curva de <i>Slowness</i> para o Fluido WBM 9. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.....	76
Figura 67. Curva de <i>Slowness</i> para o Fluido WBM 10. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.....	77
Figura 68. Curva de <i>Slowness</i> para o Fluido WBM 11. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.....	78
Figura 69. Curva de <i>Slowness</i> para o Fluido WBM 12. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.....	78
Figura 70. Torta de filtração lisa. Fonte: Autor.....	79
Figura 71. Régua de microescala utilizada para aferir a espessura da torta. Fonte: Autor.....	80
Figura 72. Fluxograma de sequenciamento de equações para modelagens dos dados de filtração estática. Fonte: Autor.....	87
Figura 73. Volume de filtrado <i>versus</i> tempo. Calculado e experimental para os Fluidos WBM 1 a 3. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.....	89
Figura 74. Volume de filtrado <i>versus</i> tempo. Calculado e experimental para os Fluidos WBM 4 a 6. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.....	89
Figura 75. Volume de filtrado <i>versus</i> tempo. Calculado e experimental para os Fluidos WBM 7 a 9. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.....	91
Figura 76. Volume de filtrado <i>versus</i> tempo. Calculado e experimental para os Fluidos WBM 10 a 12. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.....	91
Figura 77. Espessura <i>versus</i> tempo para os Fluidos WBM 1 a 3. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.	93
Figura 78. Espessura <i>versus</i> tempo para os Fluidos, WBM 4 a 6. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.	93
Figura 79. Espessura <i>versus</i> tempo para os Fluidos WBM 7 a 9. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.	95
Figura 80. Espessura <i>versus</i> tempo para os Fluidos WBM 10 a 12. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.	95
Figura 81. Curvas de <i>Slowness</i> para os Fluidos WBM 1 a 3. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.	97
Figura 82. Curvas de <i>Slowness</i> para os Fluidos 4 a 6. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.....	97
Figura 83. Curvas de <i>Slowness</i> para os Fluidos WBM 7 a 9. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.....	
Figura 84. Curvas de <i>Slowness</i> para os Fluidos WBM 10 a 12. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.....	98
Figura 85. Curvas de Invasão de Filtrado os Fluidos WBM 1 a 3. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.	99

Figura 86. Curvas de Invasão de Filtrado os Fluidos WBM 4 a 6. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.	100
Figura 87. Curvas de Invasão de Filtrado os Fluidos WBM 7 a 9. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.	100
Figura 88. Curvas de Invasão de Filtrado os Fluidos WBM 10 a 12. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.	101
Figura 89. Curvas de Invasão de Filtrado. Fonte: Autor.	102
Figura 90. Escoamento unidirecional em um poço de petróleo. Fonte: Adaptado de Ghanaei (2010). Fonte: Autor.....	106
Figura 91. Curvas de simulação do processo de Invasão de Filtrado dos Fluidos WBM's no reservatório. Pressão <i>versus</i> raio. Fonte: Autor.....	109
Figura 92. Simulação da produção do poço considerando um reservatório com uma extensão infinita e o escoamento na direção horizontal. Fonte: Autor.....	111
Figura 93. Simulação do processo de invasão de filtrado do fluido WBM 7 no poço considerando um reservatório com uma extensão infinita e o escoamento na direção horizontal. Fonte: Autor.	113
Figura 94. Especificação do Carbonato de Cálcio usado para o preparo dos fluidos. Fonte: Autor.....	125
Figura 95. Ensaio de viscoelasticidade do fluido WBM 2. Concentração do CMC: 2lb/bbl, Granulometria da Calcita 53-106µm. Fonte: Autor.	129
Figura 96. Ensaio de viscoelasticidade do fluido WBM 3. Concentração do CMC: 2lb/bbl, Granulometria da Calcita 0-106µm. Fonte: Autor.	130
Figura 97. Ensaio de viscoelasticidade do fluido WBM 4. Concentração do CMC: 4lb/bbl, Granulometria da Calcita 0-45µm. Fonte: Autor.	130
Figura 98. Ensaio de viscoelasticidade do fluido WBM 5. Concentração do CMC: 4lb/bbl, Granulometria da Calcita 53-106µm. Fonte: Autor.	131
Figura 99. Ensaio de viscoelasticidade do fluido WBM 6. Concentração do CMC: 4lb/bbl, Granulometria da Calcita 0-106µm. Fonte: Autor.	131
Figura 100. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 11, experimento 2. Fonte: Autor.	148
Figura 101. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 11, experimento 3. Fonte: Autor.	148
Figura 102. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 12, experimento 1. Fonte: Autor.	149
Figura 103. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 12, experimento 2. Fonte: Autor.	149
Figura 104. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 12, experimento 3. Fonte: Autor.	150
Figura 105. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 13, experimento 1. Fonte: Autor.	150
Figura 106. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 13, experimento 2. Fonte: Autor.	151
Figura 107. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 13, experimento 3. Fonte: Autor.	151

Figura 108. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 14, experimento 1. Fonte: Autor.....	152
Figura 109. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 14, experimento 3. Fonte: Autor.....	153
Figura 110. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 15, experimento 1. Fonte: Autor.....	153
Figura 111. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 15, experimento 2. Fonte: Autor.....	154
Figura 112. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 15, experimento 3. Fonte: Autor.....	154
Figura 113. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 16, experimento 1. Fonte: Autor.....	155
Figura 114. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 16, experimento 2. Fonte: Autor.....	155
Figura 115. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 16, experimento 3. Fonte: Autor.....	156
Figura 116. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 17, experimento 1. Fonte: Autor.....	156
Figura 117. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 17, experimento 2. Fonte: Autor.....	157
Figura 118. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 17, experimento 3. Fonte: Autor.....	157
Figura 119. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 18, experimento 1. Fonte: Autor.....	158
Figura 120. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 18, experimento 2. Fonte: Autor.....	158
Figura 121. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 18, experimento 3. Fonte: Autor.....	159

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Composição dos Fluidos de Perfuração.....	7
Tabela 2. Equações de modelos matemáticos.	9
Tabela 3. Referências da literatura em estudos de filtração estática e dinâmica.....	25
Tabela 4. Condições experimentais de filtração estática utilizando papel de filtro como meio filtrante.....	32
Tabela 5. Parâmetros a serem determinados e equações utilizadas.....	33
Tabela 6. Características do papel de filtro utilizado na filtração dos fluidos não-Newtonianos.	34
Tabela 7. Faixa granulométrica do carbonato de cálcio.	35
Tabela 8. Composição dos fluidos de perfuração utilizados nos ensaios de filtração estática.	37
Tabela 9. Parâmetros obtidos na caracterização dos sólidos.	44
Tabela 10. Dados reológicos obtidos para o ajuste dos dados experimentais.	61
Tabela 11. Densidade e concentração de sólidos dos fluidos.....	62
Tabela 12. Propriedades utilizadas na determinação dos parâmetros de filtração.	62
Tabela 13. Dados de filtração das soluções de CMC e Calcita.	65
Tabela 14. Dados de filtração de partículas de esferas de vidro em solução de GX.	73
Tabela 15. Característica da torta.	79
Tabela 16. Parâmetros da torta de filtração para os Fluidos WBM 1 a 6.....	81
Tabela 17. Parâmetros experimentais para os Fluidos WBM 1 a 6.....	82
Tabela 18. Parâmetros da torta de filtração para os Fluidos WBM 7 a 12.....	82
Tabela 19. Parâmetros experimentais para os Fluidos WBM 7 a 12.....	83
Tabela 20. Índice de compressibilidade dos experimentos.	84
Tabela 21. Coeficiente de determinação dos experimentos (WBM 1 a 6).....	90
Tabela 22. Coeficiente de determinação dos experimentos (WBM 7 a 12).....	92
Tabela 23. Parâmetros calculados <i>versus</i> experimental.	104
Tabela 24. Vazões e as taxas de invasão de filtrado no tempo igual a 10^{-8} segundos.	108
Tabela 25. Parâmetros do reservatório.	108
Tabela 26. Dados de filtração estática do fluido WBM 1.	132
Tabela 27. Dados de filtração estática do fluido WBM 2.	132
Tabela 28. Dados de filtração estática do fluido WBM 3.	133
Tabela 29. Dados de filtração estática do fluido WBM 4.	133
Tabela 30. Dados de filtração estática do fluido WBM 5.	134
Tabela 31. Dados de filtração estática do fluido WBM 6.	135
Tabela 32. Dados de filtração estática do fluido WBM 7.	136
Tabela 33. Dados de filtração estática do fluido WBM 8.	137
Tabela 34. Dados de filtração estática do fluido WBM 9.	138
Tabela 35. Dados de filtração estática do fluido WBM 10.	139
Tabela 36. Dados de filtração estática do fluido WBM 11.	140
Tabela 37. Dados de filtração estática do fluido WBM 12.	141

Tabela 38. Formulação para os fluidos não-Newtonianos de Ferraz (2014).....	143
Tabela 39. Dados experimentais para os fluidos não-Newtonianos de Ferraz (2014).	144
Tabela 40. Parâmetros calculados.	145

NOMENCLATURA

μ_a	Viscosidade aparente do fluido (Pa.s);
$^{\circ}\text{C}$	Grau Célsius;
A	Área de filtração (cm);
API	<i>American Petroleum Institute</i> ;
<i>Bingham</i>	Modelo Reológico;
<i>Blowout</i>	Fluxo descontrolado de um poço de petróleo devido a alguma falha no seu sistema de controle de pressão;
CaCO_3	carbonato de cálcio;
CMC	Carboxi Metil Celulose;
C_s	Concentração de sólidos no fluido (g/L);
<i>Drill in</i>	Utilizado na perfuração;
<i>et. al</i>	Indica que a obra possui outros colaboradores;
FANN	Marca do papel de filtro;
GX	Goma Xantana;
<i>Hitachi Tabletop</i>	Marca do MEV;
HTHP	<i>High Temperature/High Pressure</i> ;
k	Índice de consistência do fluido (Pa.s^n);
k_c	Permeabilidade do meio filtrante (mD);
<i>Kick</i>	Aumento súbito de pressão em um poço de petróleo;
k_{mc}	Permeabilidade da torta (mD);
k_{mc0}	Permeabilidade de referência da torta definida para 14,7psi (mD);
LE	Limite de escoamento
LEF	Laboratório de Escoamento de Fluido
<i>Looping</i>	Artifício matemático utilizado na programação na resolução de equações com rotina estabelecida de comparação de resultados com desvio estabelecido;
m	Parâmetro da Equação (15) (cm^2/s);
MEV	Microscópio Eletrônico de Varredura;
n	Índice de comportamento do fluido (adimensional);
<i>Ostwald de Waele</i>	Modelo Reológico;
<i>Overbalance</i>	Quando o processo na perfuração de poços de petróleo a pressões do poço é superiores à pressão dos poros da rocha reservatório;
P	Pressão aplicada ao sistema (psi);
P_{mc}	Pressão através da torta (psi);
P_{molhado}	Massa da torta úmida (g);
<i>Power Law</i>	Modelo Reológico;
P_{seco}	Massa da torta seca (g);
q	Fluxo de filtrado; ;
S_1, S_2	<i>Slowness</i> ;
<i>Slowness</i>	Utilizado na metodologia de Dewan & Chenevert (2001) para caracterização da torta de filtração;
<i>Softfil</i>	<i>Software</i> utilizado na célula de filtração HTHP;
<i>Spurt Loss</i>	Fase inicial que antecede a formação da torta de filtração;
t	Tempo (h)
T	Temperatura
t_c	Espessura do meio filtrante (mm);

T_{mc}	Espessura da torta (cm);
VP	Viscosidade plástica
V_s	Volume de sólidos no fluido (g);
Vt	Volume total de fluido (mL);

Letras gregas

α	Parâmetro da Equação (10);
γ	Taxa de deformação do fluido;
ΔP_c	Perda de carga no meio filtrante;
μ	Viscosidade;
mD	Mili Darcy
μm	Micrometro

RESUMO

SILVA, Leandro Azevedo **Determinação das propriedades da torta de filtração de fluido de perfuração e estimação de parâmetros** 2016. 159p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, Tecnologia Química). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2016.

A invasão indesejável de fluido na rocha reservatório pode causar danos irreversíveis à formação rochosa. Com o intuito de mitigar tais problemas, partículas sólidas são utilizadas como material obturante e adensante na composição de fluidos de perfuração. As características físico-químicas destes materiais têm forte influência na formação da torta de filtração e conseqüentemente na taxa de filtração e invasão de filtrado nas formações rochosas. Desta forma, o controle das propriedades da torta é fundamental no processo de perfuração de poços de petróleo. O objetivo deste trabalho foi avaliar o efeito do tamanho das partículas de Carbonato de Cálcio e da concentração de dois tipos de viscosificantes poliméricos distintos em testes de filtração estática. Os experimentos foram conduzidos em uma célula HTHP (*High Temperature, High Pressure*) produzida pela OFI *Testing Equipments*®. Os parâmetros da torta avaliados foram: porosidade, permeabilidade, espessura da torta, volume de filtrado, fator de crescimento e índice de compressibilidade. A distribuição granulométrica do carbonato de cálcio, o viscosificante e sua respectiva concentração influenciaram na reologia dos fluidos e no processo de filtração. Foram avaliadas equações que descrevem o fenômeno de filtração e permitem o cálculo de parâmetros de filtração. Dados experimentais obtidos na literatura foram usados com o objetivo de validar o modelo estudado. Com base em modelos da literatura foi realizada a simulação da invasão de filtrado de fluido de perfuração em um poço de petróleo conectando as equações de filtração e invasão. Com o resultado da simulação do comportamento de cada fluido pode-se prever quais as características do fluido que causará menor dano ao poço.

Palavra-chave: Filtração, Perfuração, Simulação, Modelagem e Invasão de Filtrado.

ABSTRACT

SILVA, Leandro Azevedo **Determination of filter-cake properties of drilling fluid and parameter estimation** 2016. 179p. Thesis (Master of Science in Chemical Engineering, Chemical Technology). Institute of Technology, Department of Chemical Engineering, Federal Rural University of Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2016.

The undesirable fluid invasion into the reservoir rock can cause irreversible damage to the rock formation. In order to avoid such problems, solid particles are used as bridging and weighting agent in drilling fluid formulations. The physico-chemical characteristics of these materials have a strong influence on cake formation and therefore on filtration rate and mud-filtrate invasion in rock formations. Thus, the control of filter-cake properties is critical in the oil well drilling process. The focus of this research was to evaluate the effect of calcium carbonate particle size and the concentration of two different types of polymeric viscosifier on static filtration tests. The experiments were performed in a HTHP cell (High Temperature, High Pressure) manufactured by OFI Testing Equipment®. This apparatus was previously used by Calabrez (2013), Martins (2013), and Ferraz (2014). The filter cake parameters evaluated were: porosity, permeability, cake thickness, filtrate volume, growth rate, and compressibility index. The particle size distribution of calcium carbonate, the viscosifier and its respective concentration influenced the rheology of the fluids and the filtration process. Equations that describe the filtration phenomenon and which allow the calculation of the filtration parameters were evaluated. Experimental data obtained in other studies were assessed in order to validate the studied model. Based on literature models, the simulation of drilling fluid filtrate invasion was performed in an oil well connecting the filtration and filtrate invasion equations. Using the simulation result of each fluid behavior it was possible to predict the characteristics of the fluid which will cause less damage to the oil well in this context.

Keyword: Filtration, Drilling, Simulation, Modeling and Filtrate Invasion.

CAPÍTULO I

1. INTRODUÇÃO

O presente trabalho apresenta os estudos realizados em uma célula de filtração HTHP onde foram extraídos dados experimentais de volume de filtrado *versus* tempo em filtração estática com o objetivo de estimar os parâmetros da torta de filtração a fim de levantar dados para minimizar a invasão de filtrado na formação rochosa. Foram produzidos fluidos de perfuração em base aquosa utilizando-se dois viscosificantes diferentes: Carboxi Metil Celulose (CMC) e Goma Xantana(GX) em duas concentrações diferentes. Em seguida foram avaliados os parâmetros da torta de filtração para três granulometrias diferentes do agente obturante carbonato de cálcio.

O fenômeno da filtração em superfície ocorre basicamente, quando uma solução qualquer contendo sólidos em suspensão é pressurizada contra um meio poroso. Os componentes sólidos tendem a se depositar e se aderir na superfície do meio poroso exposta ao fluido, formando uma torta ou reboco, como alguns autores preferem se referir. Para este fenômeno ocorrer é essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas, especificamente quando o assunto é perfusão de poço de petróleo. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido invade a rocha reservatória.

Ao decorrer do processo de filtração, a espessura da camada de material agregado, denominada reboco ou torta de filtração, aumenta com o tempo promovendo uma redução gradual da taxa de filtração. O comportamento da filtração depende de quanto de sólido invade a rocha permeável e da espessura do reboco formado, a qual é limitada pela tensão de cisalhamento associada ao fluxo no interior da fratura.

A fase inicial que antecede a formação da torta de filtração é conhecida como *Spurt Loss*, um fenômeno de processo que pode ser representado graficamente pelo salto inicial do volume de filtrado antes da formação da torta de filtração, ou seja, enquanto a torta de filtração não é formada, na fase inicial, uma quantidade reduzida de pequenas partículas é capaz de invadir a rocha até que partículas maiores sejam retidas pela malha sinuosa que o reservatório apresenta.

A filtração pode ser estática ou dinâmica. Na filtração estática, quando a circulação do fluido de perfuração é interrompida, o reboco de baixa permeabilidade formado cresce continuamente, sendo o responsável por controlar as taxas de filtração no poço. Portanto, na medida em que a espessura do reboco vai aumentando, as taxas de filtração vão diminuindo ao longo do tempo. Na filtração dinâmica, quando há circulação do fluido, a espessura do reboco é função do equilíbrio dinâmico entre a taxa de deposição das partículas e a taxa de erosão da

torta de filtração provocada pelo escoamento do fluido no poço. Sendo assim, quando esse equilíbrio é atingido o reboco adquire uma espessura constante e, conseqüentemente, as taxas de filtração no poço serão constantes também, ou seja, não haverá mais a erosão da torta e nem o crescimento da torta.

Os dados e os parâmetros do processo de filtração tais como: porosidade, permeabilidade, compressibilidade, espessura, resistência ao cisalhamento e o fator de crescimento da torta são relevantes para mitigar as invasões indesejadas do filtrado na matriz rochosa e perda de recirculação do poço, que podem causar danos muitas vezes irreversíveis à rocha reservatório, tornando o poço inviável para a produção do óleo.

Dados experimentais obtidos em outros trabalhos foram avaliados com o objetivo de validar o modelo estudado. Com base em modelos da literatura foi realizada a simulação da invasão de filtrado de fluido de perfuração em um poço de petróleo conectando as equações de filtração e invasão. Com o resultado da simulação do comportamento de cada fluido pode-se prever quais as características do fluido que causará menor dano ao poço.

CAPÍTULO II

2. REVISÃO DE LITERATURA

2.1 Fluidos e o Processo de Perfuração

Avaliando o reservatório do ponto de vista da engenharia de poços, perfilagem e perfuração, os fluidos de perfuração devem estar dentro de requisitos de desempenho tais como, taxa de cisalhamento, limpeza do poço e minimização de perda de filtrado. Enquanto que do ponto de vista da engenharia de reservatórios, os fluidos de perfuração precisam controlar a pressão da formação e permitir uma avaliação adequada da zona produtora. Em outras palavras, o fluido de perfuração deve impedir a entrada descontrolada de hidrocarbonetos para dentro do poço, ao mesmo tempo em que sua invasão na formação produtora seja minimizada de forma a não comprometer a produtividade do poço e/ou dificultar a interpretação de testes de formação (JIAO & SHARMA, 1992).

Ferreira & Massarani (2005) elucidaram que as propriedades e a espessura da torta de filtração depositada na parede do poço interfere diretamente no controle da invasão do filtrado e da perda de recirculação de fluido no processo de perfuração na formação rochosa.

O fluido de perfuração também é usado para tentar impedir ou minimizar a invasão na rocha reservatório. A indústria tem proposto algumas ideias, a maioria delas baseada na adição de agentes tamponadores, para a formulação da composição do fluido de perfuração. Tais agentes bloqueariam os poros da rocha perto da parede do poço, restringindo, conseqüentemente, a invasão do filtrado do fluido na rocha (WALDMANN, 2005).

Um dos principais problemas ocasionados pela presença do filtrado em zonas produtoras de óleo e gás é o significativo decréscimo nas suas permeabilidades relativas e a conseqüente redução da produtividade do poço e o aumento no custo financeiro no custo final da produção (MARTINS *et al.*, 2008).

De acordo com Waldmann (2008), no bombeamento do fluido de perfuração, sólidos são carreados do anular até a superfície. O anular não apresenta linearidade e pode ainda ter inclinação e diversas sinuosidades, conforme ilustrado na Figura 1, causando aumento ou decréscimo de perda de carga ao longo do poço. Este escoamento, que ainda sofre variação com a altura do poço, gera um perfil de pressões na parede do poço que influenciará um escoamento radial para o interior da formação rochosa. Esta formação é um meio poroso anisotrópico saturado por uma mistura de multicomponentes contendo hidrocarbonetos sob as formas líquida e gasosa e água.

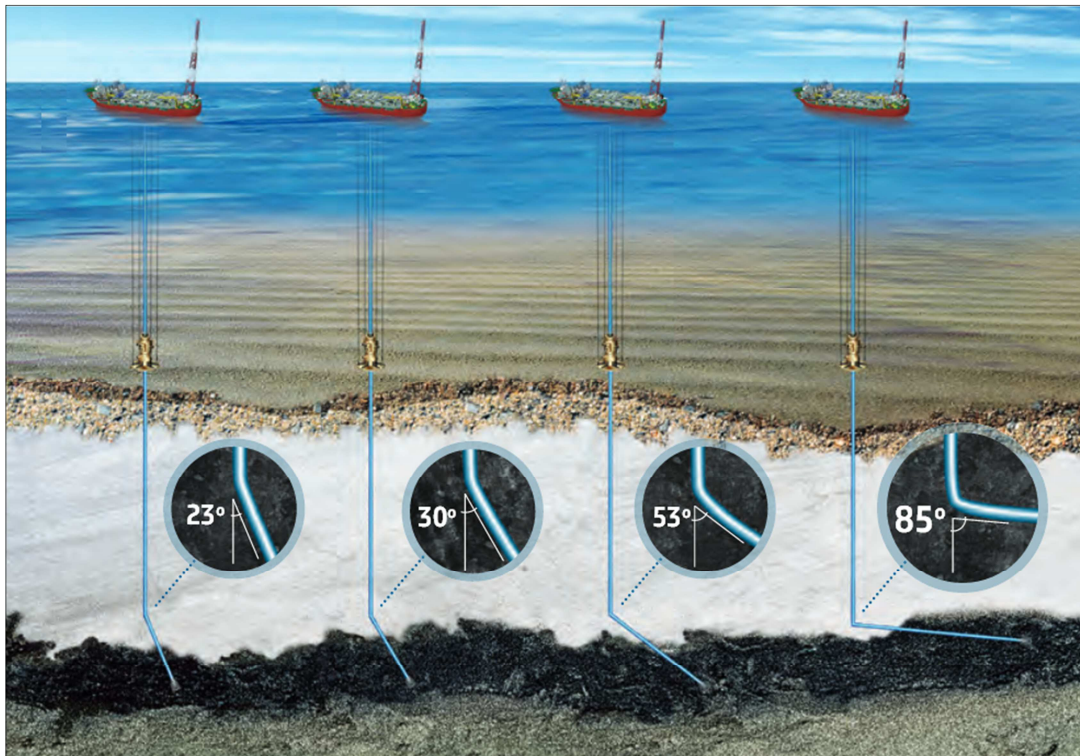


Figura 1. Esquema tridimensional de poço perfurado. Fonte: Eren (2010).

De acordo com Martins (2008), a formação da torta de filtração na parede do reservatório, conforme ilustra a Figura 2(a), pode causar danos irreversíveis ao poço. Pode-se dizer que esta torta formada na parede do poço do reservatório, conforme pode ser observado na Figura 2(b), leva ao entupimento dos veios aonde o óleo irá percolar durante a extração do óleo, por isso é fundamental o estudo do crescimento e do comportamento deste material depositado nessa região durante o escoamento axial entre a coluna de perfuração e o anular.

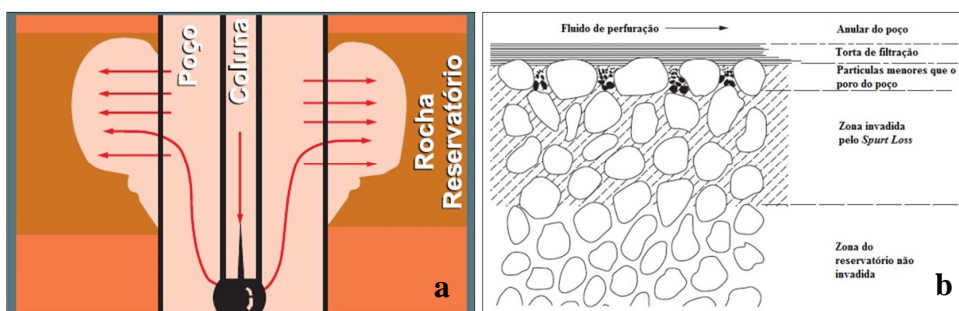


Figura 2. (a) Invasão do fluido de perfuração no reservatório. Fonte: Martins (2008).
 (b) Invasão de uma formação permeável por fluido de perfuração. Fonte: Adaptado de Caenn (2014).

O processo de perfuração de poços de petróleo é cada vez mais modernizado no intuito de oferecer melhores condições de produção e mais agilidade na operação. Com isso, os maiores retornos são a segurança de processo e a redução do tempo

gasto para realizar a operação. Visando dar sequência nesse preceito, buscaram-se pontos de oportunidade de melhoria dentro do processo de filtração. O fluido de perfuração pode ser definido de diversas formas na literatura, pois existem diversos conceitos de fluido de perfuração em artigos, teses etc., mas conceituando o fluido de uma maneira mais didática e ampla, o mesmo pode ser compreendido como um fluido, que pode ser gaseificado, ou um gás usado na perfuração de um poço de petróleo, sendo o mesmo bombeado até a broca e imergindo pelo anular (EREN, 2010).

O sucesso da perfuração de um poço de petróleo depende amplamente das propriedades do fluido de perfuração. O custo do fluido de perfuração em si é relativamente baixo, porém a seleção do fluido adequado e a manutenção das propriedades certas durante a perfuração influenciam profundamente os custos totais do poço. O número de dias de plataforma necessários para perfurar até a profundidade total, por exemplo, depende da taxa de penetração da broca e da prevenção de atrasos causados pelo desmoronamento de folhelhos, de tubos de perfuração presos, de perdas de circulação etc., todos os quais influenciados pelas propriedades do fluido de perfuração. Além disso, o fluido de perfuração pode afetar a avaliação da formação subsequente e a produtividade do poço (CAENN, 2014).

Além disso, a formação da torta de filtração com altas permeabilidades resultam em tortas com espessuras grandes o que reduz o diâmetro efetivo do poço e causa vários problemas operacionais dentre os quais podemos destacar: torque excessivo ao girar o tubo, arrasto excessivo no processo de pesca e retiradas de equipamentos do poço e dificuldades no controle da pressão de bombeamento do fluido de perfuração. De acordo Caen (2014) tortas espessas podem fazer o tubo de perfuração com que o tubo de perfuração fique preso por um mecanismo conhecido como prisão diferencial.

2.1.1 Funções do fluido de perfuração

Os fluidos de perfuração são muito importantes durante as operações unitárias de perfuração, pois desempenham uma série de funções essenciais. Este desempenho é diretamente dependente das propriedades reológicas, de filtração e lubricidade (viscosidades, consistência de gel, controle de filtrado, formação reboco e coeficiente de lubricidade) dos fluidos de perfuração (THOMAS *et al.*, 2001). Segue abaixo uma lista com as principais funções do fluido de perfuração exercidas na perfuração rotativa.

- Carrear os cascalhos gerados na pela ação mecânica da broca, transportá-los pelo anular;
- Permitir separação do cascalho na superfície com facilidade;
- Reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço;
- Promover a estabilidade das seções não revestidas do poço;
- Prevenir a entrada de fluidos – óleo, gás ou água – a partir das rochas permeáveis penetradas;

- Formar reboco ou torta de pequena espessura e de baixa permeabilidade que impeça ao máximo a invasão do fluido de perfuração no reservatório;
- Auxiliar na coleta e na interpretação das informações disponíveis a partir dos cascalhos provenientes da perfuração, de testemunhos e do perfil elétrico.
- Exercer pressão hidrostática sobre a formação maior que sua pressão de poros: evitar o influxo de fluidos indesejáveis (fenômeno denominado *kick* ou *blowout*, quando o fluxo é descontrolado) e estabilizar as paredes do poço;
- Manter o poço aberto até que o revestimento possa ser descido e cimentado; formar um filme de baixa permeabilidade de fina espessura nas paredes do poço: este filme, denominado de reboco, previne o influxo do próprio fluido de perfuração na formação e impede o fenômeno indesejado do inchamento de argilas hidratáveis da formação;
- Resfriar e lubrificar a broca.

Em conjunto com as funções anteriormente citadas, certas limitações ou requisitos negativos são colocados sobre o fluido de perfuração (THOMAS *et al.*, 2001). O fluido não deve:

- Ser insalubre ou dispor periculosidade às pessoas que estarão atuando na perfuração e nem ser prejudicial ao meio ambiente;
- Exigir métodos incomuns e de alto custo aos procedimentos rotineiros de completação de poços perfurado;
- Diminuir a produtividade esperada;
- Ser corrosivo nem causar desgaste excessivo nos equipamentos de perfuração;
- Apresentar dificuldades no bombeamento;
- Apresentar subprodutos quando submetidos a altas taxas de cisalhamento.

Durante a perfuração no trecho da rocha reservatório, o fluido de perfuração invade a formação devido ao diferencial de pressão positivo conhecida por *overbalance*, que consiste em manter as pressões no poço sempre superiores às pressões dos poros da rocha reservatório, de modo a evitar influxo de fluidos nativos para dentro do poço, fenômeno conhecido como *kick* (CIVAN, 2007).

A principal função de um fluido de perfuração era conter os cascalhos gerados pela ação mecânica da broca na rocha matriz, logo, o fluido deveria manter os cascalhos em suspensão e no bombeamento os mesmo seriam levados à superfície. Desse modo o fluido atuava como transporte do cascalho sendo esta a característica mais relevante. Atualmente o fluido possui outras atribuições intrínsecas à operação e no controle do processo de perfuração colaborando na transmissão de informações do poço de petróleo (CAENN, 2014).

2.2 Composição dos Fluidos de Perfuração

Segundo Caenn (2014), os fluidos de perfuração podem ser classificados de acordo com sua base, listada na Tabela 1.

Tabela 1. Composição dos Fluidos de Perfuração.

FLUIDO	BASE
Lamas à base de água	Partículas sólidas ficam suspensas em água ou em salmoura. O óleo pode estar emulsionado em água, caso em que a água é chamada de fase contínua.
Lamas à base de óleo	Partículas sólidas ficam suspensas em óleo. A água ou salmoura é emulsionada em óleo, isto é, o óleo é a fase contínua.
Gás	Os cascalhos da perfuração são removidos por um fluxo de alta velocidade de ar ou gás natural. Agentes espumantes são adicionados para remover pequenos influxos de água.

Fonte: Caenn (2014)

2.3 Características do Fluido de Perfuração

De acordo com Thomas (2001), sempre que possível, o fluido deve manter as seguintes características desejáveis:

- Ser estável quimicamente;
- Estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- Facilitar a separação dos sólidos perfurados (cascalhos) na superfície;
- Manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso;
- Ser inerte em relação a danos às rochas produtoras;
- Aceitar qualquer tratamento, físico ou químico;
- Ser bombeável;
- Apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão em relação a coluna de perfuração e demais equipamentos do sistema de circulação;
- Facilitar as informações geológicas;
- Possuir baixa toxicidade e alta biodegradabilidade

Uma das principais funções da água em fluidos de perfuração é de dispersão para os materiais coloidais, principalmente argilas e polímeros, que controlam a viscosidade, limite de escoamento, forças géis e filtrados em valores adequados para conferir ao fluido uma boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e capacidade de estabilização das paredes do poço (THOMAS, 2001).

2.4 Propriedades do Fluido de Perfuração

Durante o processo de perfuração, os fluidos devem ser monitorados constantemente com o intuito de garantir a eficiência no processo de perfuração. As propriedades mais importantes e frequentemente medidas na sonda são a densidade, a reologia, os parâmetros de filtração e o teor de sólidos (GRAY & DARLEY, 1981). Vale ressaltar que tais propriedades encontram-se principalmente relacionadas ao desempenho operacional dos fluidos.

As propriedades intrínsecas que são usadas para controlar as características dos fluidos podem ser físicas ou químicas. As características físicas são mais genéricas e são medidas em qualquer tipo de fluido, enquanto que as químicas são mais específicas e são determinadas para distinguir certos tipos de fluidos (THOMAS, 2001)

De acordo com Robinson *et al.*, (2005), para otimizar a operação de perfuração, é importante compreender as propriedades dos sólidos e como estas podem afetar as propriedades da lama. Em particular a reologia, a filtração, o potencial de inibição de xisto, a lubrificidade e características de molhagem.

As propriedades químicas determinadas com maior frequência nos laboratórios das sondas são o pH, o teores de cloreto e a alcalinidade. Outras propriedades físicas são a resistividade elétrica, o índice de lubrificidade e a estabilidade elétrica (CAENN, 2014).

2.5 Aspectos Reológicos

Os fluidos são classificados de acordo com seu comportamento reológico por meio da análise da relação entre a tensão e taxa de cisalhamento para condições de temperatura e pressão estabelecidas. Reologicamente, os fluidos são divididos em duas categorias: Newtonianos e não-Newtonianos. Nos fluidos Newtonianos, a relação entre a tensão e a taxa de cisalhamento é constante, ou seja, sua viscosidade é afetada pela temperatura e pressão, entretanto sua viscosidade não varia com a taxa ou tensão de cisalhamento; já nos fluidos não-Newtonianos a viscosidade varia com a taxa ou tensão de cisalhamento (STEFFE, 1996).

Os maiores contribuintes para o comportamento reológico de uma suspensão são as propriedades e características do sólido e do fluido. Os aditivos modificam e controlam as propriedades interfaciais e interações entre o sólido e o fluido, modificando a reologia da suspensão. Dentre os principais fatores que influenciam a reologia do sistema, estão: concentração de sólidos; características do meio líquido (como densidade e viscosidade); temperatura; características físicas das partículas (como distribuição granulométrica, densidade, forma, área superficial específica etc.); tipo de interação entre as partículas (repulsão e atração); concentração de moléculas de dispersante no meio líquido; peso molecular e conformação espacial da molécula de aditivos como dispersantes; espessura da camada de moléculas de dispersante adsorvidas em torno das partículas (ORTEGA *et al.*, 1997).

A maioria dos fluidos de perfuração *drill-in* à base de polímeros são não-Newtonianos, independentes do tempo e pseudoplásticos, apresentando ou não tensão residual. Por isso, atualmente, têm sido utilizados os modelos reológicos de Bingham, Ostwald-de-Waele (Lei da Potência ou *Power Law*) e Herschel-Bulckley para descrever o comportamento reológico desses fluidos (MACHADO, 2002).

O estudo das propriedades reológicas dos fluidos é importante para avaliar o comportamento da operação unitária de remoção de particulados do poço de pequenos tamanhos até particulados grosseiros como o cascalho, por exemplo. O volume de filtrado é um dado medido rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à filtração, isto de acordo com Machado (2002).

Seguem, na Tabela 2, os modelos matemáticos aplicados para os fluidos preparados neste trabalho. Onde:

- a - Tensão inicial (Pa)^{0,5}
- b - índice de comportamento (adimensional);
- μ - viscosidade dinâmica (Pa.s).
- μ_{∞} - viscosidade plástica de Casson (Pa.s)^{0,5};
- k – índice de consistência (Pa.sⁿ);
- LE_B – viscosidade plástica (Pa.s)
- n – índice de comportamento (adimensional);
- VP_B ou τ_0 – limite de escoamento ou tensão crítica (Pa);
- γ - taxa de deformação (s⁻¹);
- τ - tensão de cisalhamento (Pa);
- τ_0 - Tensão inicial (Pa)^{0,5}

Tabela 2. Equações de modelos matemáticos.

Modelo Matemático	Equação do modelo	N ^o
Newtoniano	$\tau = \mu \gamma$	(1)
Power Law	$\tau = k\gamma^n$	(2)
Herschel-Bulkley	$\tau = \tau_0 + k \gamma$	(3)
Bingham	$\tau = VP_B\gamma + LE_B$	(4)
Robertson-Stiff	$\tau = a(\gamma + \gamma_0)^b$	(5)

Fonte: Dados do autor.

Outras propriedades do fluido importantes são citadas abaixo: Densidade, teor de sólidos e pH. Os limites de variação da densidade dos fluidos para perfurar uma determinada fase são definidos pelo limite mínimo da pressão de poros (é a pressão atuante nos fluidos que se encontram no espaço poroso da rocha) e pelo limite máximo da pressão de fratura (é o valor de pressão para o qual a rocha se rompe) das formações expostas (THOMAS *et. al.*, 2001).

O teor de sólidos, cujo valor deve ser mantido no mínimo possível, é uma propriedade que deve ser controlada com rigor porque o seu aumento implica no aumento de várias outras propriedades. O tratamento do fluido para reduzir o teor de sólidos pode ser preventivo ou corretivo. O tratamento preventivo consiste em inibir o fluido, física ou quimicamente, evitando-se a dispersão dos sólidos perfurados. No método corretivo pode-se fazer uso de equipamentos extratores de sólidos, tais como tanques de decantação, peneiras, hidrociclones e centrifugadores, ou diluir o fluido (EREN, 2010).

O pH dos fluidos de perfuração é medido através de papéis indicadores ou de potenciômetros, e é geralmente mantido no intervalo alcalino baixo, isto é, de 7 a 10. O objetivo principal é reduzir a taxa de corrosão dos equipamentos e evitar a dispersão das formações argilosas (CAENN, 2014).

2.6 Processo de Filtração

Pela teoria da filtração, segundo Carter (1957), duas fases distintas ocorrem durante o processo de filtração do fluido em formações: Uma fase inicial que antecede a formação do reboco chamado *Spurt Loss*, conforme pode ser observado na Figura 3. Na segunda fase ocorre a formação e a consolidação da torta de filtração sobre a superfície do meio filtrante. O crescimento da torta está diretamente associado à velocidade de filtração. Nesta fase, o fluxo de fluido da fratura para a formação é controlado pela permeabilidade da torta.

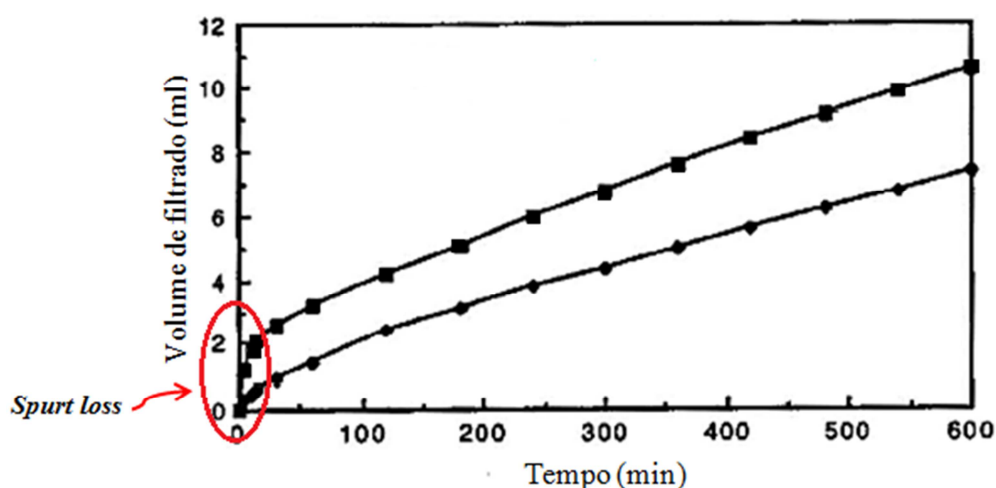


Figura 3. Curva de filtração estática. Fonte: Adaptada de Jião & Sharma (1993).

O resultado da filtração de uma solução qualquer contra um meio poroso é a consequente formação do reboco ou torta de filtração, que aumentará mediante a passagem do fluido. O fluido que passa contra o meio filtrante é conhecido como filtrado. O estudo da curva de volume de filtrado *versus* o tempo, apresenta como resultado a queda da vazão do filtrado em função da formação da torta. A espessura desta camada de material agregado aumenta com o tempo, o que promove

gradualmente, uma redução da taxa de filtração. O comportamento da filtração depende do quanto de sólido invade a rocha permeável e da espessura do reboco formado, a qual é limitada pela tensão de cisalhamento associada ao fluxo no interior do poço ou na superfície da torta (THOMAS *et al.*, 2001).

Todo o cenário elucidado anteriormente gera o interesse de investir tempo e estudo visando sempre à otimização do processo de filtração e o levantamento de dados para implementação de novas ideias e propostas, buscando redução de custo, segurança de processo e minimização no tempo de operação (CIVAN, 2007).

De acordo com Ferraz (2014), o fenômeno da filtração ocorre basicamente quando uma solução contendo sólidos em suspensão é pressurizada contra um meio poroso, os componentes sólidos tendem a se depositar nesta superfície exposta ao fluido, formando um filme. É essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas.

A produtividade do poço depende da pressão de óleo da rocha reservatório. Quando a pressão hidrostática da coluna tende ser maior do que a pressão do fluido nos poros da formação, tem-se, por consequência, a tendência da invasão do fluido às formações permeáveis diminuindo a produtividade do poço. A perda de fluido de perfuração por invasão não será muito significativa se os sólidos da lama de perfuração formar uma torta de filtração de permeabilidade relativamente baixa, por meio do qual somente o filtrado pode escoar (CAENN, 2014).

2.7 Filtração Estática

Larsen (1938) propôs que se a lama fosse filtrada, a vazão seria proporcional à raiz quadrada do tempo, com exceção de um pequeno erro inicial. Entretanto, na prática essa proposição não é real para todos os fluidos de perfuração, ela se aproxima suficientemente para fins práticos e constitui a base para a mecânica da filtração estática.

No processo de perfuração de poços, quando a circulação do fluido de perfuração é interrompida, a torta de baixa permeabilidade formada cresce continuamente sendo responsável por controlar as taxas de filtração no poço. Portanto, na medida em que a espessura do reboco vai aumentando, as taxas de filtração vão diminuindo ao longo do tempo (VAUSSARD, 1986).

O processo de filtração estática é ilustrado na Figura 4. Nota-se que o escoamento ocorre no mesmo sentido da formação da torta, sendo tal definição importante para diferir do processo similar, contudo diferente do processo de filtração dinâmica (ARAÚJO, 2010).

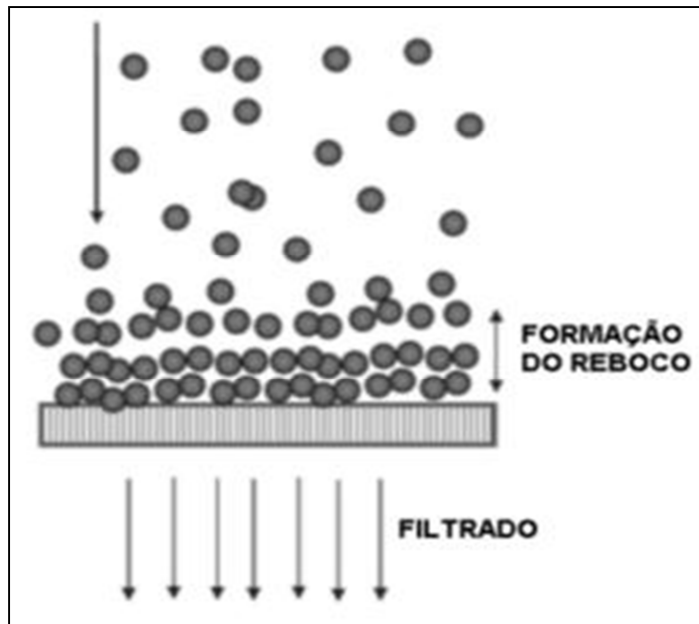


Figura 4. Esquema representativo da filtração estática. Fonte: Araújo (2010).

A Figura 5 mostra um gráfico típico de volume cumulativo de filtrado *versus* o tempo. O início do processo de filtração é caracterizado fisicamente por um jato de fluido filtrado que escoar rapidamente sem a presença evidenciada da perda de carga, que por sua vez só é observada quando uma porção de sólidos forma uma torta de filtração. Esta torta aumenta ao longo do tempo uma vez que o fluido continua escoando pelo meio filtrante. No decorrer do tempo a vazão diminui, pois a perda de carga aumenta com a formação da torta de filtração, (CAENN, 2014).

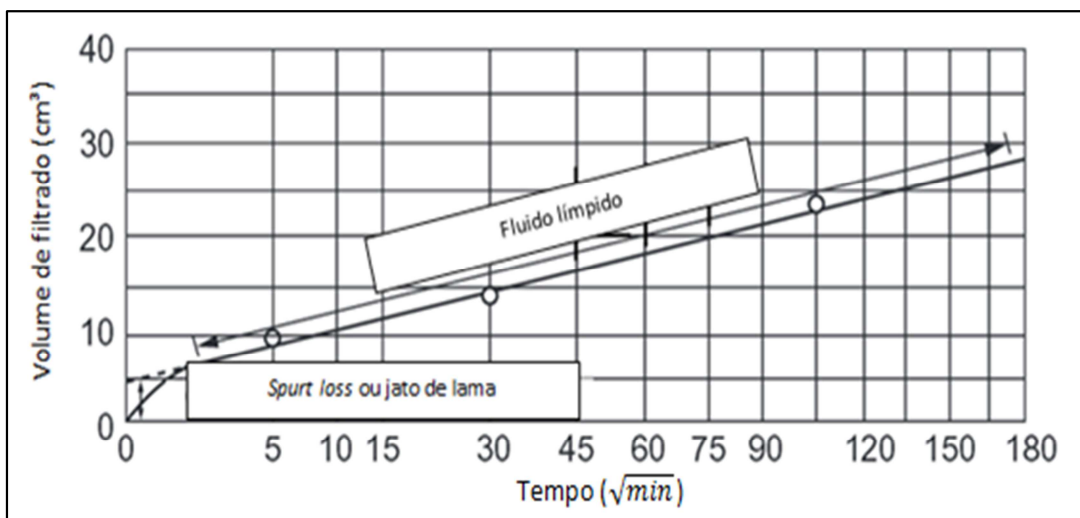


Figura 5. Relação volume de filtrado com a raiz quadrada do tempo. Fonte: Adaptado de Caenn (2014).

2.7.1 Filtração estática sob pressão constante

De acordo com Greil *et al.* (1992) e Tiller (1953) as vantagens e desvantagens de realizar experimentos de filtração estática sob pressão constante por um determinado período são descritas abaixo:

Vantagens

- Um grande número de estudos experimentais disponíveis.
- Uma vez que o fluxo líquido permeia o meio filtrante, o processo de formação da torta de filtração é iniciado. A taxa de deposição de sólidos necessariamente aumenta à medida que o líquido comprime a torta de filtração.
- Fácil obtenção de dados.

Desvantagens

- Os cálculos e resultados devem ser tratados com atenção. Os dados obtidos nos experimentos muitas vezes apresentam inconsistência. Essa inconsistência pode ser atribuída à transmissão de dados entre os sensores e o *Software*.
- Para caracterizar a pressão constante, deve-se iniciar a filtração buscando a estabilização da pressão no interior da célula contra o meio filtrante durante todo o processo de filtração do fluido de perfuração. Este processo pode, no início, apresentar dificuldades experimentais.
- Dificuldade de caracterizar o *Spurt Loss* experimentalmente.

Durante a filtração dinâmica e estática muitos fatores que são difíceis de quantificar podem afetar a formação da torta interna e externa. Ela pode ser afetada, por exemplo, pelas propriedades físico-químicas da suspensão sólido-líquido, entupimentos causados pela migração de partículas pequenas através da torta de filtração. Em outras palavras, as características de filtração e acúmulo da torta são afetadas por diversos fatores como: propriedades do fluido de perfuração, configuração do fluxo de fluido na rocha, propriedades de rocha e as condições de operação (MASSARANI, 1985).

2.7.2 Relação entre a temperatura e o volume de filtrado

O incremento da variável temperatura pode alterar o processo de filtração de algumas maneiras, porém o mais importante é a variação da viscosidade. De acordo com Machado (2002), o aumento de temperatura diminui a viscosidade do fluido. Este fenômeno aumenta o volume de filtrado uma vez que o escoamento entre os interstícios da torta de filtração é facilitado.

A mudança de temperatura também causa o desequilíbrio eletroquímico que rege o grau de floculação e agregação, alterando assim a permeabilidade da torta de filtração. O efeito dessas alterações resulta em volumes maiores ou menores de filtrado. Alterações de temperatura podem causar a degradação de componentes orgânicos presentes na suspensão ou qualquer outro componente presente na mistura pode promover um comportamento diferente das propriedades de filtração. Muitos agentes orgânicos de controle de filtração começam a degradar significativamente a temperaturas acima de 100°C (CAENN, 2014).

2.7.3 Espessura da torta de filtração

De acordo com Bo *et al.* (1965), a avaliação da distribuição granulométrica e tamanhos de partículas é importante para avaliar o comportamento da espessura da torta. Tais parâmetros podem controlar a porosidade da torta, por conseguinte o volume aparente em relação ao volume dos grãos.

Na verdade, apesar da espessura do reboco estar relacionada com a perda de filtrado, a relação mais específica varia principalmente com a concentração de sólidos e a quantidade de água retida na torta. A espessura da torta de filtração é proporcional à perda de filtrado e, portanto, apenas a perda de filtrado precisa ser especificada. A perda de filtrado diminui à medida que a concentração dos sólidos aumenta. (MASSARANI, 1985).

Em menor grau, a espessura da torta de filtração é determinada pelo tamanho das partículas e pela distribuição de tamanho de partículas. Esses parâmetros controlam a porosidade da torta e, conseqüentemente, a permeabilidade do meio (VAUSSARD, 1986).

2.7.4 Permeabilidade da torta de filtração

A permeabilidade da torta de filtração é um parâmetro fundamental que rege os processos de filtração estático e dinâmico. Este parâmetro se reflete mais verdadeiramente no comportamento da filtração quando a rocha reservatório é submetida à perfuração. Na verdade, apesar da espessura da torta de filtração estar relacionada com a perda de filtrado, a relação mais específica varia principalmente com a concentração de sólidos e a quantidade de água retida na torta (TILLER, 1953).

De acordo com Bo *et al.* (1965), a avaliação da distribuição granulométrica e tamanhos de partículas é importante para avaliar o comportamento da espessura da torta. Estes parâmetros podem controlar a porosidade da torta e, portanto, o volume aparente em relação ao volume dos grãos.

2.8 Filtração Dinâmica

A filtração dinâmica, ilustrada na Figura 6, é uma operação complexa controlada por vários parâmetros, onde o fluxo do filtrado e o mecanismos de formação da torta são as variáveis mais importantes (MASSARANI, 1985). Sob a condição de filtração dinâmica, o crescimento da torta é limitado pela ação erosiva do fluxo de lama. Entretanto, de modo geral, em condições de equilíbrio dinâmico a taxa de filtração depende da espessura e da permeabilidade da torta.

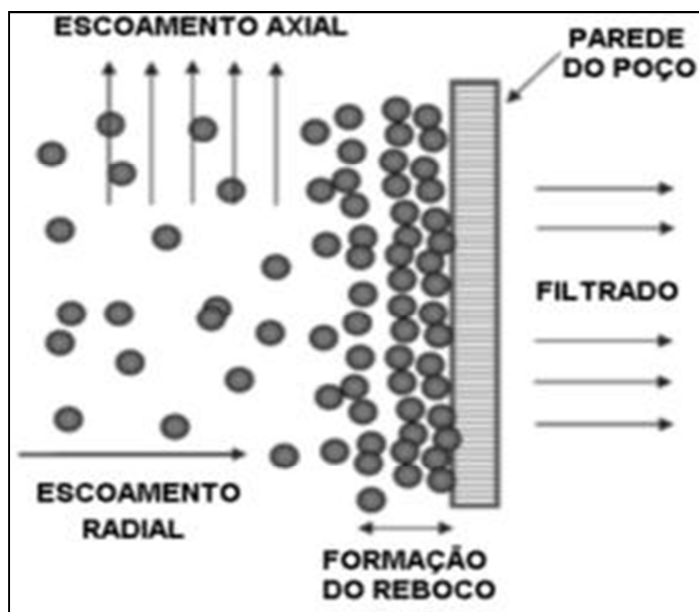


Figura 6. Esquema representativo da filtração dinâmica. Fonte: Araújo (2010).

Quando há circulação do fluido, a espessura do reboco é função do equilíbrio dinâmico entre a taxa de deposição das partículas e a taxa de erosão da torta de filtração provocada pelo escoamento do fluido no poço. Sendo assim, quando esse equilíbrio é atingido o reboco adquire uma espessura constante e, conseqüentemente, as taxas de filtração no poço serão constantes também, ou seja, não haverá mais a erosão da torta e nem o crescimento da torta (LIU & CIVAN, 1993).

Segundo Calçada *et al.* (2011), em seus experimentos as curvas de filtração apresentaram comportamento já esperado, isto é, a pressão cada vez maior para a mesma concentração tendo por consequência um aumento na taxa de fluxo de filtrado .

2.9 Invasão de filtrado

Partículas maiores do que as aberturas dos poros não podem entrar no poro, e são arrastadas pelo fluido de perfuração. Partículas consideravelmente menores do que as aberturas dos poros devem invadir a formação, tamponando a superfície dos poros. Uma vez que a torta está estabelecida na parede do poço, partículas sucessivamente menores permanecem aderidas e, com isso, somente o fluido filtrado invade a formação. A formação de torta de pequena espessura e impermeável ao

longo das paredes do poço é fator decisivo ao bom desempenho do fluido de perfuração. A torta de filtração é constituída pelos sólidos gerados durante a perfuração e pelos sólidos existentes no próprio fluido de perfuração e tem a finalidade de consolidar as paredes do poço, minimizar os riscos de desmoronamentos e reduzir a filtração frente às camadas, evitando perda da fase contínua do fluido através das rochas. Besson *et. al.* (1952) mostrou em seu estudo e trabalho que diferentes meios porosos apresentam diferentes taxas de filtrado.

Abrams (1977) relacionou em seu trabalho o tamanho de partículas obturantes com a permeabilidade. Pode-se resumir o processo de invasão de filtrado em dois mecanismos de controle da invasão de fluido. Um deles é através da resistência da fase líquida ao escoamento no meio poroso. Martins (2004) mostra que, a partir de expressões para estimativa das forças resistivas que caracterizam o escoamento de soluções poliméricas em meios porosos, é possível estabelecer parâmetros reológicos que definam fluidos de perfuração isentos de sólidos não penetrantes no reservatório. Outro é via adição de sólidos tamponadores no fluido de perfuração. Tais sólidos seriam capazes de oferecer resistência à invasão através de dois processos distintos: As partículas que apresentam diâmetro maior que o da garganta de poros da rocha reservatório acumula-se na parede do poço, formando um reboco de baixa permeabilidade responsável pelo controle da invasão, Figura 7(a). Tal processo é chamado formação do reboco externo (FERREIRA & MASSARANI, 2002).

Já partículas com o diâmetro menor que o da garganta de poros do reservatório tendem a migrar para o interior do meio poroso, Figura 7(b). As partículas capturadas na superfície da parede dos caminhos porosos formam o reboco interno (JIAO & SHARMA 1992). Deve-se ressaltar que o reboco interno além de controlar a invasão pode também representar um obstáculo para o escoamento do óleo durante a fase produtiva do poço.

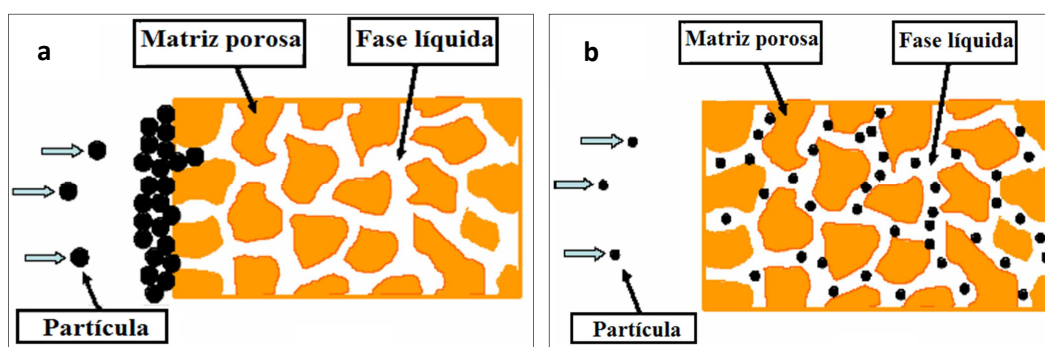


Figura 7. Formação da torta. (a) Reboco externo; (b) Reboco interno. Fonte: Waldmann *et. al.* (2006).

Em um regime de perfuração *overbalance*, a diferença de pressão entre a formação e do fluido de perfuração na região anular faz com ocorra a invasão de fluido de perfuração para dentro da formação, invasão de filtrado. O filtrado da lama

de perfuração à base de água em mistura com o óleo da formação causa redução saturação do óleo na zona invadida (Civan, 1994). Como resultado, a saturação de água na zona próxima à do poço aumentará. causando maior resistência ao escoamento, a resistência do fluxo de óleo para o poço aumentará. Este problema pode causar um declínio da produtividade do poço.

2.9.1 Minimização da invasão de filtrado

Segundo Waldmann *et. al.* (2008), baseado na experiência de campo, duas práticas têm sido adotadas para minimização da invasão do filtrado do fluido de perfuração no que diz respeito à adição de sólidos tamponadores, são elas:

- Em reservatórios com permeabilidade variando entre 500 e 3000 mD, a prática comum é adição de Carbonato de Cálcio com a granulometria variando entre 2 e 44 μm ($D_{10}=2\mu\text{m}$ e $D_{90}=44\mu\text{m}$).
- Em reservatórios com permeabilidade variando entre 3000 e 8000 mD, a prática comum é adição de uma mistura de Carbonato de Cálcio com 75% da granulometria variando entre 2 e 44 μm ($D_{10}=2\mu\text{m}$ e $D_{90}=44\mu\text{m}$) e 25 % da granulometria variando entre 44 e 74 μm ($D_{10}=44\mu\text{m}$ e $D_{90}=74\mu\text{m}$).

2.10 O efeito da distribuição das partículas

A relação entre a distribuição de tamanho da partícula e propriedades de filtração também foi estudada por Gates *et al.* (1942). As principais conclusões são que os menores volumes de filtração foram obtidos pela distribuição de partículas relativamente uniforme e não existe nenhuma relação entre pH e tamanho de distribuição de partículas nos fluidos de perfuração testados.

Krumbein e Monk (1943) trabalharam com tamanhos médios de partículas grande e pequenas. Com isso eles mostraram que as permeabilidades da torta de filtração diminuía drasticamente com o diâmetro médio de partículas

O trabalho experimental apresentado por Bo *et. al.* (1964) mostrou que diferentes permeabilidades e porosidades (e, portanto, as taxas de filtração) podem existir em leitos de partículas com o mesmo tamanho, mas com distribuições de tamanho diferentes. Eles investigaram o efeito da distribuição de tamanho de partícula sobre a permeabilidade da torta de filtração.

A distribuição do tamanho de partícula, permeabilidade da rocha, distribuição de tamanho dos poros, concentração de sólidos do fluido de perfuração, taxa de circulação de fluido de perfuração e o comportamento reológico são principais fatores que determinam o dano a formação devido à invasão de sólidos (CHESSER *et al.*, 1994).

Barkman & Davidson (1972) mostraram três curvas de volume de filtrado *versus* a raiz quadrada da curva de tempo. De acordo com seus experimentos três tipos de forma de curva de filtração foram obtidos e são apresentadas na Figura 8 (a; b; c). Quando as partículas suspensas são maiores do que os poros do meio filtrante, não ocorre *Spurt Loss*, curva obtida mostrada na Figura 8(a). A intercepção da porção linear no tempo zero é negativa. Quando os sólidos em suspensão são muito menores do que os poros do meio filtrante, a invasão de sólidos tem lugar, pelo menos durante o início do teste reproduzindo um *Spurt Loss* significativo. Obteve-se então um resultado positivo de intercepção, como mostrado na Figura 8(b). O terceiro tipo de curva, que tem uma característica em forma de “S” como se mostra na Figura 8(c).

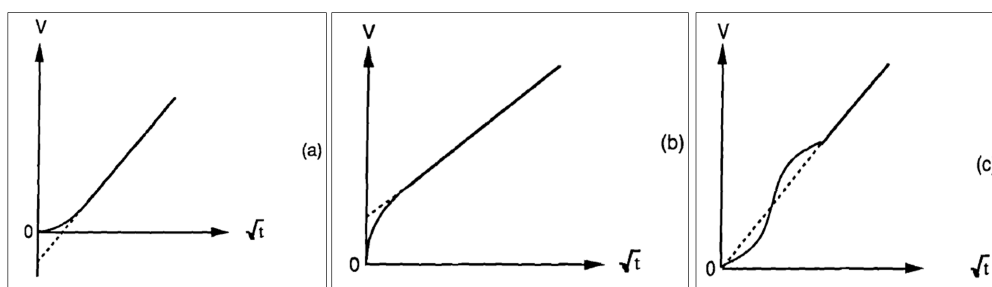


Figura 8. Curvas de volume de filtrado *versus* raiz quadrada do tempo. Fonte: Barkman & Davidson (1972).

Na segunda parte de uma série de artigos relacionados com a filtração sob condições estática e dinâmica, Peden *et al.* (1984) relatam uma extensa investigação sobre a filtração. As seguintes observações e conclusões foram feitas: a perda de filtrado é diretamente dependente da pressão; a presença de partículas tais como carbonato de cálcio, gesso e barita melhora o desempenho do fluido de perfuração evitando a o processo de invasão de filtrado e para a filtração estática; um aumento na concentração de baritina resulta em uma redução na perda de fluido, um aumento da espessura da torta e um aumento na permeabilidade da torta.

Seaton (1999) utilizou uma regra bastante difundida na indústria de petróleo para determinar o tamanho médio de garganta de poros, que é extrair a raiz quadrada da permeabilidade do reservatório. Para a otimização do dimensionamento de agentes obturantes, utilizam partículas que possuam diâmetros no range de $1/3$ a $1/2$ do diâmetro médio da garganta de poros. Cargnel & Luzardo (1999) para otimização do dimensionamento de agentes obturantes, utilizam partículas que possuam diâmetro de $1/7$ a $1/3$ do diâmetro médio da garganta de poros. Yan *et al.*, (1996) sugerem que as partículas presentes na composição do fluido de perfuração devem possuir diâmetros variando em um range de $1/2$ a $2/3$ do diâmetro médio da garganta de poros. Abrans (1977) para otimização do dimensionamento de agentes obturantes, sugere que se utilizem partículas que possuam diâmetro igual ou maior que $1/3$ do diâmetro médio da garganta de poros.

Dick *et al.*, (2000) desenvolveram o que eles chamaram de teoria de empacotamento ideal. Trata-se de um método gráfico para a determinação da ótima

distribuição de tamanho de agente obturante, através das características dos meios porosos e curvas de distribuição de partículas pré-estabelecidas. Eles afirmaram que o diâmetro médio de garganta de poros (em μm) pode ser estimado através da raiz quadrada da permeabilidade (em mD) e, a partir desta informação, determina-se qual é a ótima distribuição de tamanho de partícula para minimizar a invasão no reservatório. A Figura 9 abaixo ilustra o resultado da metodologia.

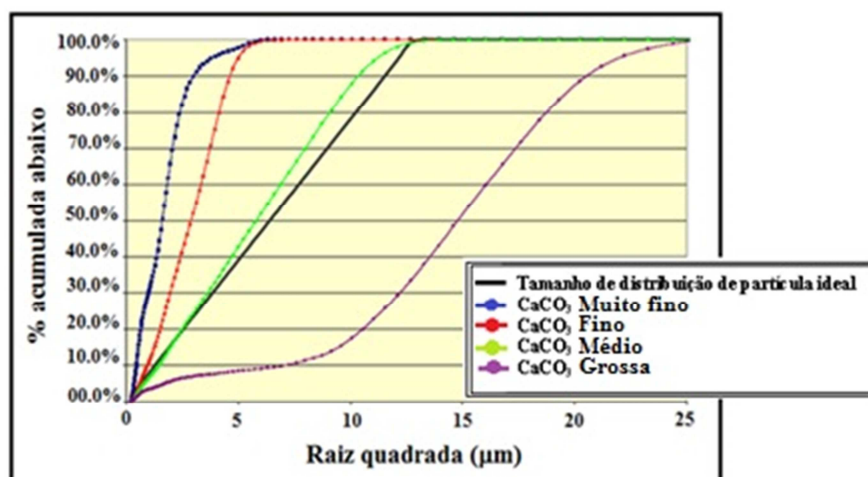


Figura 9. Teoria do empacotamento ideal. Fonte: Adaptado de Dick *et al.* (2000).

Na engenharia de petróleo para modelar ou projetar um fluido de perfuração o tamanho de partículas é um fator extremamente importante. Segundo Nediljka (2002), o fluido de perfuração deve conter sólidos de uma distribuição de tamanho de partícula específica capaz de lidar com a heterogeneidade naturalmente encontrada na formação.

Waldmann (2006) apresentou a proposta que a partir do dimensionamento de agentes obturantes para fluidos *drill in*, a forma das partículas apresenta bastante influência na permeabilidade da torta de filtração. Os carbonatos com características geométricas em forma de flocos (lâminas) se distribuem melhor na torta e, por consequência se acomodam melhor diminuindo os espaços vazios. Com isso esta disposição reduz a permeabilidade da torta de filtração.

De acordo com Ferraz (2014), a distribuição do tamanho de partículas desempenha um papel crítico na rápida formação da torta de filtração.

2.11 Viscosificantes

Os viscosificantes são utilizados de maneira geral para aumentar a viscosidade do fluido, entre os mais utilizados estão os polímeros. Polímeros são compostos químicos de pesos moleculares elevados, constituídos pela associação de muitas moléculas pequenas (monômeros), iguais ou de vários tipos diferentes, unidas umas às outras por ligações covalentes resultantes de várias reações de adição ou de condensação (substituição) consecutivas (MACHADO, 2002).

2.11.1 Carboxi Metil Celulose

O uso da CMC de baixa massa molecular reduz as perdas por filtração e produz rebocos muito finos e capazes de impedir o escoamento do fluido através das formações geológicas que estão sendo perfuradas (AMORIM & PEREIRA, 2003).

Um dos aditivos viscosificantes mais utilizados é a Carboxi Metil Celulose (CMC), que pode agir aumentando a viscosidade ou reduzindo o filtrado. O polímero CMC, Figura 10, é um polímero natural modificado de caráter aniônico e é produzido pela carboximetilação da celulose de diversos valores de peso molecular. A celulose é um polímero natural que é insolúvel em água. Para tornar-se um dos mais valiosos aditivos para fluidos de perfuração, a celulose é modificada para Carboxi Metil Celulose (PEREIRA, 2005).

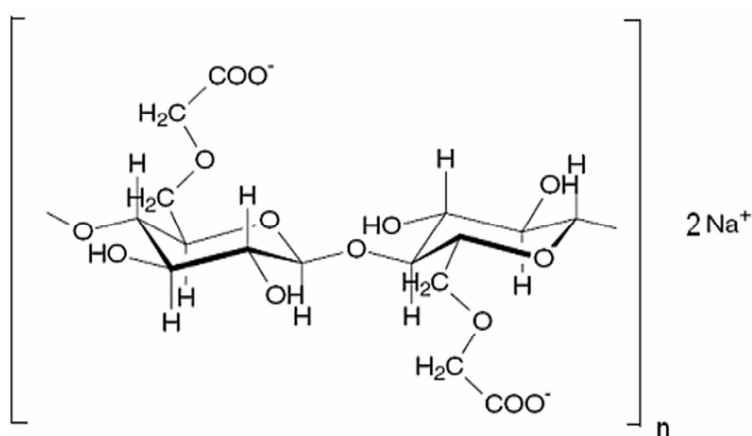


Figura 10. Estrutura química da Carboximetilcelulose. Fonte: Szorcsik *et al.* (2006).

2.11.2 Goma Xantana

A Goma Xantana(GX), Figura 11, é um biopolímero classificado como ramificado, aniônico, produzido por fermentação, empregando a bactéria *Xanthomonas campestris*. Essas bactérias apresentam células em forma de bastonetes e ocorrem predominantemente isoladas. Dentre as gomas microbianas, a xantana ocupa lugar de destaque no mercado por apresentar propriedades reológicas bastante distintas e incomuns, tais como alto grau de pseudoplasticidade e elevada viscosidade, mesmo a baixas concentrações. O sucesso da GX justifica-se devido a inúmeras vantagens, atuando como espessante, estabilizante, gelificante, agente de suspensão e floculação nas indústrias alimentícia, cosmética e petrolífera, dentre outras (ARAÚJO *et al.*, 2005).

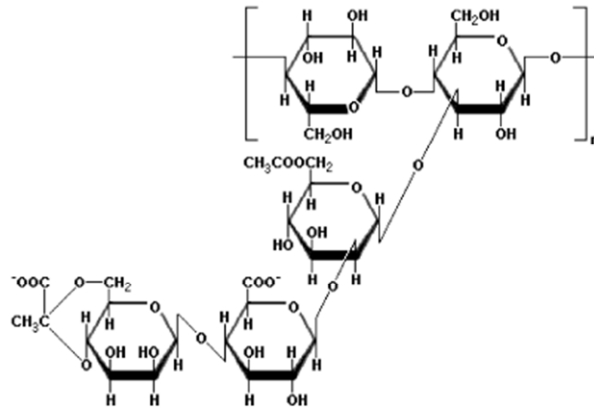


Figura 11. Estrutura química da Goma Xantana. Fonte: Vendruscolo (2005).

2.12 Equacionamento

A filtração com formação de torta constitui-se num problema de mecânica dos fluidos, no qual o fluido escoar através de um meio poroso, a torta, que cresce e se deforma continuamente. Caracteristicamente, o escoamento do filtrado com o tempo pode estabilizar, em uma operação longa, como consequência da ação do mecanismo que limita a formação da torta (MASSARANI, 1985).

Dewan e Chenevert (2001) estudaram uma teoria que descreve o crescimento da torta e invasão de filtrado. A formulação a seguir, representa o escoamento de um fluido através de um meio poroso saturado, provocado por um diferencial de pressão imposto. A ilustração denominada como Figura 12 mostra que conforme o filtrado passa através do meio filtrante, as partículas sólidas ficam retidas na superfície da torta, e aumentam sua espessura. Outras partículas são arrastadas pelo cisalhamento do fluido de perfuração. Essa fração de partículas sólidas que fica aderida à torta é chamada de fração aderida. No que concerne à filtração estática, todas as partículas ficam aderidas à torta, portanto a fração aderida é igual a 1. 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.

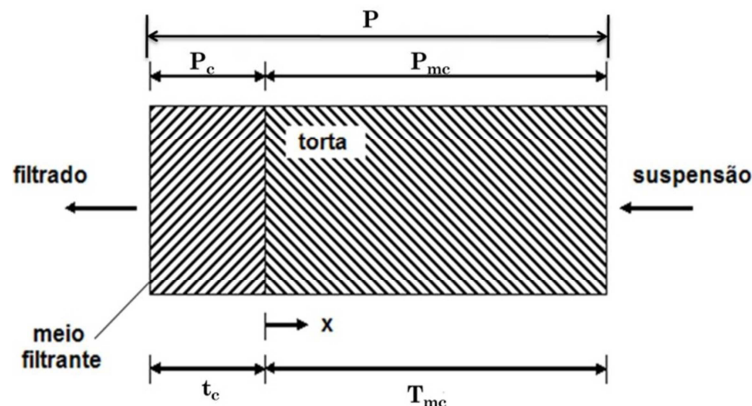


Figura 12. Esquema de filtração linear com formação de torta. Fonte: Dewan & Chenevert (2001).

onde, t_c é espessura do meio filtrante, T_{mc} a espessura da torta de filtração, P_{mc} a pressão através da torta, P a pressão aplicada.

A taxa de filtrado em meios porosos é comumente descrita pela Equação de Darcy (1856), Equação (6).

$$q(t) = \frac{(P - P_{mc})k_c}{14700 \cdot \mu \cdot t_c}, \quad (6)$$

sendo, $q(t)$ é a taxa de filtração, P_{mc} (psi) a pressão através da torta, k_c (mD) a permeabilidade do meio filtrante, μ (cP) a viscosidade do filtrado e t_c (cm) a espessura do meio filtrante. Pode-se observar na Equação (6) 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.

Da mesma forma, a equação de Darcy é aplicada ao cálculo da queda de pressão através da torta pela Equação (7).

$$P_{mc}(t) = 14700 \cdot \frac{q(t) \cdot T_{mc}(t) \cdot \mu}{k_{mc}(t)} \quad (7)$$

sendo, k_{mc} a permeabilidade da torta (mD), μ (cP) a viscosidade do filtrado, $q(t)$ é a taxa de filtração e T_{mc} (cm) a espessura da torta de filtração.

Com o objetivo de correlacionar a permeabilidade da torta de filtração compressível com a pressão aplicada sobre a mesma, Tiller (1962), aplicou a Equação (8).

$$k_{mc}(t) = \frac{k_{mc0}}{[P_{mc}(t)]^\nu}, \quad (8)$$

onde, k_{mc0} (mD) é a permeabilidade de referência definida para uma pressão diferencial de 1psi e ν é um expoente de compressibilidade.

Se o valor do índice de compressibilidade (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.

Da mesma forma para tortas compressíveis, a Equação (9) expressa sua porosidade como uma função da pressão,

$$\phi_{mc}(t) = \frac{\phi_{mc0}}{[P_{mc}(t)]^{\delta\nu}}, \quad (9)$$

sendo ϕ_{mco} (adimensional) a porosidade de referência definida para uma pressão diferencial de 1psi e δ um multiplicador na faixa de 0,1 a 0,2.

A porosidade de referência é obtida experimentalmente utilizando-se a Equação 10, medida a 1psi.

$$\phi_{mco} = \frac{\alpha}{\alpha + \frac{\rho_f}{\rho_s}}, \quad (10)$$

sendo ρ_f e ρ_s as densidades do fluido e do sólido, respectivamente. O parâmetro α é definido de acordo com a Equação (11).

$$\alpha = \frac{w_w}{w_d} - 1, \quad (11)$$

onde, w_w a massa da torta molhada e w_d a massa da torta seca.

A espessura da torta pode ser verificada a partir de dois procedimentos: medida através de uma régua de micro escala ou calculada utilizando a Equação (12).

$$T_{mco} = \frac{w_w}{A(1 - \phi_{mco})\rho_s}, \quad (12)$$

sendo, w_w é a massa da torta molhada, ϕ_{mco} a porosidade de referência da torta, a densidade do material particulado, ρ_s (g/cm³) e a área de filtração, A (cm²).

Dewan & Chenevert (2001) realizaram experimentos em uma célula de filtração semelhante à utilizada no presente trabalho, onde o fluido utilizado foi de perfuração base água. Os autores trabalharam com a variável *Slowness* (s/cm) dada pela Equação (13). Inicialmente, o valor de *Slowness* tende a zero enquanto que a taxa de filtrado aproxima-se de infinito.

$$S = \frac{1}{f} = \frac{A}{\frac{\Delta V}{\Delta t}} = \frac{\Delta t}{\Delta V} A, \quad (13)$$

sendo A (cm²) a área de filtração, ΔV (cm³) a variação do volume de filtrado entre dois pontos da curva de filtração e Δt (s) a variação de tempo entre os mesmos pontos.

A variável *Slowness* permite avaliar melhor a influência da mudança de pressão quando comparada com a curva de raiz quadrada do tempo, Figura 13 (a). A mudança de pressão gera uma queda brusca no valor de *Slowness*, conforme ilustra a Figura 13 (b).

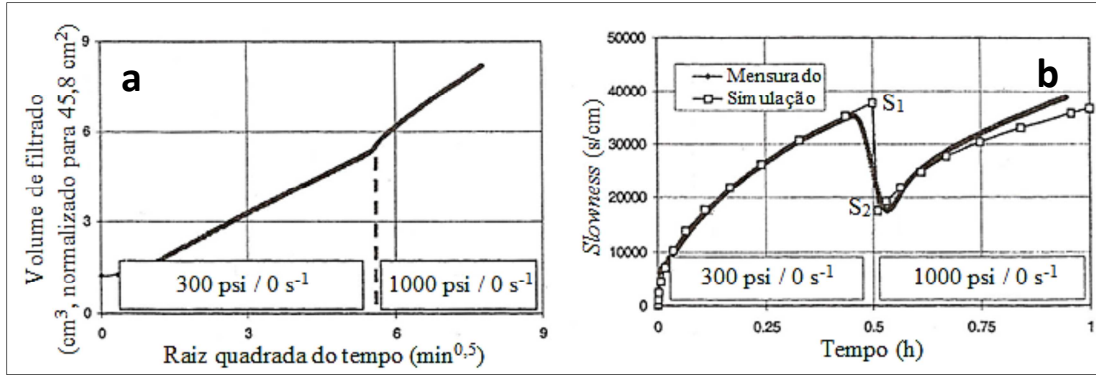


Figura 13. (a) Volume de filtrado *versus* raiz quadrada do tempo; (b) *Slowness* medido e simulado *versus* tempo. Fonte: Adaptado de Dewan & Chenevert (2001).

Desta forma, os resultados dos ensaios de filtração, apresentados na forma de uma curva de *Slowness*, permitem maior sensibilidade na análise da influência da variação da pressão na curva de filtrado, devido a variação brusca no valor do *Slowness*.

A partir dos experimentos de filtração estática, como mostrado na Figura 13, é possível obter S_1 e S_2 , Figura 13 (b), necessários para o cálculo do índice de compressibilidade através da Equação (14).

$$v = 1 - \frac{\log^{S_1/S_2}}{\log^{P_1/P_2}}, \quad (14)$$

onde S_1 e S_2 são os pontos de *Slowness* na mudança de pressão de P_1 para P_2 .

Para obter valores da permeabilidade de referência utiliza-se a Equação (15), obtida a partir da equação (7).

$$k_{mc0} = 14700 \cdot \frac{m\mu s}{P^{(1-v)} \left(1 - s - \frac{\phi_{mc0}}{P\delta v}\right)}, \quad (15)$$

onde, m (cm^2/s) é um parâmetro da equação (15) que correlaciona a variável S_1 com o tempo em que a mesma foi lida, s é a fração volumétrica de sólidos no fluido, calculados pelas Equações (16) e (17), respectivamente e ϕ_{mc0} a porosidade de referência definida para uma pressão diferencial de 1psi e calculada pela Equação (11). Sendo,

$$m = \frac{2t_1}{S_1^2}, \quad (16)$$

$$S = \frac{V_s}{V_t}, \quad (17)$$

onde (t_I, S_I) é o par de coordenadas do início da mudança de pressão, V_s (cm³) é o volume de sólidos no fluido e V_t (cm³) é o volume do fluido.

Neste trabalho, utilizamos as equações de 6 a 17 para determinação dos parâmetros de filtração estática: porosidade, permeabilidade, espessura da torta, índice de compressibilidade, fator de crescimento e volume de filtrado. Os resultados serão apresentados no Capítulo 4 desta dissertação.

2.13 Trabalhos realizados no Laboratório de escoamento de fluidos - LEF

A Tabela 3 resume algumas referências bibliográficas onde os autores avaliaram as propriedades de filtração do fluido, utilizando equipamentos de filtração estática ou dinâmica.

Tabela 3. Referências da literatura em estudos de filtração estática e dinâmica.

Referência bibliográfica	Tipo de Filtração
OUTMANS (1963)	Filtração dinâmica
AZARI AND ERSHAGHI (1980)	Filtração dinâmica
JIAO E SHARMA (1992)	Filtração dinâmica
AUDIBERT <i>et al.</i> (1999)	Filtração estática e dinâmica
BAILEY <i>et al.</i> (1999)	Filtração estática e dinâmica
XIAO <i>et al.</i> (1999)	Filtração estática e dinâmica
DEWAN E CHENEVERT (2001)	Filtração estática e dinâmica
GALLINO <i>et al.</i> (2001)	Filtração estática
SCHEID <i>et al.</i> (2001)	Filtração dinâmica
FERREIRA E MASSARANI (2002)	Filtração dinâmica
MARTINS (2004)	Filtração estática
CALÇADA <i>et al.</i> (2011),	Filtração estática e dinâmica

Fonte: Dados do autor.

Nesta área, trabalhos foram desenvolvidos na UFRRJ em parceria com o CENPES. No estudo da filtração de fluidos de perfuração, os autores Araújo (2010), Martins (2013), Calabrez (2013) e Ferraz (2014) avaliaram a invasão de filtrado e a espessura da torta formada. Nascimento (2015) realizou experimentos caracterizando a reologia dos fluidos de perfuração.

Araújo (2010) estudou a filtração cruzada em geometria cilíndrica concluindo que o aumento da pressão para uma mesma concentração ocasiona um aumento no volume de filtrado e que o aumento da concentração, para uma mesma pressão, gera uma redução no volume obtido do mesmo. Em um primeiro momento, 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. Em paralelo, foram propostos modelos matemáticos que possibilitam a determinação de parâmetros referentes à torta e ao meio filtrante.

Na sequência, Martins (2013) realizou a montagem da célula de filtração HTHP. Esta célula permite avaliar o processo de filtração estática e dinâmica, compatíveis com as condições encontradas durante a perfuração de poços de petróleo. Após a montagem da célula HTHP, foram feitos testes para validação do equipamento. Foram confrontados três diferentes tipos de fluidos de perfuração (base água, base óleo e emulsão) com diferentes meios filtrantes. Utilizou-se papel de filtro e três tipos de rocha, sendo arenito de alta e média permeabilidade e carbonato de permeabilidade baixa. A conclusão do autor referido é de que os experimentos com fluido base água produziram uma maior quantidade de filtrado e foi possível verificar através do modelo de filtração que ocorreu erosão da torta de filtração nos dois experimentos realizados.

Em outro trabalho desenvolvido utilizando a célula HTHP, Calabrez (2013) determinou os parâmetros da torta de filtração e estudou a invasão de filtrado. A autora utilizou em seus experimentos fluidos de perfuração base água e base óleo. Os testes foram feitos sob condições dinâmicas e estática de filtração. A partir dos experimentos de filtração estática e dinâmica dos fluidos de perfuração base água e base óleo (emulsão), foi possível concluir que a célula de filtração HTHP utilizada foi capaz de fornecer dados necessários para caracterizar a torta formada. Foram determinados parâmetros como porosidade, permeabilidade, compressibilidade e espessura da torta, sendo estes obtidos a partir dos experimentos de filtração estática.

Ferraz (2014) deu continuidade à pesquisa desenvolvendo na mesma célula HTHP experimentos de filtração estática com o objetivo avaliar os parâmetros de filtração, a partir de fluidos base água, preparado com diferentes faixas de distribuição granulométrica de Carbonato de Cálcio e esferas de vidro, e diferentes tipos de polímeros como viscosificante. A condição estática foi escolhida por ser a melhor maneira para determinar a permeabilidade e a compressibilidade da torta. Para os fluidos Newtonianos a base de glicerina mais esferas de vidro e Carbonato de Cálcio e não-Newtoniano em suspensões do polímero CMC e GX mais esferas de vidro, o volume de filtrado foi elevado para todos os tamanhos de partículas de Carbonato de Cálcio e esfera de vidro. Nestes experimentos, pequenas partículas de sólidos de Carbonato de Cálcio e esferas de vidro foram arrastados juntamente com o filtrado, apresentando um efeito pouco significativo nas curvas de filtração e impossibilitando analisar os parâmetros da filtração.

Em mais uma contribuição, Nascimento (2015) iniciou seus estudos com o objetivo de estudar os efeitos dos polímeros (CMC e GX), do tipo e do tamanho dos sólidos barita, dolomita branca, bentonita creme, Calcita e esfera de vidro no comportamento reológico de suspensões tipicamente usadas em fluidos de perfuração. Adicionalmente, foi avaliado o efeito do pH na reologia das suspensões. Foram selecionadas distintas faixas granulométricas dos sólidos barita, Calcita e esfera de vidro. A dolomita branca e a bentonita creme apresentam faixas únicas de tamanho. Os testes reológicos foram realizados em um Reômetro RheoStress®. O

tipo de polímero, a natureza química dos sólidos e suas distribuições granulométricas influenciaram o comportamento reológico das suspensões avaliadas.

Dando sequência à pesquisa, o presente trabalho prevê a continuidade do estudo de filtração estática em célula HTHP variando viscosificante, concentração do viscosificante e granulometria do material obturante. Além de propor a modelagem de dados produzidos no Laboratório de Escoamento de Fluidos da UFRRJ – LEF disponíveis na literatura. A modelagem proposta consiste na construção de um aplicativo para obtenção de parâmetros da torta de filtração. Ainda será apresentado uma simulação para os experimentos em poços de estudo de casos avaliando o comportamento da invasão de filtrado.

CAPÍTULO III

3. MATERIAL E MÉTODOS

Neste trabalho foram determinados dados de filtração estática para avaliar os parâmetros da torta de filtração. No laboratório, fluidos de perfuração em base aquosa foram produzidos utilizando-se dois viscosificantes diferentes: carboximetilcelulose (CMC) e Goma Xantana (GX) em duas concentrações diferentes. Foram avaliados os parâmetros da torta de filtração para três granulometrias diferentes do agente obturante Carbonato de Cálcio (CaCO_3). Neste capítulo, serão apresentadas a unidade experimental, as técnicas de análise e os métodos utilizados para conduzir o trabalho experimental. Antes de iniciar os experimentos de filtração, foi realizada a manutenção na célula HTHP. A ação preventiva foi realizada devido ao desgaste sofrido pelo equipamento ao longo do tempo.

Este trabalho também apresenta o tratamento e a modelagem dos dados experimentais realizados em uma célula de filtração HTHP por Ferraz (2014) no Laboratório de Escoamento de Fluidos, LEF/UFRRJ nas mesmas condições experimentais que serão conduzidas o experimento neste estudo. Além da modelagem, será apresentada uma simulação do comportamento dos fluidos produzidos em um processo de invasão de filtrado em um reservatório de petróleo. Neste capítulo serão apresentadas as técnicas de análise e a unidade experimental utilizada para realizar a filtração estática.

3.1 Filtração

A proposta deste trabalho é estimar as propriedades da torta de filtração formada obtidas durante o escoamento de um fluido base água em uma célula HTHP sob um meio filtrante representado por um papel de filtro. Os fluidos foram preparados com diferentes distribuições granulométricas do Carbonato de Cálcio e dois tipos de viscosificantes poliméricos para duas concentrações distintas. Assim, parte do desenvolvimento experimental baseou-se na realização de ensaios de filtração estática buscando avaliar os efeitos dos diferentes materiais particulados, nas propriedades da torta de filtração formada.

3.1.1 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) e modificada pelo LEF- UFRRJ

(Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro) é ilustrada na Figura 14. Entre as modificações, foi projetado um sistema de cisalhamento que mantém a taxa de cisalhamento constante sobre toda a superfície do meio filtrante, além do aumento da câmara de fluido. A grande diferença desta célula para uma de teste convencional HTHP é que o fluido pode cisalhar a torta enquanto o filtrado é recolhido. Neste trabalho, o sistema de cisalhamento não foi aplicado, pois se trabalhou com filtração estática.

Características da célula de filtração HTHP

- ✓ Fabricante: OFITE (Texas,USA);
- ✓ Pressão: 2000psi (136atm);
- ✓ Temperatura: 200°F (93,33°C);
- ✓ Tacômetro: 600 s⁻¹;
- ✓ Volume: 250cm³ ou 900cm³;
- ✓ Cone rotativo simula a erosão na torta;
- ✓ São obtidos dados de volume de filtrado e tempo.



Figura 14. Célula HTHP acoplada ao sistema de aquisição de dados. Fonte: Autor.

Para a análise dos ensaios pode-se utilizar o *software SOFTFIL®*, desenvolvido no LEF, utilizando o ambiente *LABVIEW®*. O *software SOFTFIL®* faz a aquisição dos dados de filtração. A Figura 15 apresenta a janela principal do *software SOFTFIL®*. O programa fornece os dados experimentais de volume de filtrado *versus* tempo, curvas de *Slowness*, os valores de porosidade, permeabilidade, o índice de compressibilidade e a espessura da torta calculada.

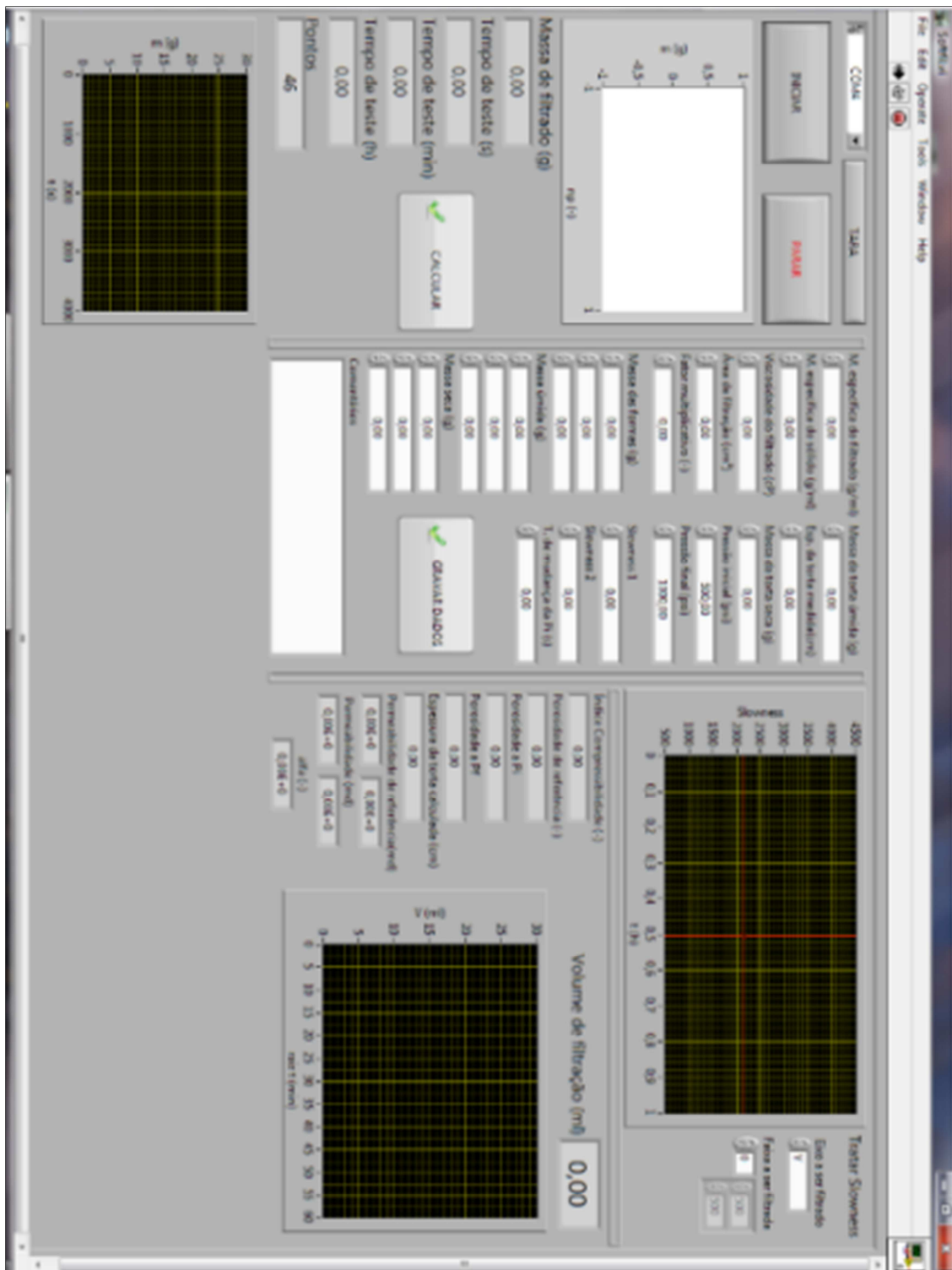


Figura 15. Janela principal do software SOFTFIL. Fonte: Autor.

3.1.2 Funcionamento da célula HPHT

Para realização de testes e ensaios na célula HTHP o meio filtrante pode ser papel de filtro ou amostra de rocha reservatório de 1,0 in de espessura, que se encaixam no fundo da célula, apoiados sobre uma tela Figura 16(a). A compressão

pode ser feita com nitrogênio gasoso ou água. A Figura 16(b) apresenta o cilindro reservatório onde fica o fluido e a água. A água exerce pressão sobre o pistão Figura 16(c), no sentido do escoamento do fluido. O pistão é colocado no eixo central da célula Figura 16(d). Esta câmara é conectada a uma bomba externa com um controlador digital e é utilizada para aplicar a pressão desejada ao fluido de perfuração. Uma bomba externa à célula é utilizada na pressurização do sistema.

Neste trabalho, realizaram-se somente ensaios em condições estáticas utilizando papel de filtro como meio filtrante. A célula foi pressurizada com água.

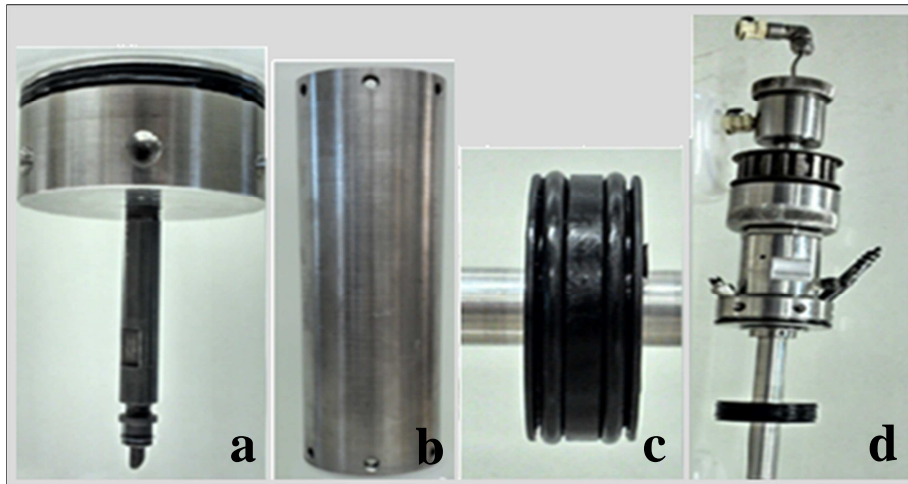


Figura 16. Peças da célula HPHT. (a) Tela e válvula de saída de filtrado; (b) Cilindro de 250cm³; (c) Pistão; (d) Eixo. Ferraz (2014).

O desenho esquemático da célula de filtração descrita anteriormente pode ser observado na Figura 17.

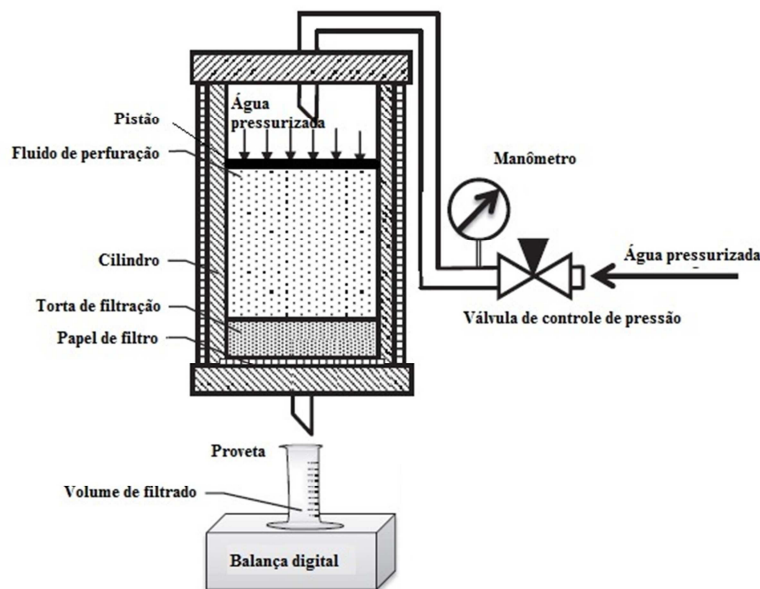


Figura 17. Célula de filtração HTHP e diagrama das camadas de torta de filtração em detalhes. Fonte: Adaptado de Rugang (2014).

Os experimentos de filtração foram feitos seguindo a metodologia descrita a seguir. Após a formulação de cada fluido, o mesmo foi agitado em um misturador *Hamilton Beach* de 1,5 HP por 20 minutos. Em seguida, o papel de filtro foi acoplado a sede cilíndrica, por conseguinte o fluido foi transferido para o compartimento inferior da célula então, foi acoplado a célula a válvula de saída de filtrado. A bomba foi ligada para que a água exercesse a pressão sobre o fluido. Quando a condição experimental de pressão foi ajustada, deu-se início ao funcionamento do *software* de aquisição de dados, juntamente com a abertura da válvula de saída de filtrado. O filtrado foi recolhido no béquer, logo abaixo da válvula sobre a balança. A massa de filtrado foi convertida em volume pelo *software* considerando a densidade de filtrado igual a densidade da água, que forneceu um gráfico de volume de filtrado por tempo de filtração após tratamento dos dados.

Foram realizados experimentos utilizando diferentes fluidos não Newtonianos e papel de filtro como meio filtrante. Estes experimentos tiveram como objetivo avaliar a influência da distribuição granulométrica do carbonato de cálcio, o efeito de polímeros CMC e GX e das concentrações dos viscosificantes nas propriedades da torta.

Para a realização desses experimentos utilizou-se a célula de filtração com um volume de aproximadamente 250cm³. A metodologia utilizada na operação da célula encontra-se no trabalho de Calabrez (2013).

3.1.3 Experimentos de filtração estática

Os experimentos de filtração estática realizados na célula HTHP serviram para determinar os parâmetros de porosidade, permeabilidade, espessura e índice de compressibilidade da torta. A temperatura de todo o experimento foi de 25°C. O tempo total de cada experimento foi de, no máximo, 1 hora e seguiu as seguintes etapas: O experimento foi iniciado com uma corrida de 30 minutos sob uma pressão no sistema de 500psi e cisalhamento zero. Nos 30 minutos finais aplicou-se uma pressão de 1000psi e cisalhamento zero. A Tabela 4 resume o descrito.

Tabela 4. Condições experimentais de filtração estática utilizando papel de filtro como meio filtrante.

Experimento	Pressão (psi)		Rotação (rpm)	
	0-30 min	31-60 min	0-30 min	31-60min
Filtração estática	500	1000	0	0

Fonte: Dados do autor.

Para cada um dos experimentos foram obtidos dados experimentais de volume de filtrado e torta de filtração formada, sendo eles a massa, volume total de filtrado, massa da torta seca, massa da torta molhada e espessura da torta. As condições aplicadas ao sistema permitiram a obtenção da Curva de *Slowness*, conforme metodologia utilizada nos estudos de Ferraz (2014).

A Tabela 5 apresenta os parâmetros que foram determinados e as equações utilizadas.

Tabela 5. Parâmetros a serem determinados e equações utilizadas.

Símbolo	Parâmetro	Equação	Nº da Equação
ϕ_{mc0}	Porosidade de referência	$\phi_{mc0} = \frac{\alpha}{\alpha + \frac{\rho_f}{\rho_s}}$	10
T_{mc0}	Espessura da torta	$T_{mc0} = \frac{P_{molhado}}{A \cdot (1 - \phi_{mc0}) \cdot \rho_s}$	12
ν	Índice de compressibilidade	$\nu = 1 - \frac{\log(S_1/S_2)}{\log(P_2/P_1)}$	14
k_{mc0}	Permeabilidade de referência	$k_{mc0} = 14700 \cdot \frac{m\mu s}{P^{(1-\nu)} \left(1 - s - \frac{\phi_{mc0}}{P^{\delta\nu}}\right)}$	15
λ	Fator de crescimento da torta	$\lambda = \sqrt{\frac{14,696 \cdot \mu \cdot T_{mc(exp)}}{2 \cdot \Delta P \cdot k_{mc} \cdot}}$	16

Fonte: Dados do autor.

A Equação (12) é um modelo simples utilizado nos estudos de NISHABOORI (2009) para avaliação do crescimento da torta de filtração.

3.2 Material

3.2.1 Obturante

Foram realizados testes com diferentes faixas granulometria de Carbonato de Cálcio para o preparo dos fluidos base água. Neste contexto os parâmetros da torta avaliados foram a porosidade, a permeabilidade, a textura, a firmeza, a espessura e o índice de compressibilidade. No Anexo A está disponibilizada a especificação do carbonato de cálcio, a Calcita.

A seleção do sólido Carbonato de Cálcio foi baseada na escolha de um material com uma larga faixa de distribuição granulométrica comumente utilizado em fluidos de perfuração.

3.2.2 Meio filtrante

- **Papel de filtro como meio filtrante**

Foram realizados experimentos com o objetivo de avaliar as propriedades dos fluidos no processo de formação da torta de filtração. Neste caso, as propriedades de filtração são governadas pelo crescimento da torta.

Para realização dos experimentos de filtração foi utilizado papel de filtro, Figura 18, marca FANN® seguindo a norma API *American Petroleum Institute*, cujas características são apresentadas na Tabela 6.



Figura 18. Papel de Filtro. Fonte: Fann (2014).

Tabela 6. Características do papel de filtro utilizado na filtração dos fluidos não-Newtonianos.

Volume da célula de filtração (cm ³)	Fluido	Papel de filtro				
		Marca	Diâmetro (cm)	Área de filtração (cm ²)	Gramatura (mm ²)	Retenção de partícula (µm)
250	Base água	Fann®	6,30	22,70	0,13	2,7-5,0

Fonte: Dados do autor.

Para reduzir a interferência da fase gasosa composta pelo ar presente nos poros do papel de filtro, antes de cada experimento os mesmos foram saturados com água. Essa saturação foi feita com água a pressão e temperatura ambientes na própria célula de HPHT.

3.3 Granulometria do carbonato de cálcio

Foi utilizado um agitador eletromagnético com peneiras, Figura 19, marca Bertel®, para separar as partículas do carbonato de cálcio, nas faixas granulométricas desejadas.



Figura 19. Agitador eletromagnético. Fonte: Bertel (2014).

A abertura das peneiras utilizadas para separar o Carbonato de Cálcio foram $0\mu\text{m}$, $45\mu\text{m}$, $53\mu\text{m}$ e $106\mu\text{m}$. Seguem, na Tabela 7, as faixas de Carbonato de Cálcio obtidas pelo agitador eletromagnético.

Tabela 7. Faixa granulométrica do carbonato de cálcio.

Material	Faixa de Distribuição Granulométrica (μm)
Carbonato de Cálcio	0 – 45
Carbonato de Cálcio	53 – 106
Carbonato de Cálcio	0 – 106

Fonte: Dados do autor.

3.3.1 Caracterização do tamanho e forma dos agentes obturantes

Para a caracterização das faixas de Carbonato de Cálcio foi utilizado um analisador de partículas, equipamento Malvern® – Mastersizer 2000 Hydro 2000 UM, Figura 20. O equipamento utiliza técnica de difração a laser para determinação de distribuição de tamanho de partículas que é uma função do ângulo de espalhamento apresentado. A fim de manter a amostra em suspensão e homogênea o experimento foi conduzido sob-recirculação de água continuamente através da janela de medição.

Os resultados são expressos em percentual relativo de volume de material distribuído em uma ampla faixa de tamanho que compõem as bandas do detector. O equipamento permite analisar uma faixa analítica de $0,04$ a $2000\mu\text{m}$. Através desses resultados, determina-se qual a quantidade de material particulado que passaria ou não pelo meio poroso.

Adicionalmente, a microscopia eletrônica de varredura (Jeol JXA-840^a) foi utilizada para caracterizar os sólidos selecionados através de imagens que permitem a visualização da forma, da distribuição e das dimensões dos grãos, fibras e lâminas.



Figura 20. Equipamento Malvern. Fonte: Malvern (2014).

Para caracterização do Carbonato de Cálcio não foi utilizado dispersante, apenas a função *Ultrasonic* do próprio equipamento.

3.4 Preparo dos Fluidos não-Newtonianos

A preparação dos fluidos foi feita em um agitador específico para o preparo de fluidos de perfuração, o *Hamilton Beach-Fann®*, que apresenta três níveis de agitação, a baixa (10000 rpm), a média (15000 rpm) e alta (20000 rpm) e um copo de mistura metálico. Foi adotado um único procedimento para preparo dos fluidos. As amostras de fluido foram preparadas em bateladas de 500 mL e na temperatura de 25⁰C. Neste trabalho, foram preparados fluidos não-Newtonianos com diferentes faixas granulométricas dos sólidos.

Os fluidos não-Newtonianos (*Water Based Mud – WBM*) foram preparados com soluções de Carboxi Metil Celulose e Goma Xantana em água mais sólidos. Foram preparados fluidos contendo um mesmo sólido, com distribuição de tamanho de partículas distintas. O efeito do agente viscosificante também foi avaliado. Com os resultados da filtração estática, os parâmetros foram analisados. As composições dos fluidos seguem na Tabela 8.

Tabela 8. Composição dos fluidos de perfuração utilizados nos ensaios de filtração estática.

Fluido	Água (L)	GX (g)	CMC (g)	CaCO ₃ (g) (0-45µm)	CaCO ₃ (g) (53-106µm)	CaCO ₃ (g) (53-106µm)	Conc. do visc. (lb/bbl)	Conc. do visc. (%m/v)
WBM 1	0,5	-	2,85	137,25	-	-	2	0,50%
WBM 2	0,5	-	2,85	-	137,25	-	2	0,50%
WBM 3	0,5	-	2,85	-	-	137,25	2	0,50%
WBM 4	0,5	-	5,70	137,25	-	-	4	1,00%
WBM 5	0,5	-	5,70	-	137,25	-	4	1,00%
WBM 6	0,5	-	5,70	-	-	137,25	4	1,00%
WBM 7	0,5	2,85	-	137,25	-	-	2	0,50%
WBM 8	0,5	2,85	-	-	137,25	-	2	0,50%
WBM 9	0,5	2,85	-	-	-	137,25	2	0,50%
WBM 10	0,5	5,70	-	137,25	-	-	4	1,00%
WBM 11	0,5	5,70	-	-	137,25	-	4	1,00%
WBM 12	0,5	5,70	-	-	-	137,25	4	1,00%

Fonte: Dados do autor.

Foram utilizados os viscosificantes poliméricos, CMC e GX, para concentrações de 2 libra/barril (239,65 kg/m³), aproximadamente 0,5% (m/v) e 4 libra/barril (479,31 kg/m³), aproximadamente 1,0% (m/v).

Objetivando avaliar o efeito da concentração do viscosificante GX *versus* o viscosificante CMC, foram preparados também fluidos com diferentes granulometrias.

As soluções de GX e CMC, foram hidratadas com aproximadamente 400 mL de água sob baixa agitação no misturador *Hamilton Beach-Fann*, Figura 21, durante 10 minutos.



Figura 21. Agitador Hamilton Beach. Fonte: Fann (2014).

O volume foi completado com a água até que fosse atingido 500 mL. Após a hidratação do polímero, o fluido foi pesado em uma balança de lama Fann® modelo 140, Figura 22, para que fosse determinada a quantidade de carbonato necessária para alcançar a densidade desejada.

Em seguida foi adicionado o sólido, o Carbonato de Cálcio ao fluido sob agitação constante de 10000 rpm durante 15 minutos.

Os fluidos foram projetados para atingirem densidade de $1,14\text{g/cm}^3$. Este valor é uma referência para os fluidos utilizados na perfuração de poços de petróleo.

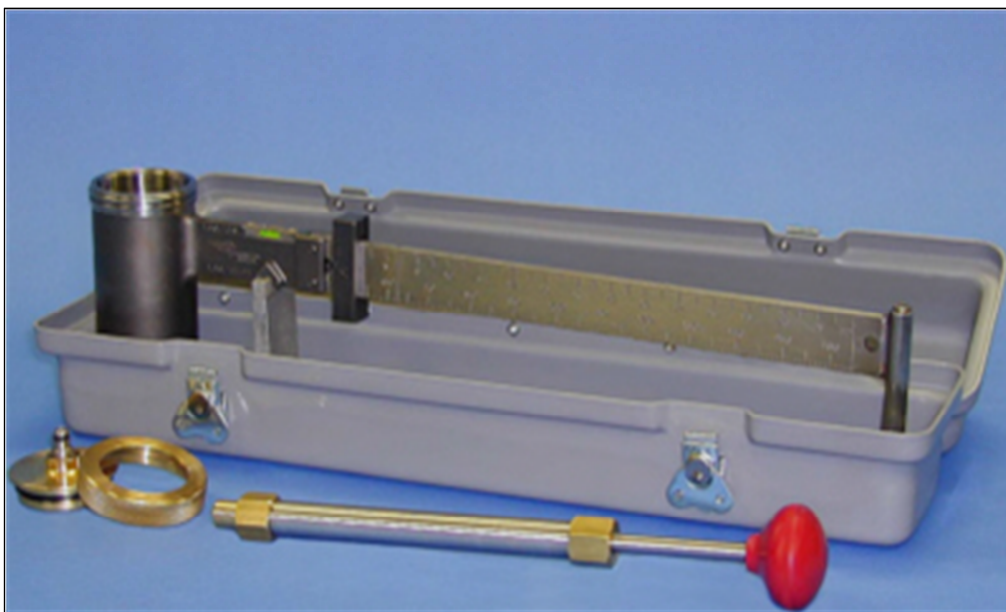


Figura 22. Balança de lama Fann. Fonte: Fann (2014).

3.5 Caracterização dos Fluidos

Os fluidos de perfuração foram preparados levando-se em conta as características granulométricas do Carbonato de Cálcio para estudar o comportamento dos parâmetros da torta de filtração em função do empacotamento das partículas. Ainda levou se em conta o comportamento reológico com a adição de polímeros modificados.

3.5.1 Análise Reológica

Os testes reológicos foram realizados em um reômetro Haake RheoStress 1 da marca Thermo Scientific® (ver Figura 23), presente no Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani da UFRRJ. Foi empregada a geometria do tipo cilindros coaxiais utilizando copo de medição DG43 e rotor cilíndrico DG43-Ti (ver Figuras 24 e 25, respectivamente). Os ensaios foram realizados com taxa de deformação controlada, variando no intervalo de 0 a 1021 s^{-1} com duração de 120s. O controle térmico foi realizado com o auxílio do banho termostático Haake® modelo K10, no qual a temperatura foi mantida em 25°C .

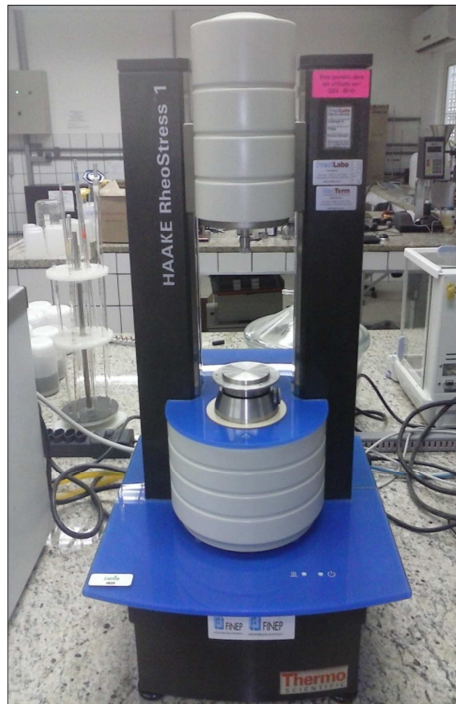


Figura 23. Reômetro Haake RheoStress 1. Fonte: Autor.



Figura 24. Copo de medição DG43. Fonte: Autor.



Figura 25. Rotor cilíndrico DG43-Ti. Fonte: Autor.

As análises dos dados foram realizadas no software Rheowin 4.5, cuja interface está mostrada na Figura 26.

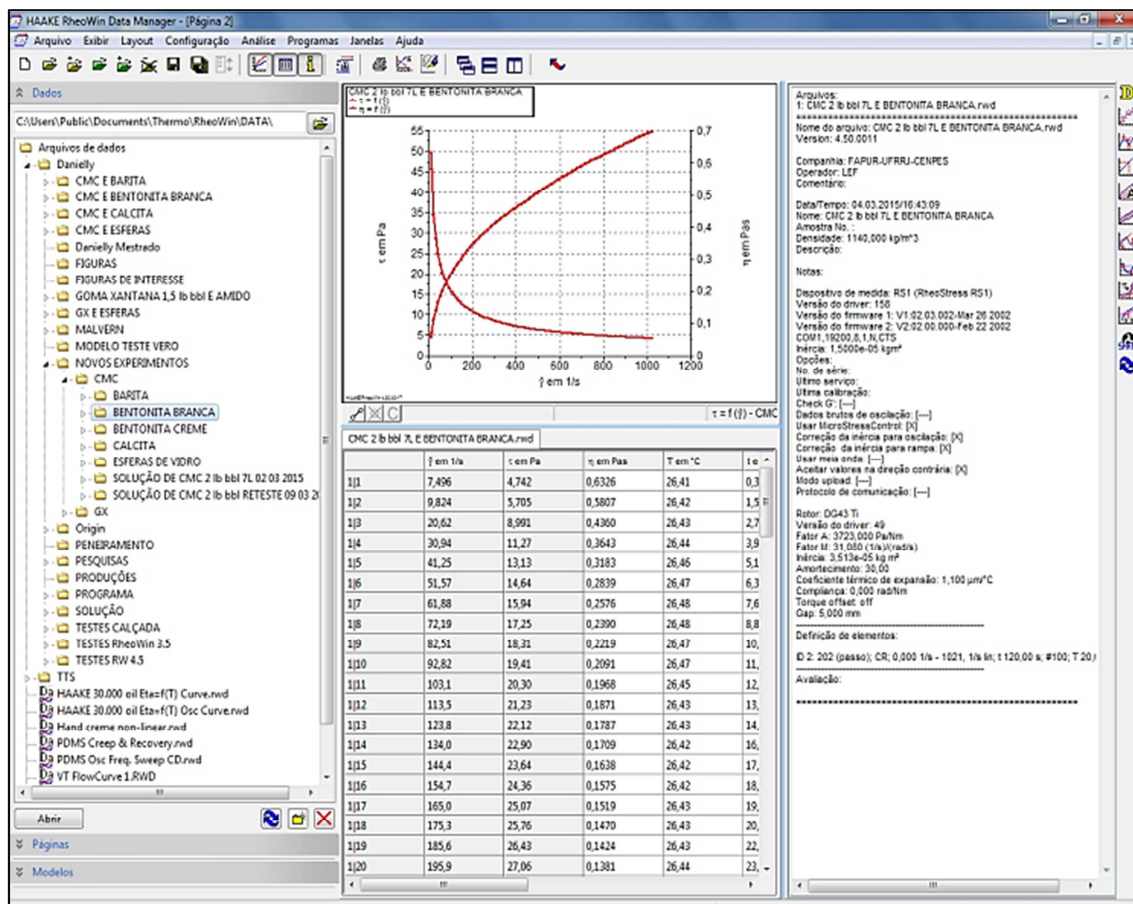


Figura 26. Interface do software Rheowin 4.5. Fonte: Autor.

3.6 Concentração de Sólidos e Fração Volumétrica de Sólidos

A determinação da concentração e da fração volumétrica de sólido dos fluidos utilizados foi realizada experimentalmente no LEF-UFRRJ. Foram utilizadas forminhas de alumínio, seguindo o procedimento descrito abaixo.

Primeiramente, aferiu-se a massa das forminhas de alumínio utilizadas na realização dos experimentos. Os testes foram realizados utilizando um volume de fluido de 10 mL. Esse volume foi medido com o auxílio de uma seringa e o fluido foi despejado na forminha. Aferiu-se então a massa da forminha contendo o fluido de perfuração. Esta foi levada à estufa e deixou-se secar por 24 horas à 105°C. Após a secagem do fluido aferiu-se a massa da forminha com o fluido seco.

A concentração de sólidos foi fixada para os fluidos não-Newtoniano em 260 g/l, valor este de referência para fluidos de perfuração.

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, Equação (17).

$$C_s = \frac{m_s}{V_f}, \quad (17)$$

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, Equação (18),

$$s = \frac{V_s}{V_s + V_l}, \quad (18)$$

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 calculados pelas Equações 19 e 20.

$$V_s = \frac{m_s}{\rho_s}, \quad (19)$$

$$V_l = \frac{m_l}{\rho_l}, \quad (20)$$

onde 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 (19) e (20) na Equação (18) obtemos a Equação (21) que será utilizada na determinação da fração volumétrica de sólidos.

$$s = \frac{\frac{m_s}{\rho_s}}{\frac{m_s}{\rho_s} + \frac{m_l}{\rho_l}} \quad (21)$$

Na Figura 27, apresenta-se uma forma de alumínio contendo sólidos após a secagem de um exemplar de fluido à base de água.



Figura 27. Forma de alumínio com fluido de perfuração base água depois de seco.

Fonte: Autor.

CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O objetivo do trabalho foi avaliar o efeito do tamanho das partículas de Carbonato de Cálcio e da concentração de dois tipos de viscosificantes poliméricos distintos em testes de filtração estática. Foram utilizados fluidos a base de água, polímero (CMC e GX) e carbonato de cálcio. A torta de filtração formada a partir da filtração desses fluidos foi caracterizada de acordo com parâmetros como porosidade, permeabilidade, índice de compressibilidade, fator de crescimento, espessura, volume de filtrado, análises de imagens e características físicas (textura e firmeza). A distribuição granulométrica do carbonato de cálcio, o viscosificante e sua respectiva concentração influenciaram na reologia dos fluidos e no processo de filtração.

A partir dos dados obtidos neste trabalho e dados disponíveis anteriormente gerados no Laboratório de Escoamento de Fluido da UFRRJ – LEF foram realizadas algumas modelagens, principalmente na curva de filtrado, com o interesse em elaborar um trabalho inicial de elaboração de um aplicativo de simulação do processo de filtração em perfuração de poços de petróleo. Os dados obtidos da modelagem foram comparados com os dados experimentais no intuito de validar a simulação.

Os dados obtidos neste trabalho também foram modelados por este aplicativo e, através dele foram extraídos os principais parâmetros da torta de filtração. Com base em modelos da literatura foi realizada a simulação da invasão de filtrado de fluido de perfuração em um poço de petróleo conectando as equações de filtração e invasão. Com o resultado da simulação do comportamento de cada fluido, podem-se prever quais as características do fluido que causará menor dano ao poço nesse cenário.

4.1 Caracterização de Tamanho das Partículas

As partículas de Carbonato de Cálcio utilizadas foram separadas no agitador eletromagnético de peneiras nas faixas de 0-45 μ m e 53-106 μ m. A caracterização de tamanho das partículas foi realizada no analisador de partículas Malvern Mastersizer®. No Anexo B estão disponibilizados os laudos de análise de granulometria do Carbonato de Cálcio utilizado nos ensaios.

Na Figura 28 é apresentado o resultado da caracterização granulométrica do Carbonato de Cálcio (Calcita). Conforme pode ser observado, foram analisadas três faixas de distribuição de tamanho de partículas de carbonato de cálcio. Uma com distribuição granulométrica estreita, rica em partículas pequenas (finos), com um intervalo de tamanho de 0-45 μ m limitado nas peneiras. Uma com faixa

granulométrica estreita, rica em partículas maiores (grossa), com um intervalo de tamanho 53-106 μm limitado nas peneiras. E outra faixa granulométrica composta de uma mistura de 50% em massa de partículas com intervalo de tamanho de 0-45 μm e de 53-106 μm . Esta ultima, por sua, vez caracterizando uma faixa de distribuição mais ampla, 0-106 μm .

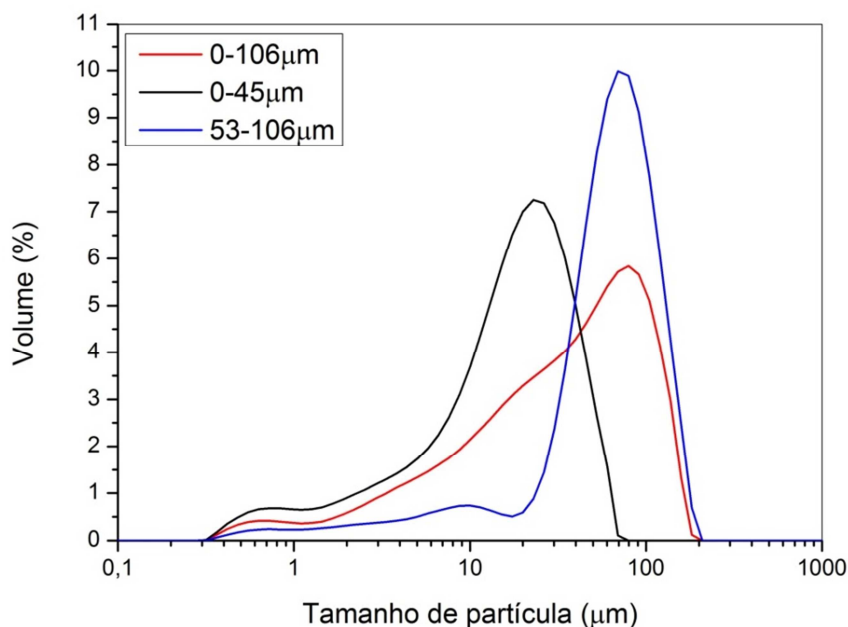


Figura 28. Distribuição granulométrica do carbonato de cálcio. Fonte: Autor.

A Tabela 9 apresenta de forma resumida os parâmetros D_{10} , D_{50} , D_{90} , e diâmetro médio referente à caracterização dos sólidos. D_{10} é o diâmetro máximo apresentado por 10% das partículas (μm); D_{50} é o diâmetro máximo apresentado por 50% das partículas (μm); D_{90} é o diâmetro máximo apresentado por 90% das partículas (μm) e Diâmetro médio de Sauter (\overline{Dp}). Nota-se nos dados da Tabela 9 que quanto maior o tamanho de partícula menor é a área superficial específica.

Reiterando que os certificados de análise de distribuição de partículas estão dispostos no Anexo A. Intitulado como Caracterização das partículas.

Tabela 9. Parâmetros obtidos na caracterização dos sólidos.

Material	Características		D_{10} (μm)	D_{50} (μm)	D_{90} (μm)	\overline{Dp}	Área superficial específica (m^2/g)
	Visuais	Faixa					
CaCO_3 (0-45 μm)	Fina	Estreita	2,883	18,911	43,321	21,378	0,959
CaCO_3 (0-106 μm)	Mistura	Larga	4,757	40,042	115,285	51,129	0,634
CaCO_3 (53-106 μm)	Grossa	Estreita	14,034	69,364	129,423	72,870	0,349

Fonte: Dados do autor.

4.2 Análise da Microscopia Eletrônica de Varredura das Tortas de Filtração

Para avaliar o efeito da distribuição granulométrica do Carbonato de Cálcio na torta de filtração, as mesmas foram caracterizadas pela técnica de microscopia eletrônica de varredura (MEV). As imagens obtidas com o MEV são apresentadas nas Figuras 29 a 39.

As micrografias permitiram avaliar as características micro estruturais e morfológicas das tortas de filtração. As análises foram obtidas em diferentes ampliações. O microscópio eletrônico de varredura da Hitachi Tabletop®, modelo TM-1000, não analisa amostras em estado líquido e pós-finos. Dessa forma, foi necessário preparar tortas das suspensões para realizar esta análise. Para tal, as tortas de filtração foram separadas após a filtração na célula HTHP e, em seguida foram colocadas em uma estufa onde permaneceram por um período de 24h a 105°C.

Nas Figuras 29 a 33, onde o CMC foi utilizado como agente viscosificante, observam-se diferenças no tamanho do Carbonato de Cálcio classificadas pelo agitador eletromagnético de peneiras nas faixas 0-45µm; 53-106µm e 0-106µm. É importante ressaltar que esta análise foi realizada na a parte superior da torta de filtração, entretanto ao longo da espessura podem ocorrer os processos de sobreposição e empacotamento das partículas em função do deslocamento da partícula do seio do fluido para a torta de filtração em processo de formação.

Em função de uma necessidade técnica e operacional a Figura 29(a) apresenta uma ampliação diferenciada de 200x. As demais amostras apresentam um padrão de ampliação de 250x para as figuras com o índice (a) e ampliação de 1000x para as figuras com o índice (b). Não foi possível analisar a torta de filtração, com concentração de CMC 2 lb/bbl e granulometria do Carbonato de Cálcio de 0-106µm.

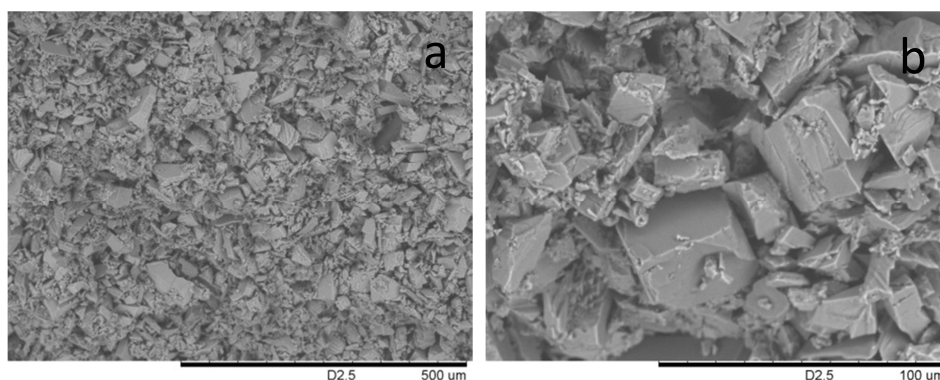


Figura 29. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do CMC: 2 lb/bbl. Granulometria da Calcita 0-45µm. (a) Ampliação 200x. (b) Ampliação 1000x. Fonte: Autor.

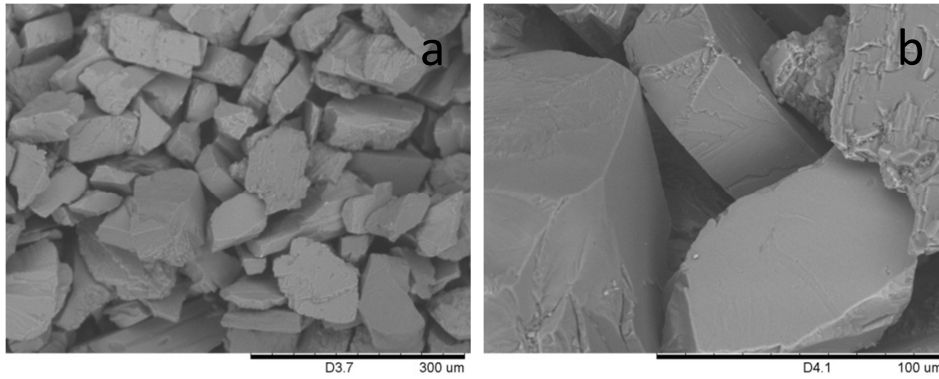


Figura 30. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do CMC: 2 lb/bbl. Granulometria da Calcita 53-106 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x.

Fonte: Autor.

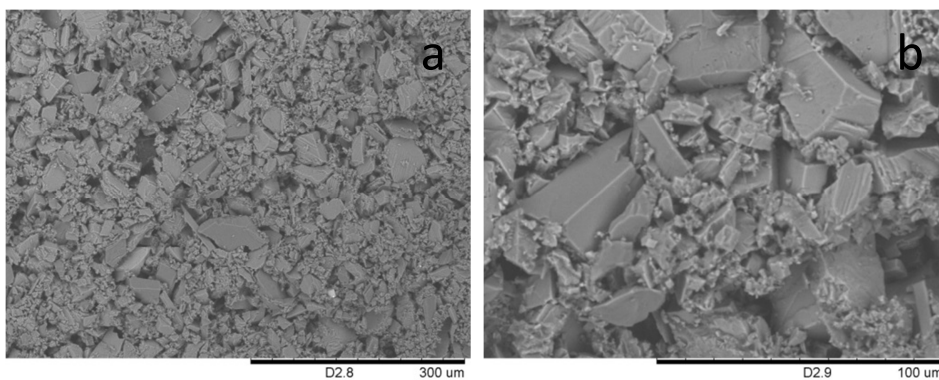


Figura 31. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do CMC: 4 lb/bbl. Granulometria da Calcita 0- 45 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x.

Fonte: Autor.

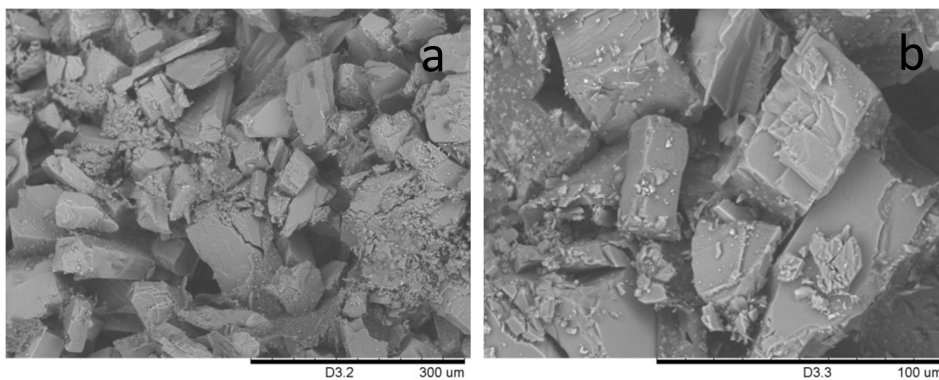


Figura 32. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do CMC: 4 lb/bbl. Granulometria da Calcita 53- 106 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x.

Fonte: Autor.

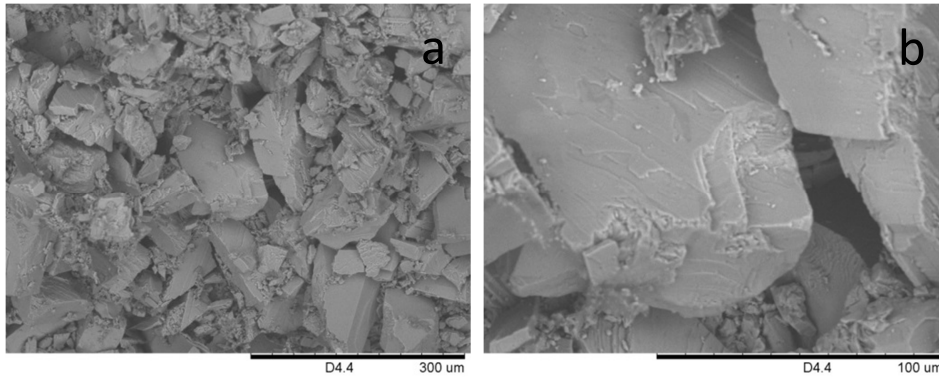


Figura 33. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do CMC: 4 lb/bbl. Granulometria da Calcita 0 - 106 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x. Fonte: Autor.

As imagens obtidas pelo MEV permitem observar o acomodamento das partículas do agente obturante, o carbonato de cálcio. Nas Figuras 29 a 33 é possível observar as diferenças no tamanho do Carbonato de Cálcio classificadas pelo agitador eletromagnético de peneiras nas faixas 0-45 μ m; 53-106 μ m e 0-106 μ m. É possível também notar, na região superficial das tortas formadas utilizando CMC como viscosificante o acomodamento das partículas do carbonato de cálcio. Vale ressaltar que esta análise foi realizada sob a parte superior da torta de filtração e que ao longo da espessura pode ocorrer sobreposição de partículas e empacotamento de outras formas.

As Figuras 34 a 39 apresentam a torta de filtração das suspensões de Carbonato de Cálcio nas faixas de: 0-45 μ m, 53-106 μ m e 0-106 μ m utilizando GX como viscosificante. Analogamente às análises anteriores, as figuras apresentam um padrão de ampliação de 250x nas figuras sinalizadas com a letra (a) e ampliação de 1000x para as figuras sinalizadas com a letra (b).

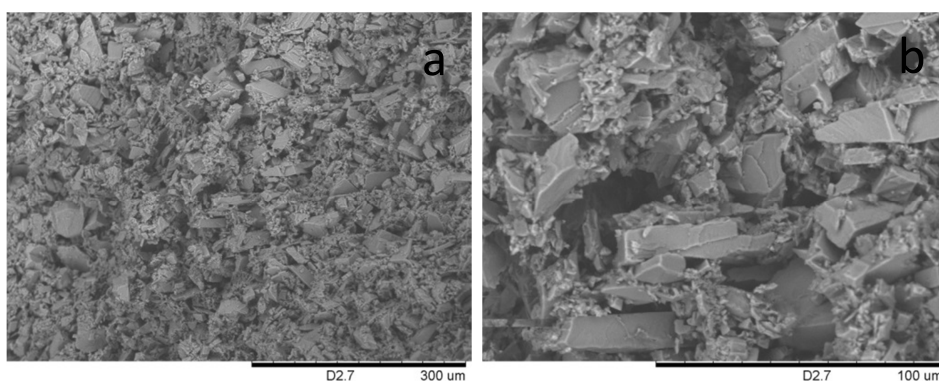


Figura 34. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do GX: 2 lb/bbl. Granulometria da Calcita 0 – 45. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x. Fonte: Autor.

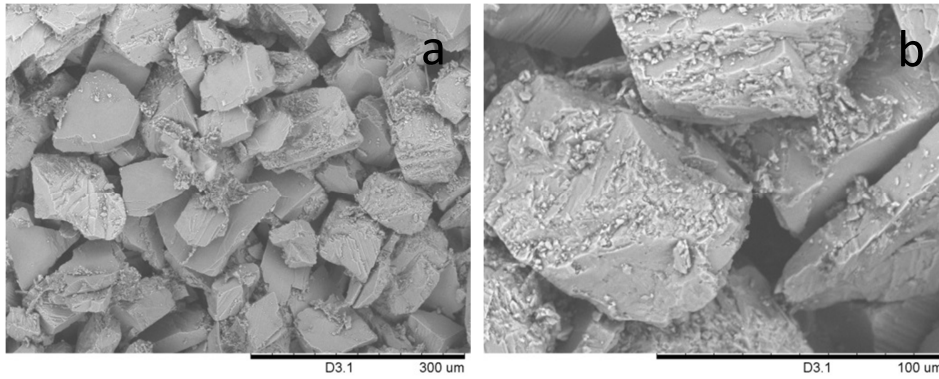


Figura 35. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do GX: 2 lb/bbl. Granulometria da Calcita 53 - 106µm. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x.

Fonte: Autor.

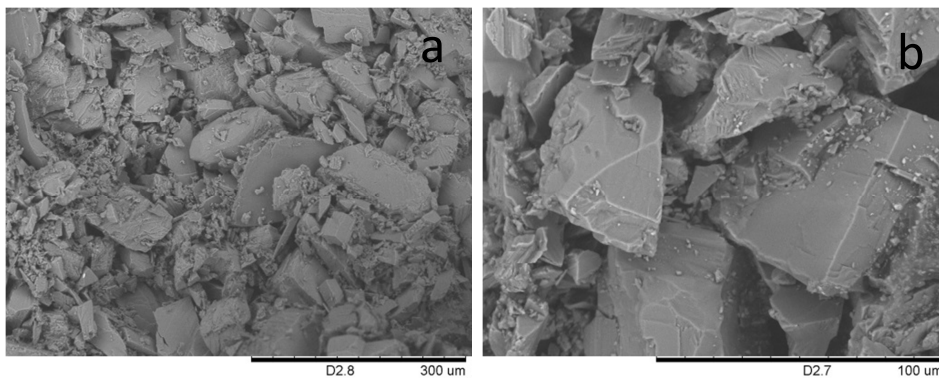


Figura 36. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do GX: 2 lb/bbl. Granulometria da Calcita 0 - 106µm. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x.

Fonte: Autor.

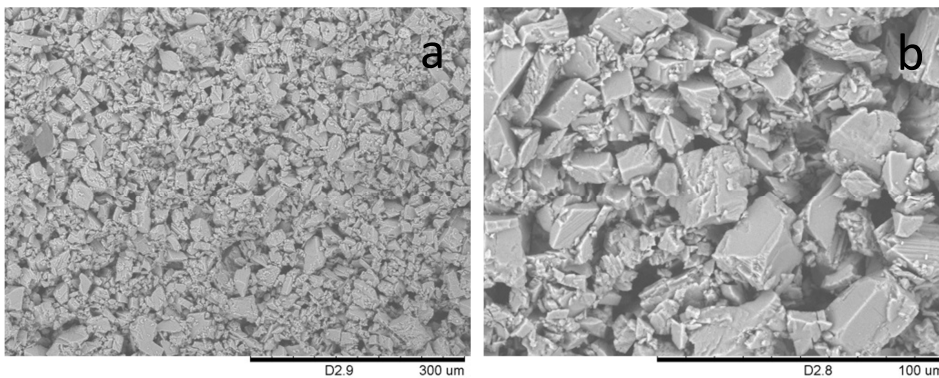


Figura 37. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do GX: 4 lb/bbl. Granulometria da Calcita 0 - 45µm. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x.

Fonte: Autor.

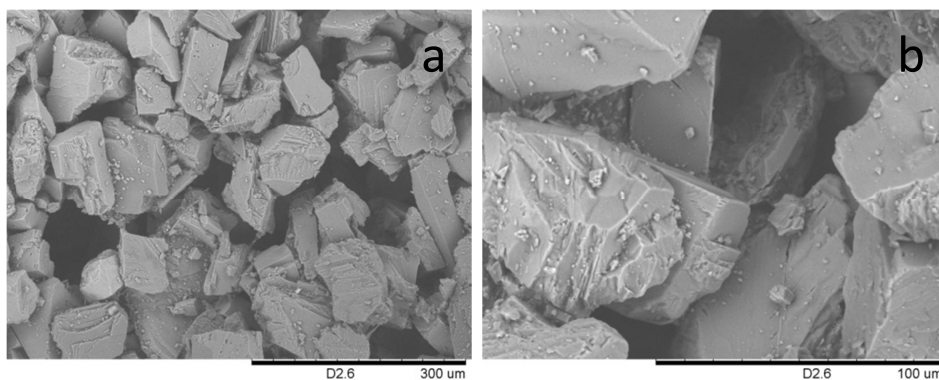


Figura 38. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do GX: 4 lb/bbl. Granulometria da Calcita 53 - 106 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x.

Fonte: Autor.

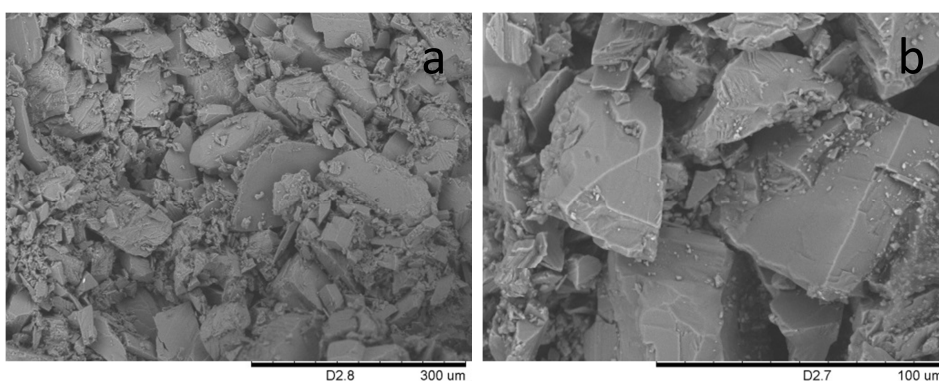


Figura 39. Imagens do MEV da Torta de filtração, concentração do GX: 4 lb/bbl. Granulometria da Calcita 0 - 106 μ m. (a) Ampliação 250x. (b) Ampliação 1000x.

Fonte: Autor.

Nas Figuras 34 a 39, utilizando GX como agente viscosificante, é possível observar que a distribuição granulométrica da faixa de 0-45 μ m apresenta imagens caracterizando um processo de deposição de finos nos interstícios dos poros diferente das imagens referentes ao agente obturante, carbonato de cálcio, com faixas granulométricas de 53-106 μ m e 0-106 μ m.

Assim como observado quando o CMC foi utilizado como agente viscosificante, o uso de GX não demonstrou significativas alterações no aspecto da acomodação do agente obturante, ressaltando novamente que esta análise foi realizada sob a parte superior da torta de filtração e que ao longo da espessura pode ocorrer sobreposição de partículas e empacotamento de outras formas.

Observando as Figuras de 29 a 39, é possível notar que tanto utilizando o CMC quanto o GX como viscosificante, quando a concentração passa de 2lb/bbl para 4lb/bbl, aumenta o número de partículas menores nos interstícios dos poros. Este fato pode contribuir na redução da taxa de filtrado, logo pode contribuir para reduzir o processo de invasão de filtrado no processo de perfuração de poços de petróleo.

Darley (1988) mediu a variação da taxa de fluxo de filtrado durante o primeiro e o segundo ciclo do processo de filtração e relatou que a taxa de filtração inicial dependia da concentração de sólidos e da distribuição de tamanho de partículas na torta. No entanto, uma vez que os poros foram colmatados pelas partículas de tamanho certo, as partículas maiores foram sucessivamente presas, e formou-se uma torta de filtração.

4.3 Reologia

A avaliação do comportamento reológico das suspensões utilizadas como fluido de perfuração é importante para auxiliar no entendimento dos diferentes comportamentos resultantes dos ensaios de filtração estática.

4.3.1 Solução de CMC e GX

Nas Figuras 40 e 41 são apresentadas as curvas de tensão de cisalhamento e de viscosidade aparente das soluções de CMC e GX a 2lb/bbl e 4lb/bbl. As figuras com o índice (a) possuem concentração de 2lb/bbl as figuras com o índice (b) possuem concentração de 4lb/bbl.

Pode-se observar, nas Figuras 40 e 41, que a solução de CMC apresentou maiores valores de tensão cisalhante e de viscosidade aparente em comparação com a suspensão de GX. De modo geral, é possível correlacionar esse comportamento é devido ao polímero CMC ser de alta massa molecular.

Segundo Amorim *et al.* (2008), este polímero aumenta a viscosidade nos fluidos em função das interações físicas formadas pelas ligações fracas (forças de dispersão), causada pelos ânions carboxilatos presentes na molécula de CMC e as cargas presentes na argila, favorecida pela hidratação da cadeia polimérica e da argila em meio aquoso.

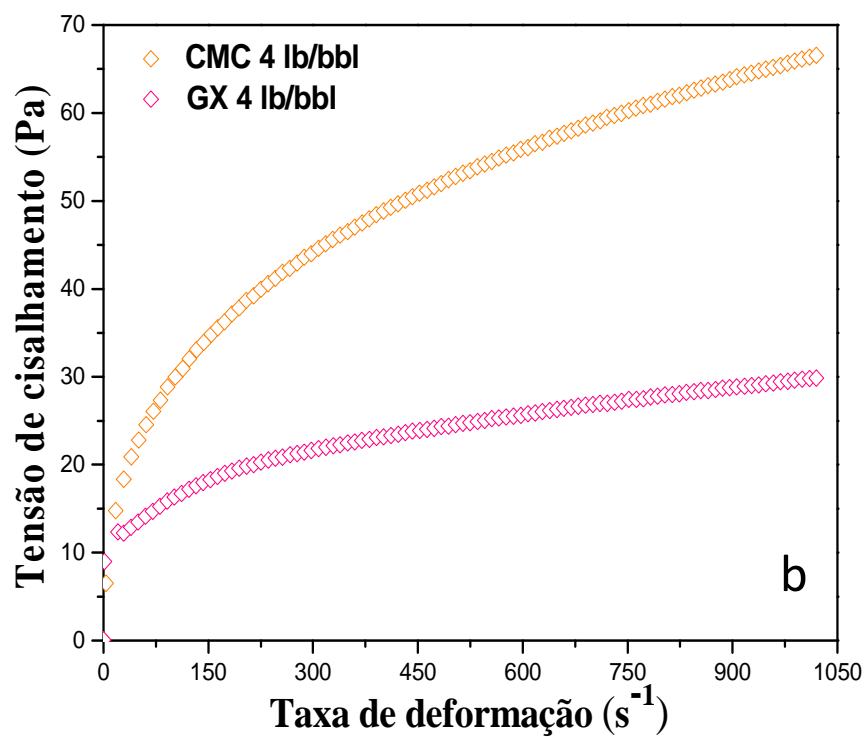
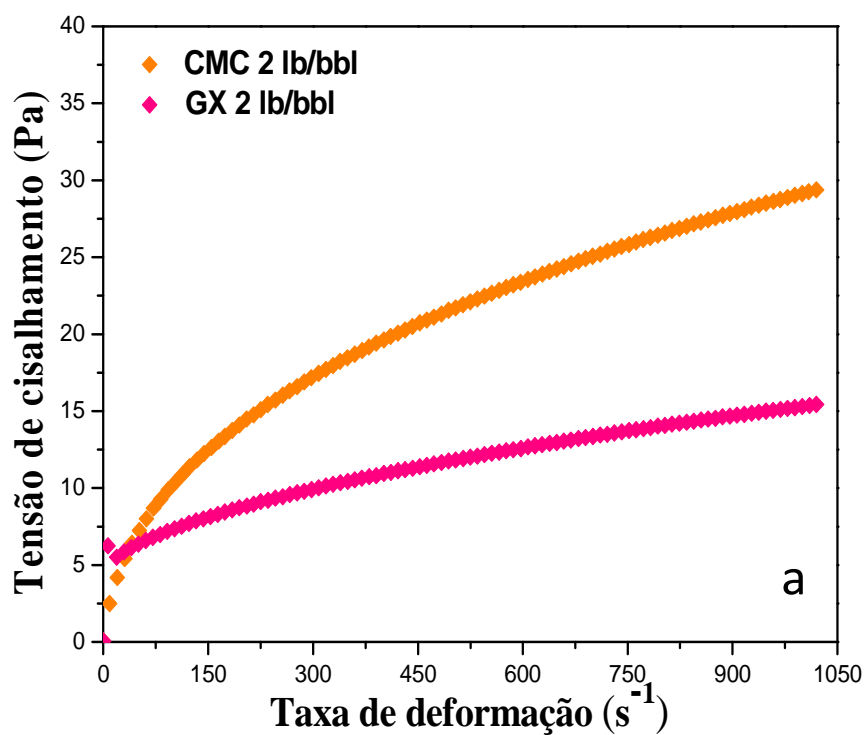


Figura 40. Tensão de cisalhamento das suspensões de CMC e GX *versus* taxa de deformação. (a) 2 lb/bbl. (b) 4 lb/bbl. Fonte: Autor.

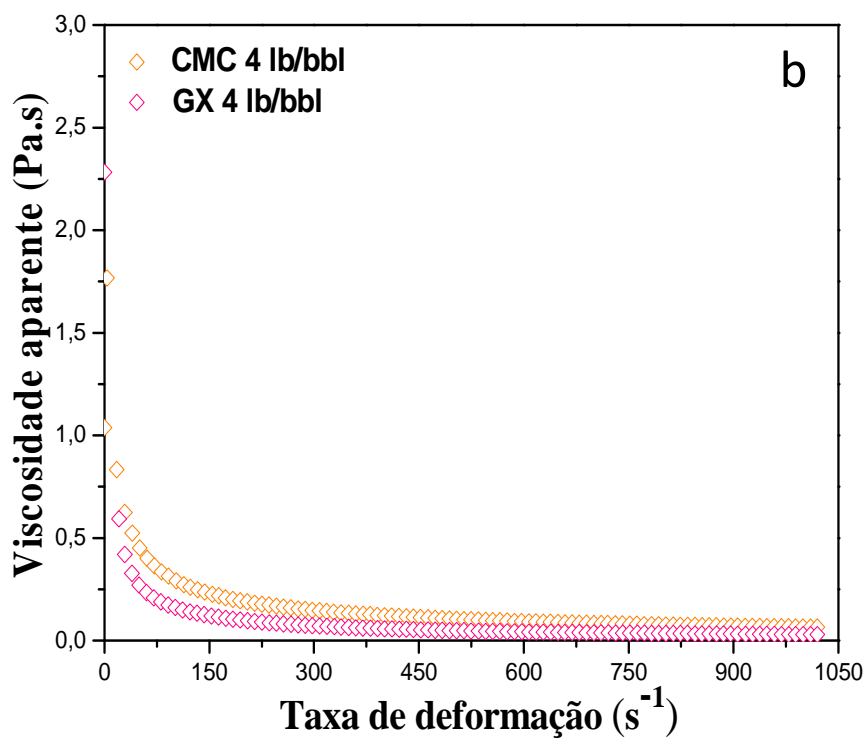
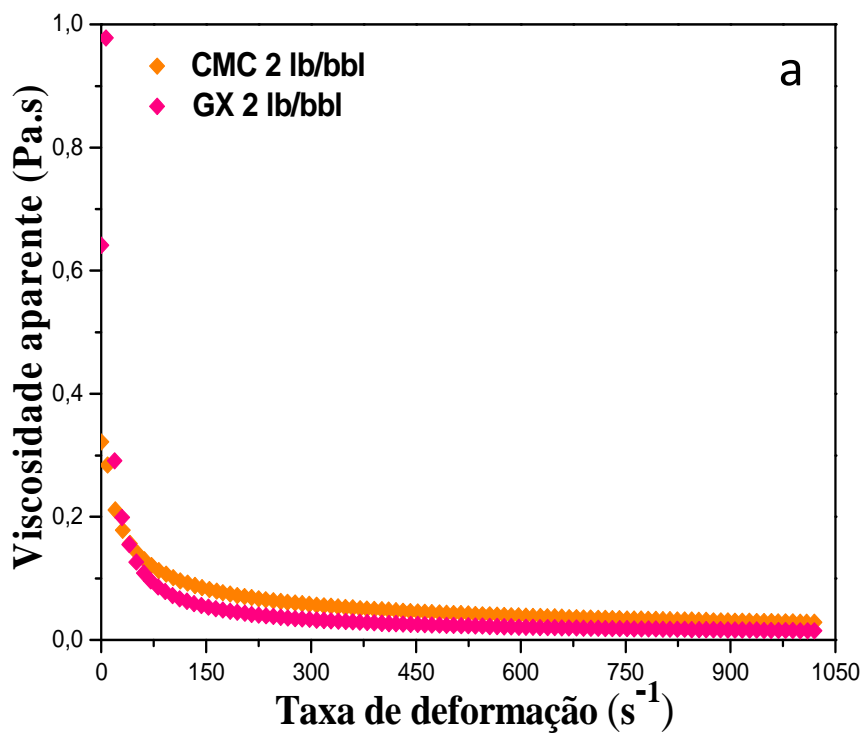


Figura 41. Viscosidade aparente das soluções de CMC e GX *versus* taxa de deformação. (a) 2 lb/bbl. (b) 4 lb/bbl. Fonte: Autor.

4.3.2 Suspensão de Calcita e CMC (2lb/bbl)

Nas Figuras 42 e 43 são apresentadas as curvas de escoamento e de viscosidade das suspensões de CMC a 2 lb/bbl para distintas faixas de granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μm ; 53-106 μm e 0-106 μm .

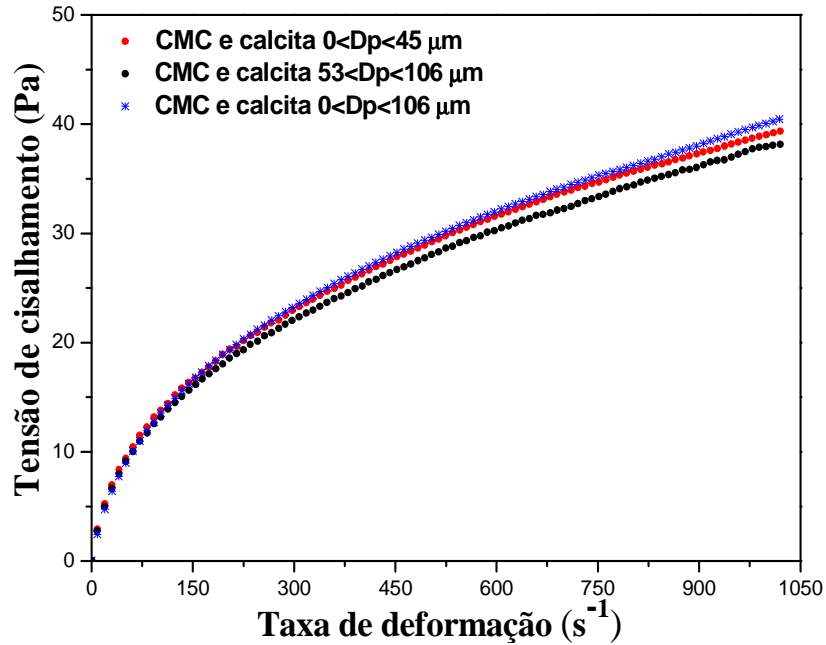


Figura 42. Tensão de cisalhamento *versus* Taxa de deformação para as suspensões de CMC a 2 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μm ; 53-106 μm e 0-106 μm . Fonte: Autor.

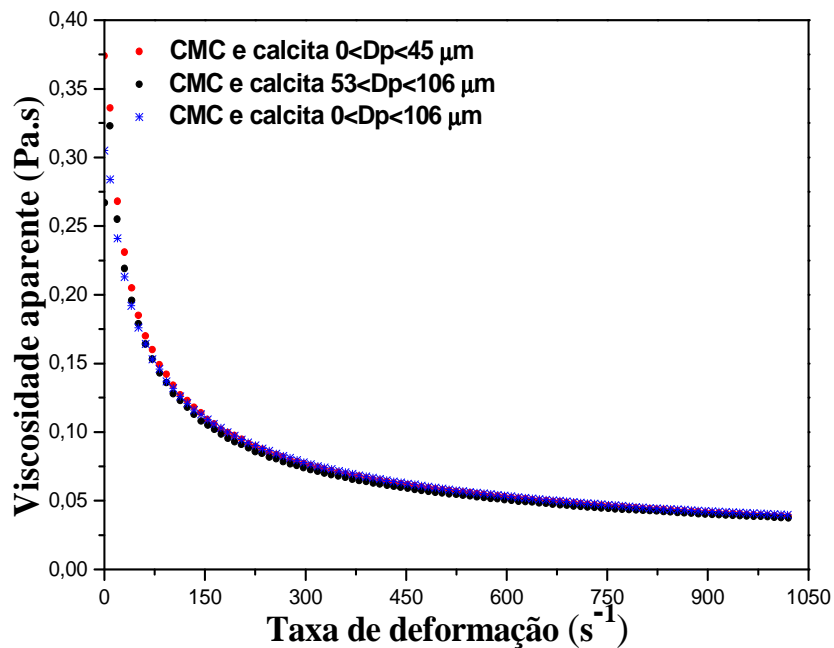


Figura 43. Viscosidade Aparente *versus* Taxa de deformação para as suspensões de CMC a 2 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μm ; 53-106 μm e 0-106 μm . Fonte: Autor.

Analisando o gráfico ilustrado na Figura 42 pode-se concluir que a suspensão de Carbonato de Cálcio de partículas finas (0-45 μ m) de Calcita apresentou comportamento de tensão cisalhamento um pouco maior para maiores taxas de deformação quando comparado a suspensão de Carbonato de Cálcio com partículas grossas (53-106 μ m), o mesmo comportamento pode ser notado nos fluidos de Ferraz (2014) com distribuições semelhantes. A suspensão de Carbonato de Cálcio da mistura (0-106 μ m) apresentou quase o mesmo comportamento que as suspensões com partículas finas e grossas. O comportamento da viscosidade aparente ilustrado na Figura 43 apresentou comportamento semelhante para as três faixas granulométricas de carbonato de cálcio. Comparando a faixa mais larga de distribuição de Carbonato de Cálcio desse trabalho com a faixa de sólidos mais grosseiros de Ferraz (2014), pode-se observar maiores taxas de cisalhamento do autor mencionado.

Segundo Garcia *et al.* (2003) e Parkinson *et al.* (1969), a explicação para este comportamento é que a distância interpartícula diminui quando o número de partículas pequenas na suspensão aumenta, resultando em um acréscimo das interações hidrodinâmicas na suspensão e, conseqüentemente, aumentando a resistência ao fluxo. Buranasrisak & Narasingha (2012) observaram que o aumento da fração de partículas finas em uma suspensão contribui para a formação de aglomerados dentro dos espaços vazios presentes entre as partículas maiores, ocasionando redução do fluxo de água por estes espaços, contribuindo para o aumento da viscosidade da suspensão.

No Anexo C estão disponibilizados os ensaios reológicos de viscoelasticidade com as suspensões, nas quais o CMC atuou como viscosificante. Estes ensaios definem como fluidos após serem deformados retornam parcialmente a sua forma original, quando cessada a tensão aplicada.

4.3.3 Suspensão de Calcita e CMC (4lb/bbl)

Nas Figuras 44 e 45 são apresentadas as curvas de escoamento e de viscosidade das suspensões de CMC a 4 lb/bbl para distintas faixas de granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μ m; 53-106 μ m e 0-106 μ m.

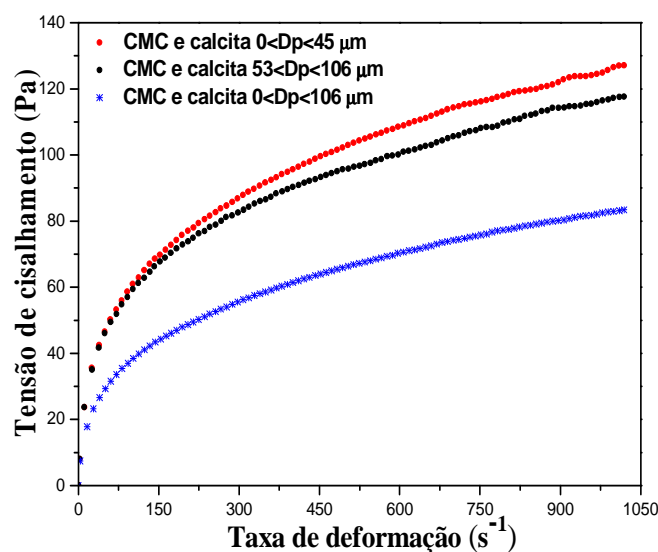


Figura 44. Tensão de cisalhamento *versus* Taxa de deformação para as suspensões de CMC a 4 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45μm; 53-106μm e 0-106μm. Fonte: Autor.

O efeito do tamanho das partículas de Carbonato de Cálcio nas curvas de viscosidade não foi acentuado para a concentração de 2 lb/bbl, entretanto, este mesmo efeito resultou em comportamento diferenciado para suspensões mais concentradas, neste caso 4 lb/bbl. Pode-se concluir que a suspensão de Carbonato de Cálcio de partículas finas (0-45μm) de Calcita apresentou maior tensão cisalhamento para maiores taxas de deformação quando comparado a suspensão de Carbonato de Cálcio com partículas grossas (53-106μm). Já a suspensão de Carbonato de Cálcio da mistura (0-106μm) apresentou menor tensão de cisalhamento do que a suspensão com partículas finas e grossas quando a concentração de viscosificante aumentou. Tal fato pode ser observado na Figura 44.

Analisando simultaneamente as Figuras 42 e 44, onde a concentração de CMC passa de 2 lb/bbl para 4 lb/bbl respectivamente é possível observar que o comportamento reológico é alterado. Para a suspensão mais concentrada a tensão de cisalhamento aumenta significativamente. De modo geral o tamanho de partículas compete com a atuação do viscosificante no comportamento reológico. Suspensões de Carbonato de Cálcio com o menor tamanho de partículas com a maior concentração de CMC apresentaram as maiores taxas de cisalhamento.

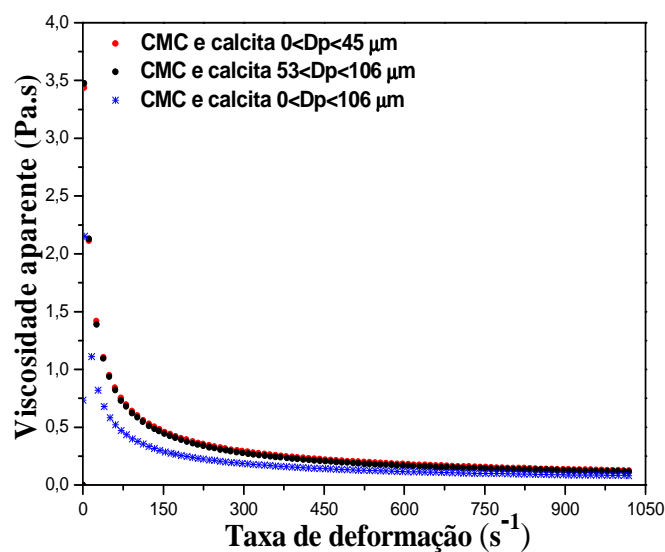


Figura 45. Viscosidade Aparente *versus* Taxa de deformação para as suspensões de CMC a 4 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μ m; 53-106 μ m e 0-106 μ m. Fonte: Autor.

Analisando as Figuras 41(a) e 43 nota-se semelhança entre o comportamento da viscosidade aparente da solução de CMC com 2lb/bbl com a suspensão de CMC 4lb/bbl com carbonato. Todavia o comportamento dessa mesma grandeza, viscosidade aparente, é diferenciado quando é realizada a comparação entre a solução de CMC com 4lb/bbl com a suspensão de CMC com 4lb/bbl, ver Figuras 41(b) e 45, em geral esta suspensão apresentou maiores valores de viscosidade aparente, principalmente para as distribuições granulométricas de Carbonato de Cálcio na faixa de 0-45 μ m e 53-106 μ m.

Quanto ao comportamento da viscosidade aparente ilustrado na Figura 43 pode-se notar que o comportamento é semelhante para as três faixas granulométricas de carbonato de cálcio. Na Figura 45 pode se notar a semelhança no comportamento reológico para a menor e a maior tamanho de partícula. Já a suspensão de Carbonato de Cálcio da mistura (0-106 μ m) apresentou menores valores de viscosidade aparente do que a suspensão com partículas finas e grossas quando a concentração de viscosificante aumentou

A explicação para esse comportamento é que, segundo Chander (1998), à medida que a concentração é elevada as partículas passam a interagir entre si, o comportamento reológico da suspensão se desvia do modelo Newtoniano e passa a depender de uma série de outras variáveis, tais como: forças de repulsão e atração, tamanho, distribuição granulométrica, densidade, área específica e características morfológicas das partículas.

4.3.4 Suspensão de Calcita e GX (2lb/bbl)

Nas Figuras 46 e 47 seguindo a mesma metodologia de análise reológica do item anterior são apresentadas as curvas de escoamento e de viscosidade das suspensões de GX a 2 lb/bbl para distintas faixas de granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μm ; 53-106 μm e 0-106 μm .

Analisando o gráfico ilustrado na Figura 46, pode-se concluir que a suspensão de Carbonato de Cálcio de partículas finas (0-45 μm) de Calcita e 2lb/bbl de GX apresentou maior tensão cisalhamento para maiores taxas de deformação quando comparado à suspensão de Carbonato de Cálcio com partículas grossas (53-106 μm). Nos estudos de Ferraz (2014) é possível avaliar o mesmo comportamento reológico para a distribuição de partículas similares a deste trabalho. O mesmo comportamento foi notado quando o CMC atuou como viscosificante, porém com tensão de cisalhamento muito maior.

De modo geral é possível notar ainda que, analisando a Figura 46, a suspensão de Carbonato de Cálcio com maior faixa granulométrica, a mistura (0-106 μm), apresentou ligeira superioridade na tensão de cisalhamento do que a suspensão rica em partículas grossas (53-106 μm) diferentemente do trabalho de Ferraz (2014), tal onde o comportamento de sólidos grosseiros com faixa de distribuição de partículas de 106-150 μm apresentou comportamento similar à faixa de 53-106 μm . Este comportamento pode estar vinculado ao processo de separação das faixas granulométricas. O comportamento da viscosidade aparente ilustrado na Figura 47 apresentou comportamento mais pronunciado para a distribuição granulométrica de 0-45 μm carbonato de cálcio.

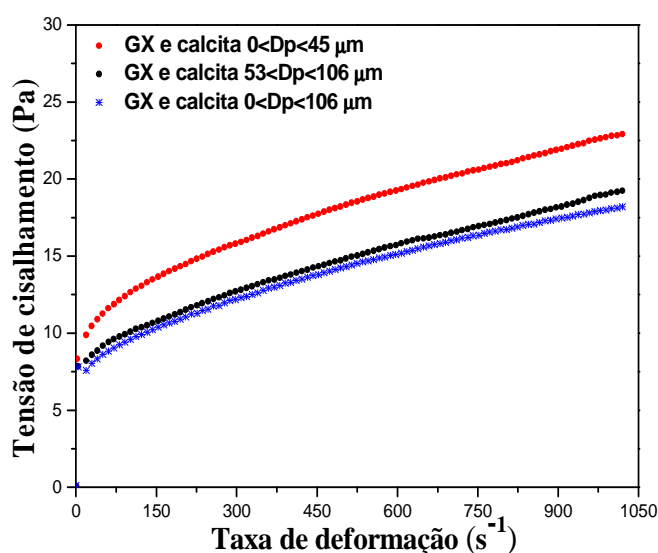


Figura 46. Tensão de cisalhamento *versus* Taxa de deformação para as suspensões de GX a 2 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45 μm ; 53-106 μm e 0-106 μm . Fonte: Autor.

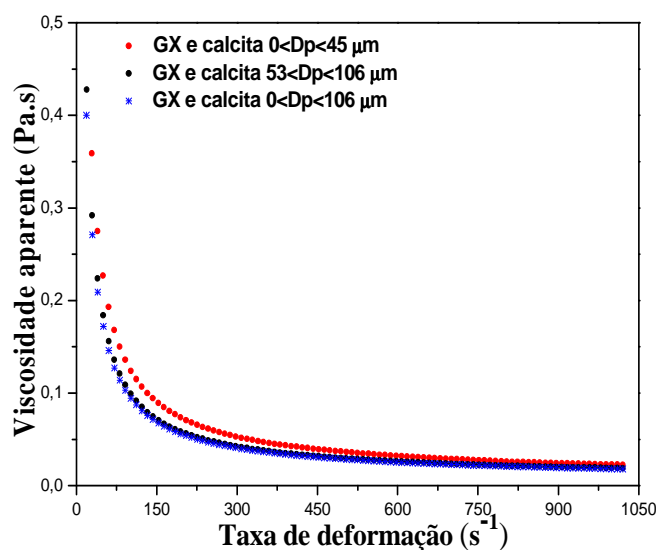


Figura 47. Viscosidade aparente *versus* Taxa de deformação para as suspensões de GX a 2 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45μm; 53-106μm e 0-106μm. Fonte: Autor.

4.3.5 Suspensão de Calcita e GX (4lb/bbl)

Analogamente ao item anterior, nas Figuras 48 e 49 são apresentadas as curvas de escoamento e de viscosidade das suspensões de GX a 4 lb/bbl para distintas faixas de granulometria de Calcita nas faixas de 0-45μm; 53-106μm e 0-106μm.

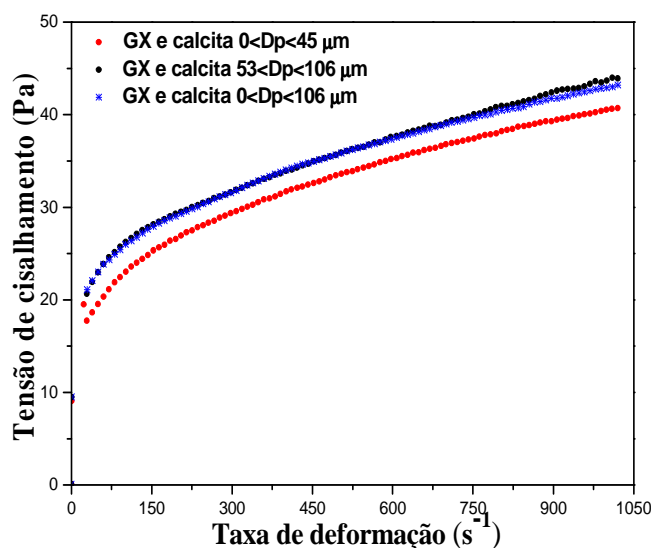


Figura 48. Tensão de cisalhamento *versus* Taxa de deformação para as suspensões de GX a 4 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45μm; 53-106μm e 0-106μm. Fonte: Autor.

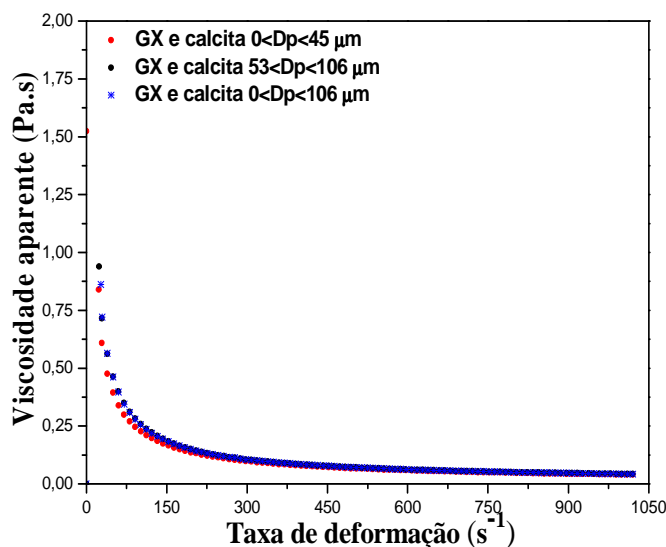


Figura 49. Viscosidade aparente *versus* Taxa de deformação para as suspensões de GX a 4 lb/bbl com granulometria de Calcita nas faixas de 0-45μm; 53-106μm e 0-106μm. Fonte: Autor.

Analisando as Figuras 47 e 49, notam-se maiores valores de viscosidade aparente para as suspensões de maior concentração de viscosificante e o mesmo comportamento para diferentes tamanhos de partícula, exceto para o caso da suspensão com 0-45μm de Carbonato de Cálcio para a menor concentração, que apresentou um comportamento mais acentuado em comparação com as suspensões de partículas grossas e da mistura de carbonato de cálcio. O aumento da fração de partículas finas em uma suspensão contribui para a formação aglomerados dentro dos espaços vazios presentes entre as partículas maiores ocasionando redução do fluxo de água por estes espaços, contribuindo para o aumento da viscosidade da suspensão.

Quanto a tensão de cisalhamento, analisando as Figuras 46 e 48 nota-se maiores valores de tensão para as suspensões de maior concentração de viscosificante. Para o caso da suspensão com 0-45μm de Carbonato de Cálcio a concentração do viscosificante altera o comportamento da tensão, porém para a menor concentração de viscosificante a suspensão apresenta maiores valores de tensão em relação às suspensões de partículas grossas e da mistura de carbonato de cálcio. No que diz a menor concentração, esse comportamento se inverte, a suspensão com 0-45μm apresenta menores valores de tensão em relação às demais suspensões. Verma & Sehadri (2006) afirmaram que suspensões preparadas com partículas menores apresentam um maior número de partículas por unidades de área superficial e volume, contribuindo para o aumento da dissipação de energia durante o cisalhamento.

4.3.6 Comparação entre a suspensão de Calcita com GX e CMC

Comparando o efeito reológico da ação dos viscosificantes com concentração de 2lb/bbl (ver Figuras 42 e 46) em termos de tensão de cisalhamento é observado um comportamento mais acentuado na atuação do CMC. O mesmo comportamento é verificado na concentração de 4lb/bbl (ver Figuras 44 e 48). É possível observar também que as suspensões com mistura de Calcita têm sempre comportamento similar ao das suspensões com Calcita grossa, exceto para o caso de maior concentração do viscosificante CMC (ver Figuras 44). Segundo Garcia et al. (2003) e Parkinson et al. (1969), a distância interpartícula diminui quando o número de partículas pequenas na suspensão aumenta, resultando em um acréscimo das interações hidrodinâmicas na suspensão e, conseqüentemente, aumentando a resistência ao fluxo. Este fato contribui na explicação dos processos reológicos para diferentes concentrações.

Este fenômeno pode ser explicado devido às diferenças estruturais entre os dois polímeros. O CMC possui sua cadeia estrutural linear, enquanto a GX, possui a cadeia estrutural ramificada. A diferença estrutural influencia na reologia dos fluidos, causando o comportamento observado. De acordo com Nascimento (2015), a suspensão de CMC apresenta maiores valores de tensão de cisalhamento em comparação com a suspensão de GX em função do maior peso molecular do polímero CMC conferir maior resistência ao escoamento. Além disso, a cadeia estrutural da Goma Xantana apresenta maior número de grupos hidroxila (OH-), conferindo um caráter mais aniônico à suspensão resultando também maior resistência ao escoamento.

Em termos de viscosidade aparente, nota-se que as suspensões com mistura de Calcitas tem sempre comportamento similar ao das suspensões com Calcita grossa, exceto para o caso de maior concentração do viscosificante CMC (ver Figuras 45). Esse comportamento pode ser atribuído ao polímero CMC ser de alta massa molecular. Mais uma vez é válida a contribuição de Chander (1998) que diz que quando a concentração do viscosificante é elevada as partículas passam a interagir entre si alterando o comportamento reológico da suspensão.

4.3.7 Ajustes dos parâmetros dos modelos reológicos

Os dados dos parâmetros do modelo reológico ajustado estão apresentados na Tabela 10.

Tabela 10. Dados reológicos obtidos para o ajuste dos dados experimentais.

Fluido	Granulometria da Calcita	Viscosificante	Conc. do Visc.(lb/bbl)	<i>Power Law</i>		
				k	n	R ²
WBM 1	0-45	CMC	2	1,34	0,49	0,99
WBM 2	53-106	CMC	2	1,27	0,50	0,99
WBM 3	0-106	CMC	2	1,15	0,52	0,99
WBM 4	0-45	CMC	4	10,05	0,37	0,97
WBM 5	53-106	CMC	4	10,59	0,35	0,96
WBM 6	0-106	CMC	4	6,54	0,37	0,99
WBM 7	0-45	GX	2	4,97	0,21	0,95
WBM 8	53-106	GX	2	3,88	0,22	0,91
WBM 9	0-106	GX	2	3,62	0,22	0,92
WBM 10	0-45	GX	4	8,54	0,22	0,98
WBM 11	53-106	GX	4	10,20	0,20	0,99
WBM 12	0-106	GX	4	10,41	0,20	0,99

Fonte: Dados do autor.

O Modelo da Potência ou *Power Law* apresentou resultados satisfatórios em relação ao coeficiente de determinação, o R², no ajuste da reologia das suspensões com CMC e GX.

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 10, é possível concluir que índice de consistência aumenta para maiores concentrações de viscosificante e tem menores valores para a menor concentração de CMC. Já o índice de comportamento apresenta menores valores para o viscosificante GX. O aumento da concentração de GX alterou muito pouco o índice de comportamento, já quando a concentração de CMC foi elevada esse aumento foi mais acentuado. De modo geral estes resultados estão ligados as características dos polímeros utilizados como viscosificantes na produção dos fluidos de perfuração estudados.

4.4 Densidade e Concentração de Sólidos

A densidade dos fluidos foi obtida por uma balança de lama. O valor de referência de densidade para os fluidos foi de 1,14g/cm³. Este valor foi adotado baseando-se em valores reais de um fluido de perfuração.

Para determinar a concentração de sólidos (Cs), utilizaram-se formas de alumínio com a massa previamente aferida. Os experimentos foram realizados em triplicata. Na Tabela 11 são apresentados os valores de densidade e concentração de sólidos.

Tabela 11. Densidade e concentração de sólidos dos fluidos.

Fluido	Granulometria da Calcita	Viscosificante	Conc. do visc.(lb/bbl)	Densidade do fluido (g/cm ³)	Concentração do fluido (kg/m ³)
WBM 1	0-45	CMC	2	1,10	256,48
WBM 2	53-106	CMC	2	1,20	263,64
WBM 3	0-106	CMC	2	1,13	265,67
WBM 4	0-45	CMC	4	1,16	270,34
WBM 5	53-106	CMC	4	1,15	285,67
WBM 6	0-106	CMC	4	1,10	264,41
WBM 7	0-45	GX	2	1,10	277,49
WBM 8	53-106	GX	2	1,10	274,13
WBM 9	0-106	GX	2	1,17	279,31
WBM 10	0-45	GX	4	1,10	288,65
WBM 11	53-106	GX	4	1,10	285,34
WBM 12	0-106	GX	4	1,10	289,98

Fonte: Dados do autor.

4.5 Filtração Estática

Os experimentos de filtração foram realizados com papel de filtro como meio filtrante permitindo analisar as características da torta e seu efeito na filtração com os fluidos não-Newtonianos. Para ensaios com papel de filtro, supõe-se que a torta é quem governa o processo de filtração.

Para avaliar o efeito da distribuição granulométrica dos sólidos na taxa de filtração, foram realizados experimentos com partículas finas, grossas e de uma mistura de 50% em massa de Carbonato de Cálcio fina e grossas.

Com os resultados dos experimentos realizados obteve-se a curva de filtração dos fluidos, volume de filtrado *versus* tempo de filtração. A massa de filtrado, em gramas, foi convertida para volume, considerando a densidade do filtrado igual a 1,0 g/cm³. A Tabela 12 apresenta os valores da geometria da célula e dados de meio filtrante que foram usados para determinação dos parâmetros de filtração.

Tabela 12. Propriedades utilizadas na determinação dos parâmetros de filtração.

Propriedade	Célula de 250cm ³
Diâmetro do meio filtrante (cm)	6,30
Área de filtração (cm ²)	22,70
ρ_{CaCO_3} (g/cm ³)	2,65
ρ_{filtrado} (g/cm ³)	1,00
μ_{filtrado} (cP)	1,00

Fonte: Dados do autor.

4.5.1 Experimentos de filtração estática

A partir das curvas de filtração obtidas nos testes estáticos é possível avaliar a taxa de filtrado e as propriedades da torta.

Os experimentos de filtração estática tiveram duração de uma hora. Nos primeiros 30 minutos foram aplicadas uma pressão de 500psi e posteriormente 1000psi, a fim de obter a compressibilidade da mesma. Não foi imposta taxa de cisalhamento, dessa forma não ocorreu o fenômeno de erosão da torta de filtração. Os dados obtidos estão apresentados no Anexo D.

4.5.2 Efeito da distribuição granulométrica e concentração de viscosificante na filtração das suspensões de Carbonato de Cálcio em CMC

Os fluidos nos quais o CMC atuou como viscosificante nas suspensões à base água, contendo Carbonato de Cálcio com obturante, permitiram avaliar o efeito da distribuição granulométrica das partículas que promoveram interação físico química com o fluido.

A taxa de filtração foi calculada a partir das curvas de volume de filtrado *versus* tempo. As Figuras 50 e 51 apresentam as curvas de filtração obtidas.

Comparando os dados de filtração com os dados de Ferraz (2014) em condições experimentais semelhantes, observa-se comportamentos similares para o Fluido WBM 2 (2lb/bbl de concentração de CMC e distribuição de partículas de 53-106 μ m).

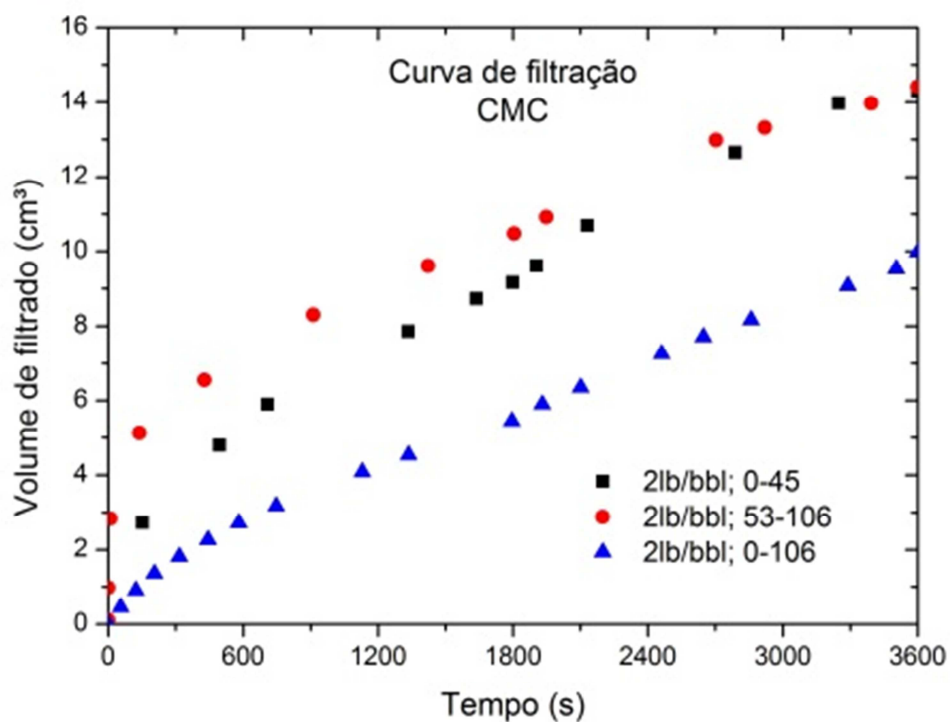


Figura 50. Volume de filtrado *versus* tempo para os Fluidos WBM 1 a 3. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.

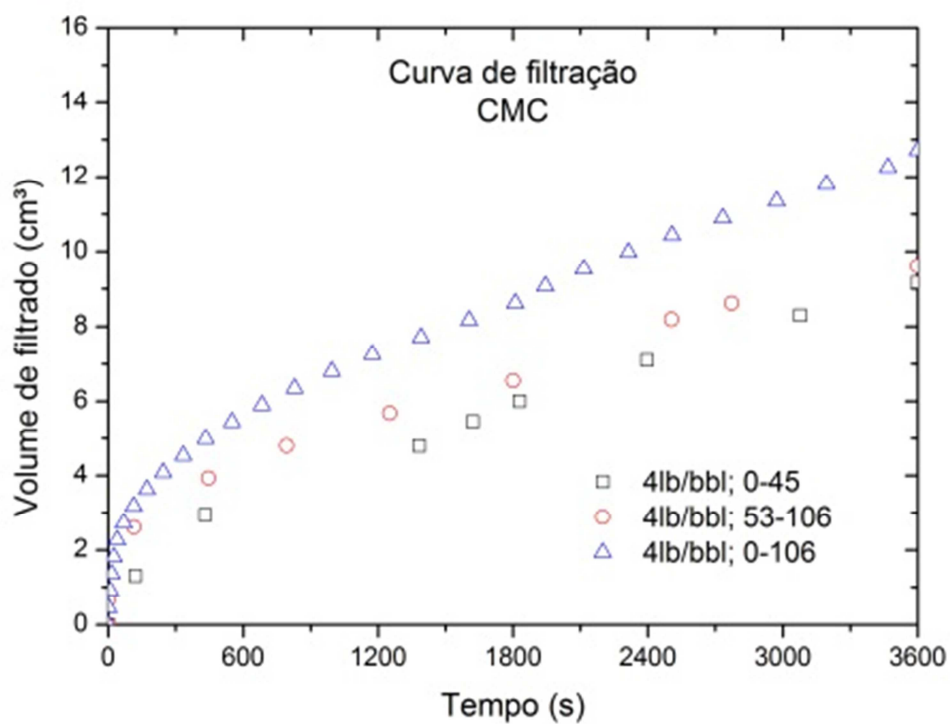


Figura 51. Volume de filtrado *versus* tempo para os Fluidos WBM 4 a 6. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

O aumento da concentração de viscosificante CMC de 2lb/bbl para 4lb/bbl nas suspensões com Carbonato de Cálcio reduziu aproximadamente em 30% os valores do volume de filtrado para as faixas granulométricas de 0-45 μ m e 53-106 μ m como pode ser observado na Figura 51. Para a faixa granulométrica de 0-106 μ m de Carbonato de Cálcio houve um aumento no volume de filtrado em torno de 20%. De acordo com Gates *et al.* (1942), os experimentos que apresentaram os menores volumes de filtração foram obtidos com o uso do agente obturante com distribuição de partículas relativamente uniforme. A partir dessa conclusão, pode-se entender que, de modo geral, quanto mais larga a faixa granulométrica maior a dificuldade de empacotamento na formação da torta.

A Tabela 13 apresenta os resultados do volume de filtrado dos experimentos para os Fluidos WBM 1 a 6.

Tabela 13. Dados de filtração das soluções de CMC e Calcita.

Fluido	Componentes	Conc. do CMC (lb/bbl)	Volume de filtrado (mL)
WBM 1	Carbonato de Cálcio (0-45 μ m) e CMC	2	13,97
WBM 2	Carbonato de Cálcio (53-106 μ m) e CMC	2	14,41
WBM 3	Carbonato de Cálcio (0-106 μ m) e CMC	2	9,98
WBM 4	Carbonato de Cálcio (0-45 μ m) e CMC	4	9,17
WBM 5	Carbonato de Cálcio (53-106 μ m) e CMC	4	9,61
WBM 6	Carbonato de Cálcio (0-106 μ m) e CMC	4	12,71

Fonte: Dados do autor.

Nota-se o efeito do *Spurt Loss* mais pronunciado para o fluido com menor concentração de viscosificante para as faixas de granulometria do Carbonato de Cálcio de 0-45 μ m e 53-106 μ m. Tal fato tem o comportamento inverso para a granulometria 0-106 μ m do carbonato de cálcio. De acordo com Jiao e Sharma (1992), é neste momento que as partículas sólidas presentes no fluido invadem o meio filtrante, neste caso o papel de filtro, e quando isso ocorre pode causar a redução da permeabilidade. Este fenômeno é claramente observado experimentalmente, imediatamente após a abertura da válvula de saída de filtrado.

4.5.3 Caracterização das suspensões CMC em Calcita

Os parâmetros da filtração foram obtidos para os Fluidos WBM 1 a 6. As características desses fluidos podem ser observadas na Tabela 13.

A Figura 52 apresenta as curvas de filtração (volume de filtrado *versus* raiz quadrada do tempo) para as suspensões de Calcita em CMC com concentração de 2lb/bbl e a Figura 53 apresenta a mesma curva, porém com concentração de 4lb/bbl de CMC.

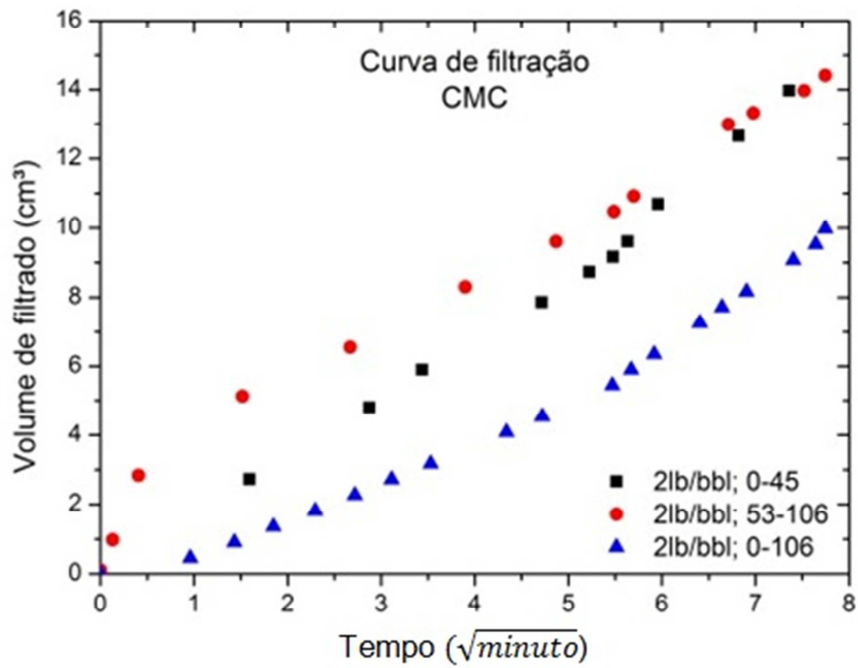


Figura 52. Volume de filtrado *versus* raiz quadrada do tempo em minutos para os Fluidos WBM 1 a 3. Concentração de CMC 2lb/bbl. Fonte: Autor.

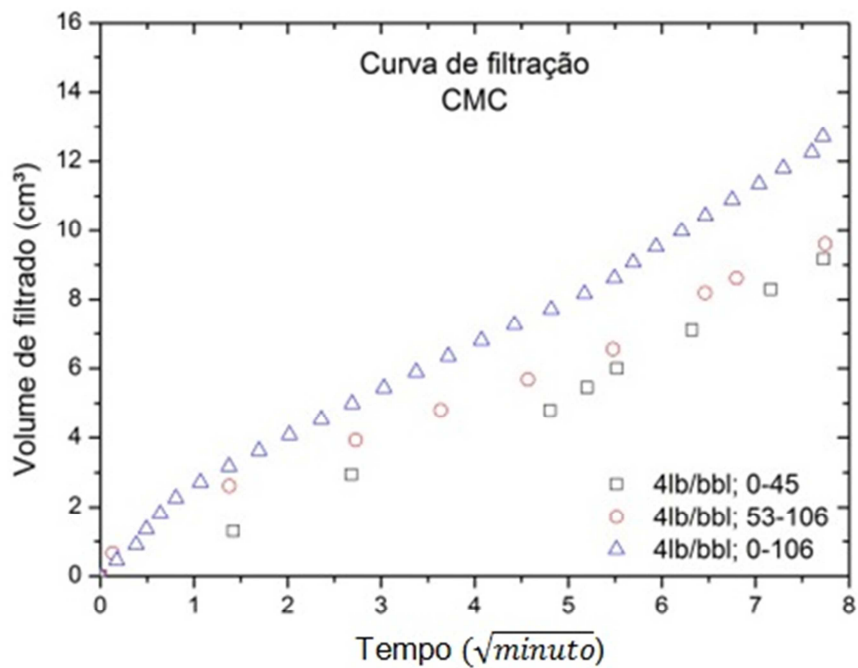


Figura 53. Volume de filtrado *versus* raiz quadrada do tempo em minutos para os Fluidos WBM 4 a 6. Concentração de CMC 4lb/bbl. Fonte: Autor.

Utilizando os mesmos dados das curvas de filtração é possível traçar gráficos da raiz quadrada do tempo *versus* o volume de filtrado. Na Figura 52 é possível observar uma discreta mudança na inclinação da curva de filtração com granulometria de 0-106 μ m de Carbonato de Cálcio com concentração de 2lb/bbl de CMC quando a pressão é aumentada de 500psi para 1000psi, com aproximadamente 30 minutos de experimento, isso indica a sensibilidade do experimento quando submetido a um degrau positivo na pressão do sistema. Os demais casos apresentam comportamento mais retilíneo em uma análise visual.

Na Figura 53 pode-se observar que o fluido com concentração de CMC de 4lb/bbl e distribuição granulométrica de 0-106 μ m apresentou maiores taxas de filtração. Tal fato pode ser explicado em função dos menores valores de viscosidade aparente nos ensaios reológicos, ou seja, houve menor resistência do escoamento neste fluido ao longo do processo de formação da torta.

As Figuras 54, 55 e 56 apresentam as curvas de *Slowness* para as suspensões de Carbonato de Cálcio com distribuição granulométrica de 0-45 μ m, 53-106 μ m e 0-106 μ m respectivamente, em CMC com concentrações de 2lb/bbl.

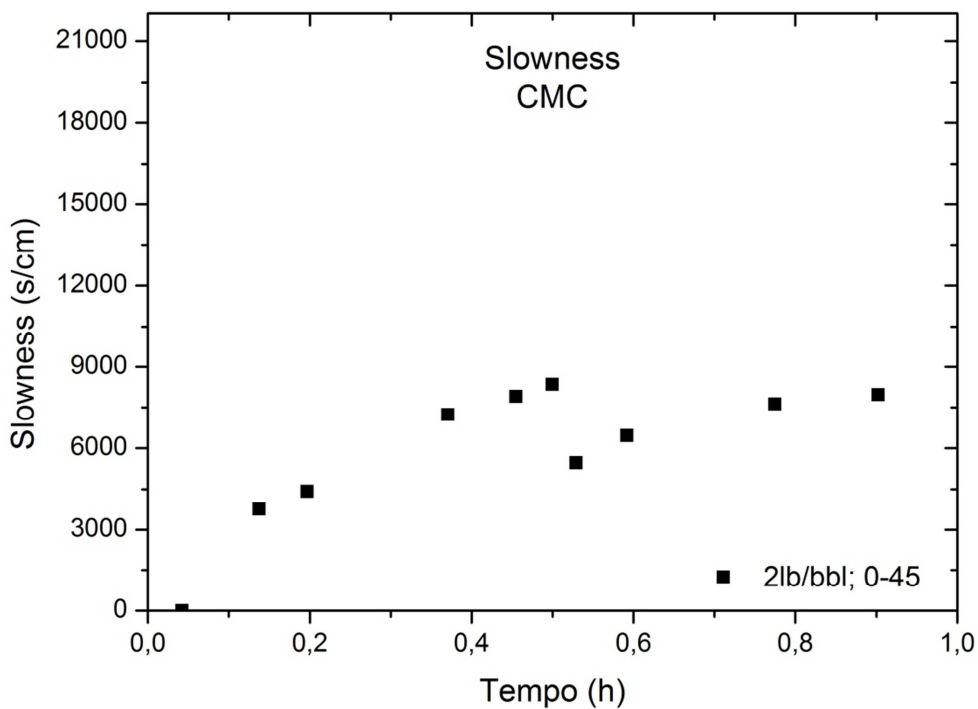


Figura 54. Curva de *Slowness* para o Fluido WBM 1. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.

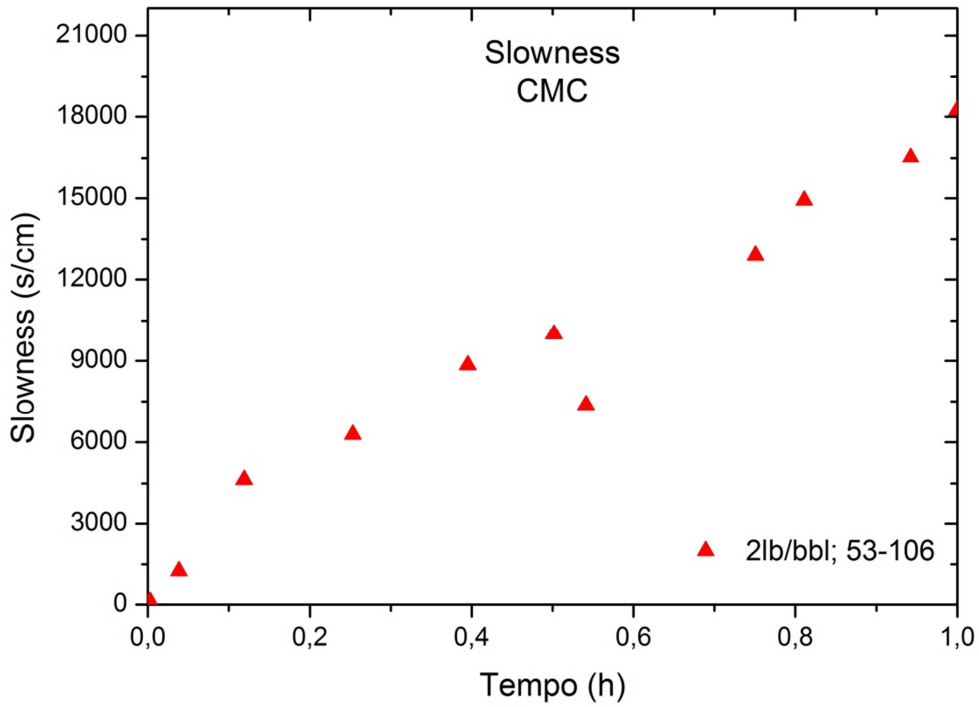


Figura 55. Curva de *Slowness* para o Fluido WBM 2. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.

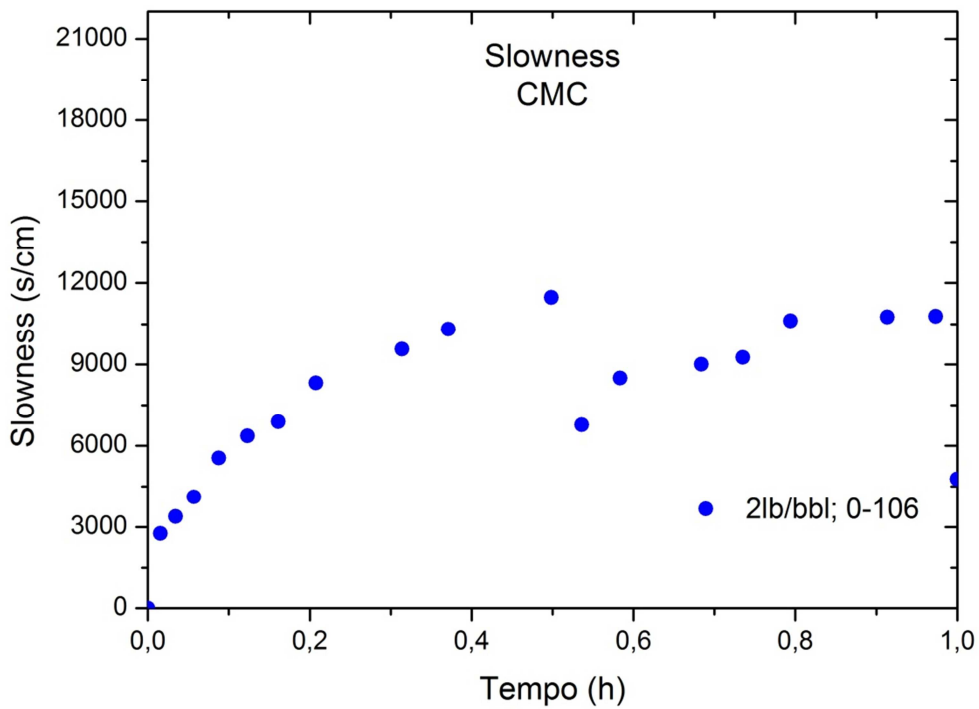


Figura 56. Curva de *Slowness* para o Fluido WBM 3. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.

As Figuras 57, 58 e 59 apresentam as curvas de *Slowness* para as suspensões de Carbonato de Cálcio com distribuição granulométrica de 0-45 μ m, 53-106 μ m e 0-106 μ m respectivamente, em CMC com concentrações de 4lb/bbl.

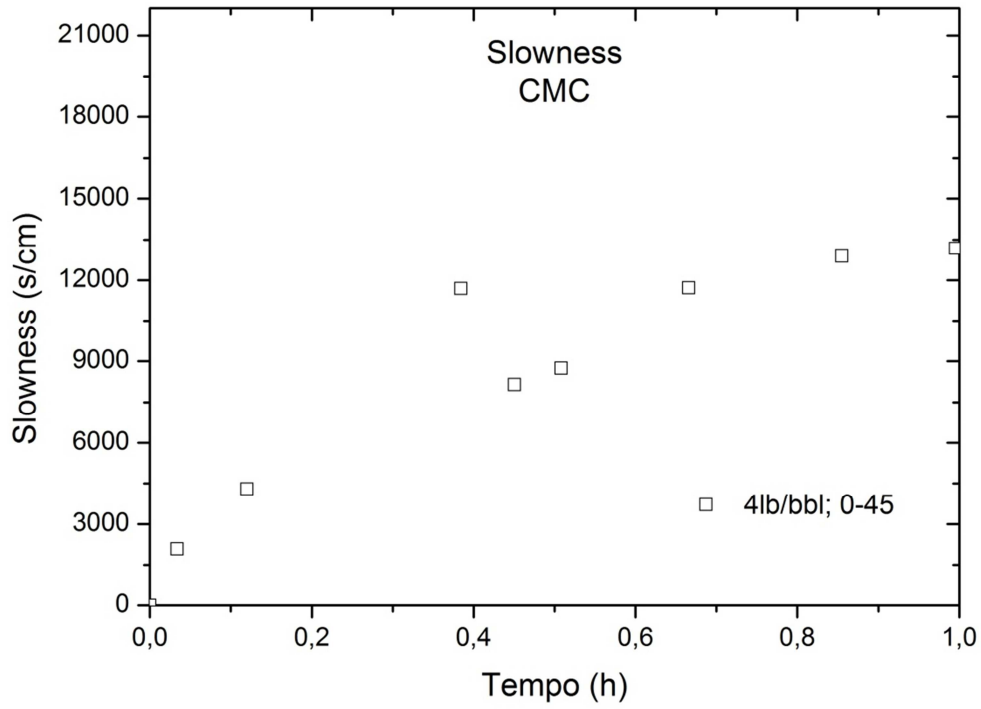


Figura 57. Curva de *Slowness* para o Fluido WBM 4. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

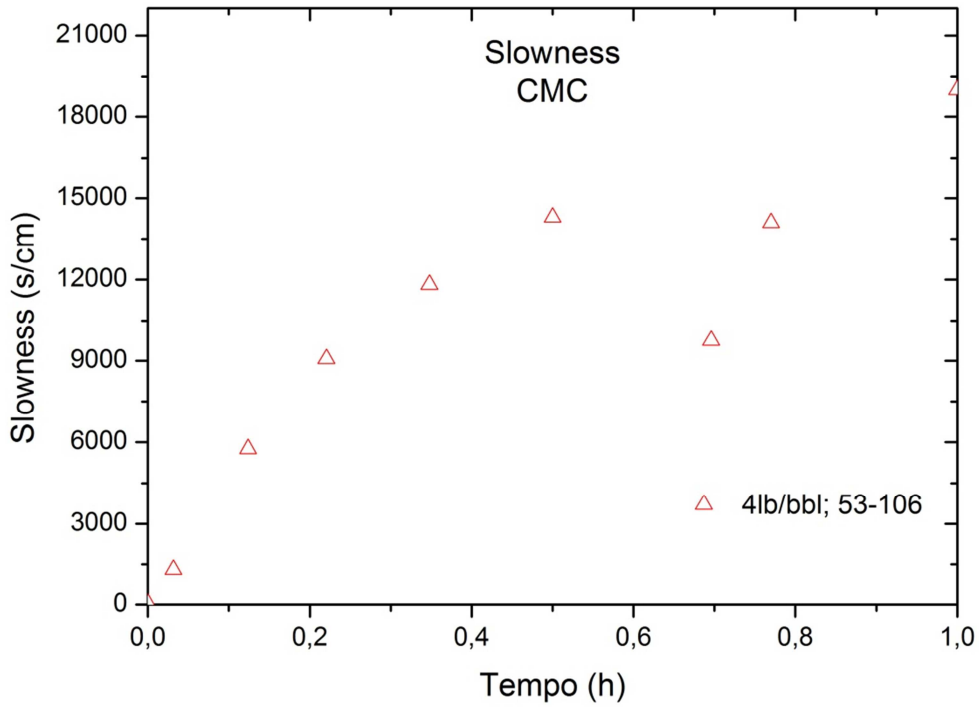


Figura 58. Curva de *Slowness* para o Fluido WBM 5. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

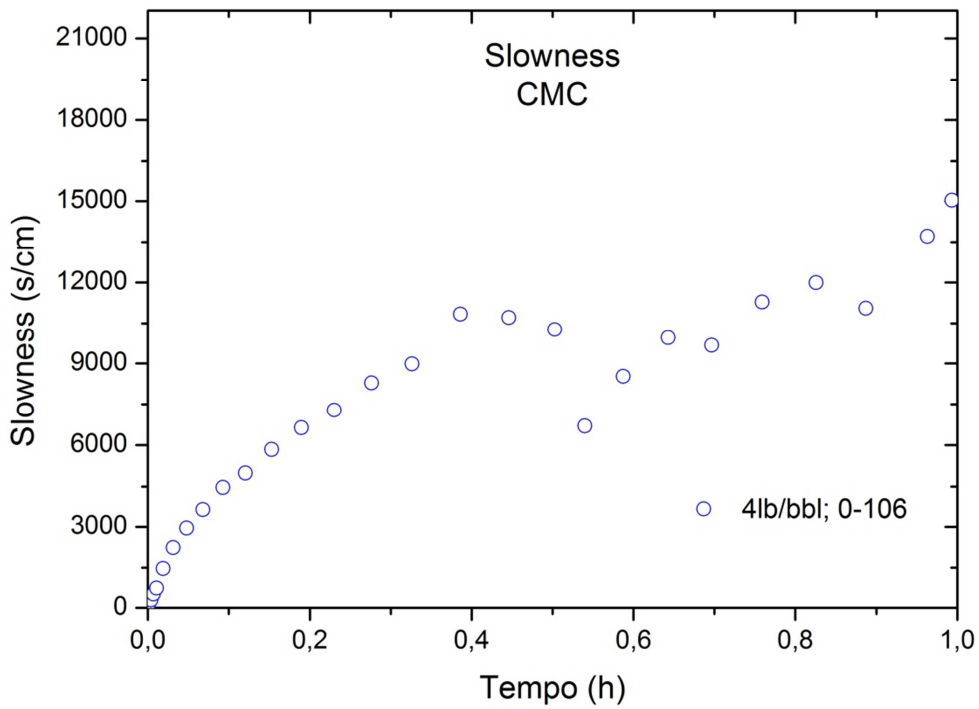


Figura 59. Curva de *Slowness* para o Fluido WBM 6. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

Nota-se nas curvas de *Slowness*, ilustradas nas Figuras 54 a 59, que ao aumentar subitamente a pressão no sistema em um intervalo muito curto de tempo ocorre uma queda no valor de *Slowness*. Esta alteração é importante para calcular o fator de compressibilidade através dos parâmetros S_1 e S_2 .

4.5.4 Efeito da distribuição granulométrica e concentração de viscosificante na filtração das suspensões de GX em carbonato de cálcio

De modo similar aos experimentos apresentados anteriormente, visando avaliar o efeito da concentração do polímero GX no processo de filtração, foram preparados fluidos com concentração de 2 lb/bbl e 4lb/bbl. Esses fluidos a base de água, GX e Carbonato de Cálcio permitiram avaliar o efeito das partículas que apresentam interação com fluido, em uma solução polimérica de GX. A Tabela 14 apresenta os resultados do volume de filtrado para os Fluidos WBM 7 a 12 e as características desses fluidos.

A taxa de filtração foi calculada a partir das curvas de volume de filtrado *versus* tempo. As Figuras 60 e 61 apresentam as curvas de filtração obtidas.

Fazendo uma comparação entre os dados de filtração com os dados de Ferraz (2014) em condições experimentais semelhantes observa-se comportamento similares para o Fluido WBM 8 (2lb/bbl de concentração de GX e distribuição de partículas de 53-106 μ m).

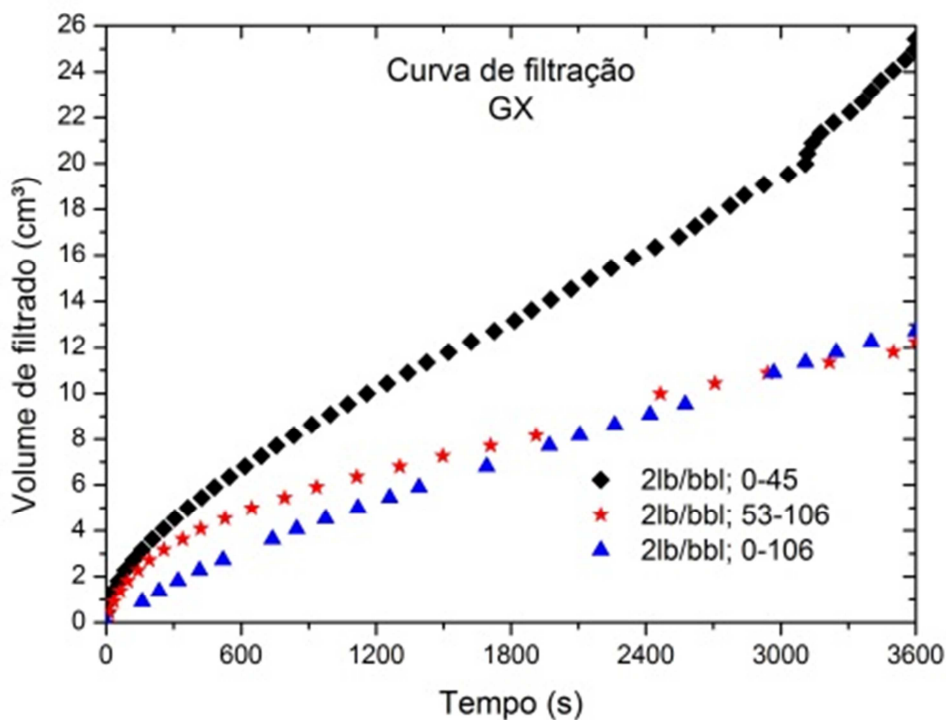


Figura 60. Volume de filtrado *versus* tempo para os Fluidos WBM 7 a 9. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.

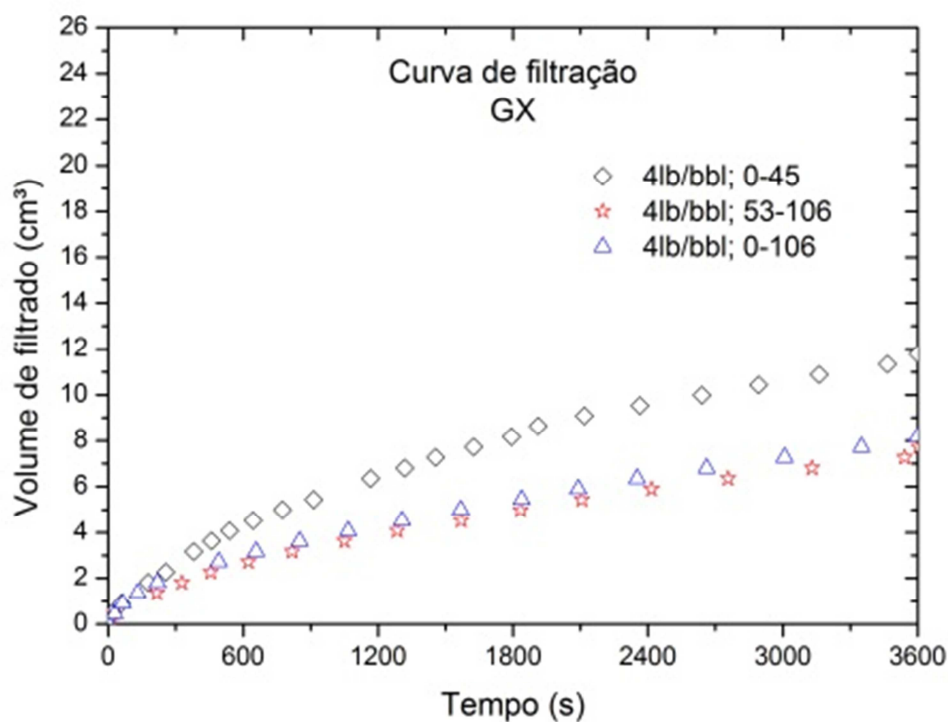


Figura 61. Volume de filtrado *versus* tempo para os Fluidos WBM 10 a 12. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

O aumento da concentração de viscosificante GX de 2lb/bbl para 4lb/bbl nas suspensões com Carbonato de Cálcio reduziu o volume de filtrado para todas as faixas granulométricas de carbonato de cálcio. Para a faixa granulométrica de 0-45 μ m de Carbonato de Cálcio houve uma redução mais pronunciada, aproximadamente em 50%. Nota-se também que o efeito de do *Spurt Loss* também é menos pronunciado para os experimentos com o viscosificante mais concentrado. O *Spurt Loss* mais evidenciado foi no experimento de menor concentração do viscosificante e menor granulometria de carbonato de cálcio. Este fenômeno pode ser explicado devido a estrutura do polímero GX. Sua cadeia estrutural ramificada provavelmente influenciou na reologia dos fluidos causando esse comportamento nos resultados de filtração.

Tabela 14. Dados de filtração de partículas de esferas de vidro em solução de GX.

Fluido	Componentes	Conc. do Viscosificante (lb/bbl)	Volume de filtrado (mL)
WBM 7	Carbonato de Cálcio (0-45 μ m) e GX	2	25,42
WBM 8	Carbonato de Cálcio (53-106 μ m) e GX	2	12,25
WBM 9	Carbonato de Cálcio (0-106 μ m) e GX	2	12,27
WBM 10	Carbonato de Cálcio (0-45 μ m) e GX	4	11,80
WBM 11	Carbonato de Cálcio (53-106 μ m) e GX	4	7,71
WBM 12	Carbonato de Cálcio (0-106 μ m) e GX	4	8,71

Fonte: Dados do autor.

Para o fluido com suspensão de GX (2lb/bbl e 4lb/bbl), com faixas de granulometria de 53-106 μ m e 0-106 μ m de Carbonato de Cálcio o volume de filtrado teve praticamente o mesmo comportamento. Pode-se concluir neste caso que o comportamento reológico e a filtração estática para esta condição de experimento são proporcionais, análogo a conclusão quando foi utilizado o CMC como viscosificante.

4.5.5 Caracterização das suspensões de GX em carbonato de cálcio

Novamente os parâmetros da filtração foram obtidos para os Fluidos WBM 7 a 12 e as características desses fluidos podem ser observadas na Tabela 14.

As Figuras 62 e 63 apresentam as curvas de filtração (volume de filtrado *versus* raiz quadrada do tempo) para as suspensões de GX em Carbonato de Cálcio com concentrações de 2lb/bbl para 4lb/bbl.

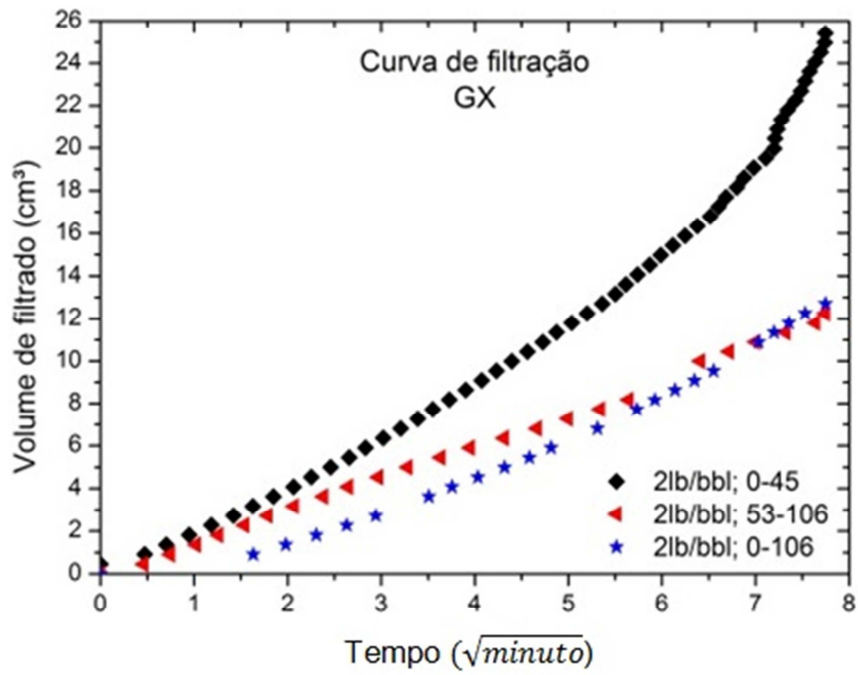


Figura 62. Volume de filtrado *versus* raiz quadrada do tempo em minutos para os Fluidos WBM 7 a 9. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.

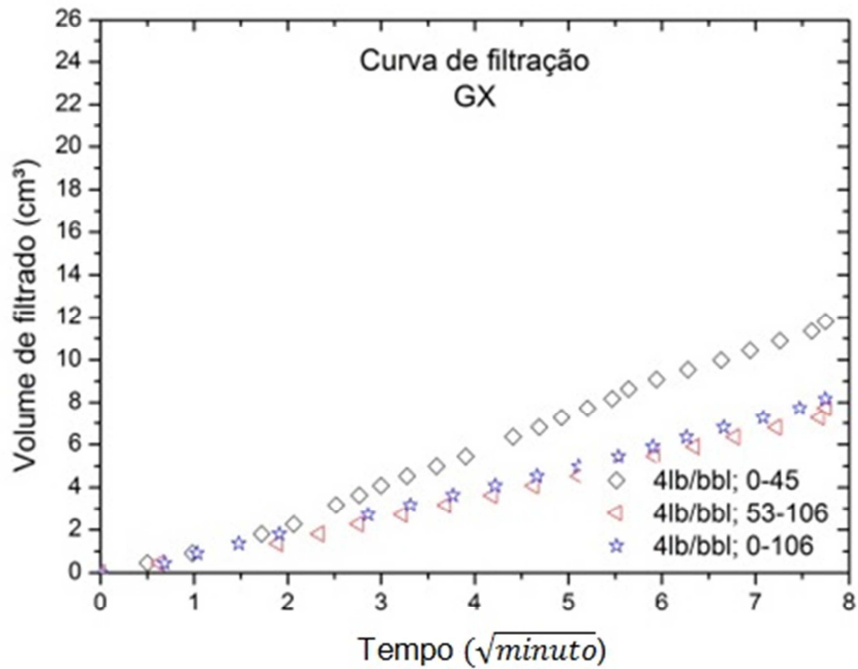


Figura 63. Volume de filtrado *versus* raiz quadrada do tempo em minutos para os Fluidos WBM 10 a 12. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

Assim como ocorreu no experimento realizado com suspensão de Carbonato de Cálcio com CMC, não foi possível visualizar a alteração ocorrida no sistema devido a pressurização da célula, analisando-se as curvas de filtração da Figura 62 e Figura 63.

Em geral, as curvas de *Slowness*, apresentadas nas Figuras 64 a 69, onde o GX foi utilizado como viscosificante, a possibilidade de visualizar uma queda no valor do parâmetro com a diferença de pressão é mais dificultosa, mas ainda assim, o método permitiu estimar os parâmetros de S_1 e S_2 necessários no cálculo do índice de compressibilidade da torta.

As Figuras 64, 65 e 66 apresentam as curvas de *Slowness* para as suspensões de Carbonato de Cálcio com distribuição granulométrica de 0-45 μm , 53-106 μm e 0-106 μm respectivamente, em GX com concentrações de 2lb/bbl.

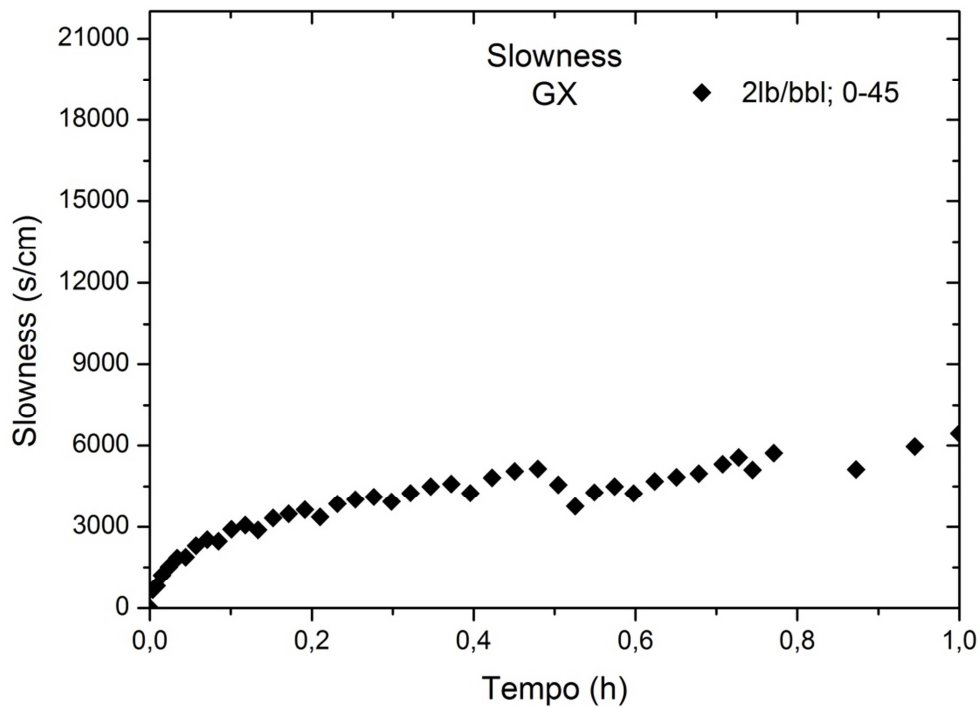


Figura 64. Curva de *Slowness* para o Fluido WBM 7. Concentração de GX: 2lb/bbl.
Fonte: Autor.

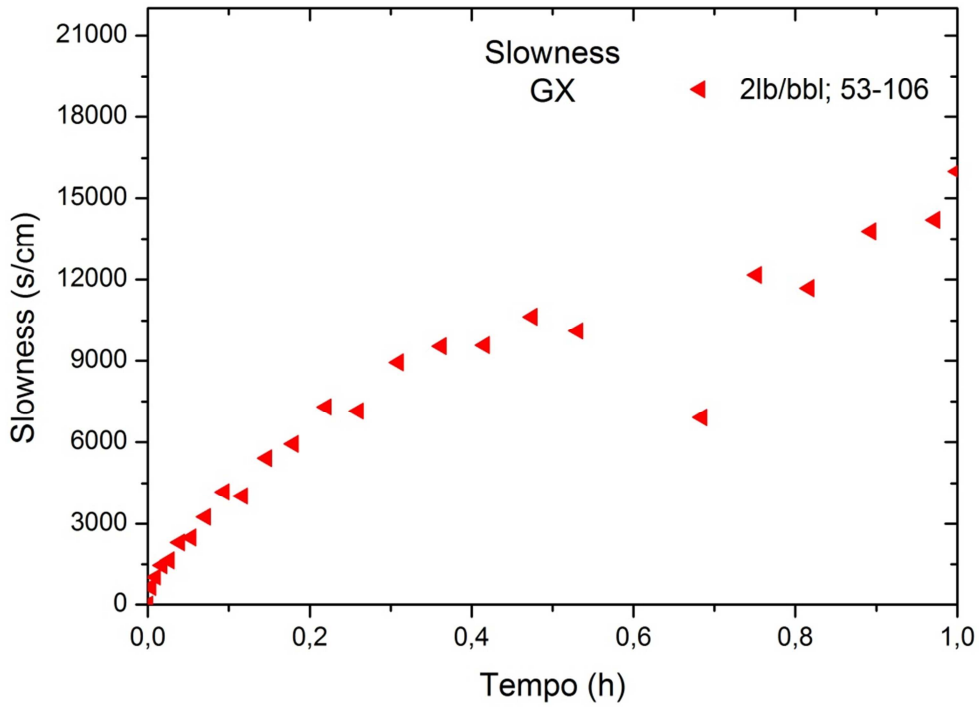


Figura 65. Curva de *Slowness* para o Fluido WBM 8. Concentração de GX: 2lb/bbl.
Fonte: Autor.

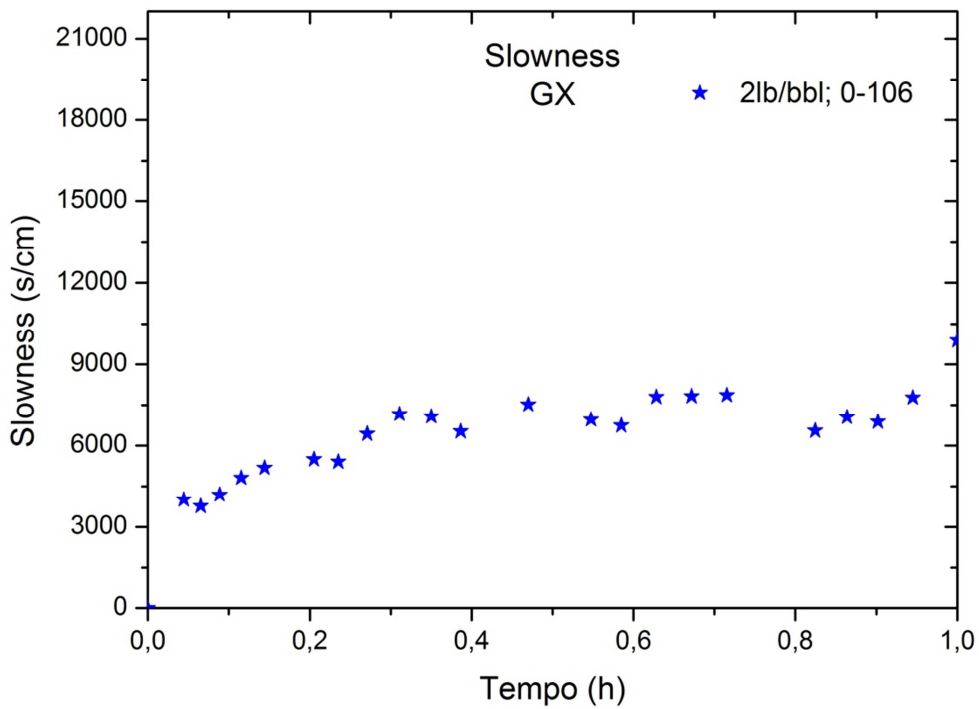


Figura 66. Curva de *Slowness* para o Fluido WBM 9. Concentração de GX: 2lb/bbl.
Fonte: Autor.

As Figuras 67, 68 e 69 apresentam as curvas de *Slowness* para as suspensões de Carbonato de Cálcio com distribuição granulométrica de 0-45 μ m, 53-106 μ m e 0-106 μ m respectivamente, em GX com concentrações de 4lb/bbl.

Analogamente às Figuras 54 a 59 para os experimentos onde o CMC atuou como viscosificante, pode-se observar nas curvas de *Slowness* ilustradas nas Figuras 64 a 69, onde o viscosificante utilizado foi o GX, que ao aumentar subitamente a pressão no sistema em um intervalo muito curto de tempo ocorre uma queda no valor de *Slowness* permitindo estimar os parâmetros S_1 e S_2 para calcular o fator de compressibilidade.

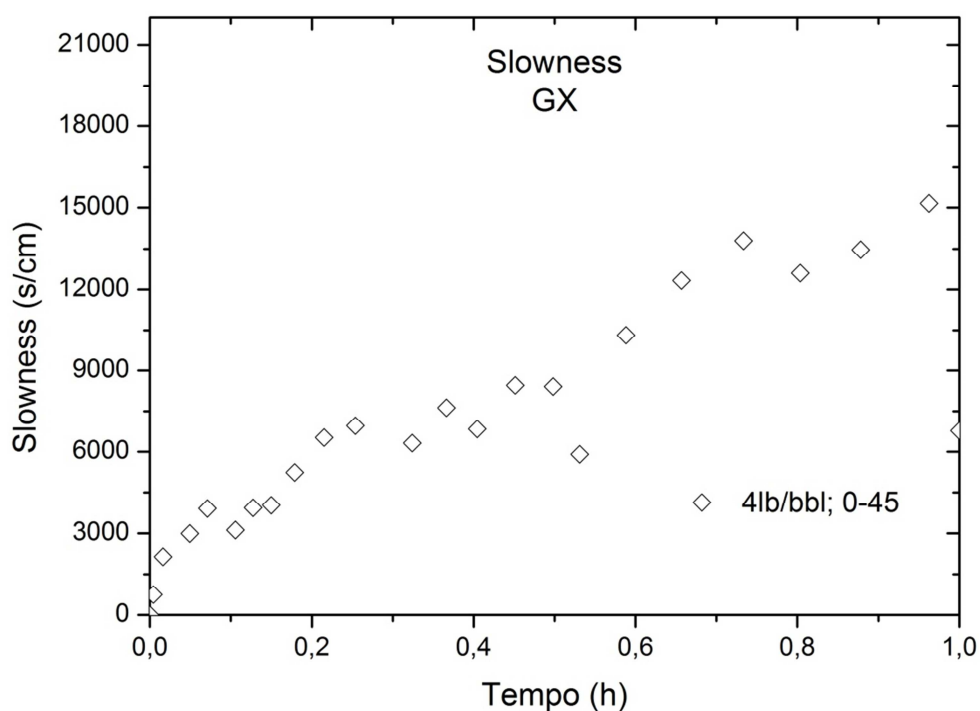


Figura 67. Curva de *Slowness* para o Fluido WBM 10. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

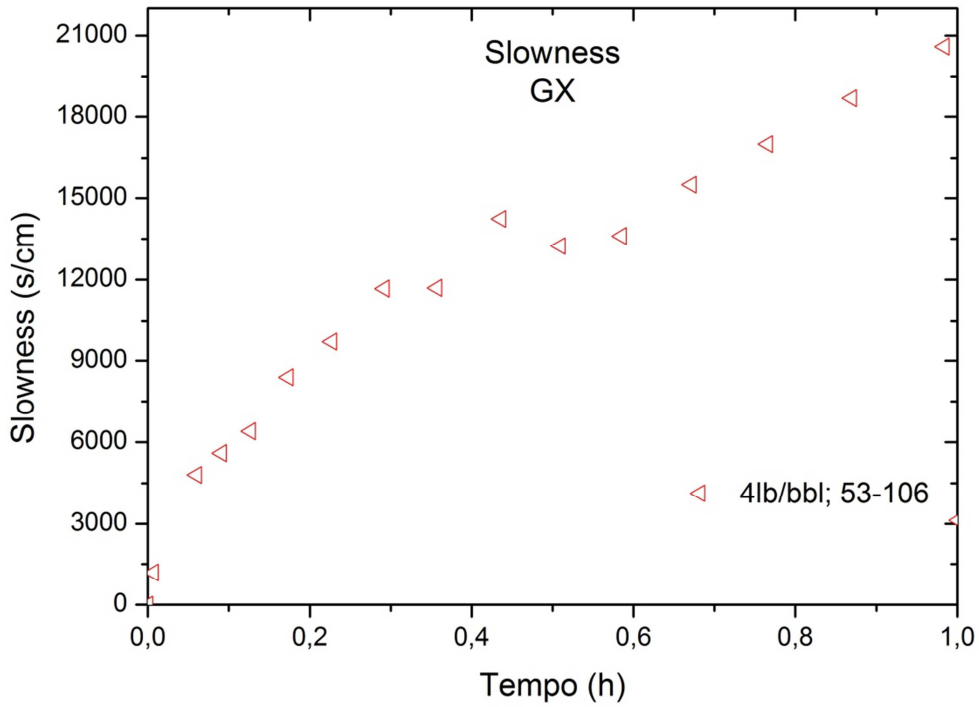


Figura 68. Curva de *Slowness* para o Fluido WBM 11. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

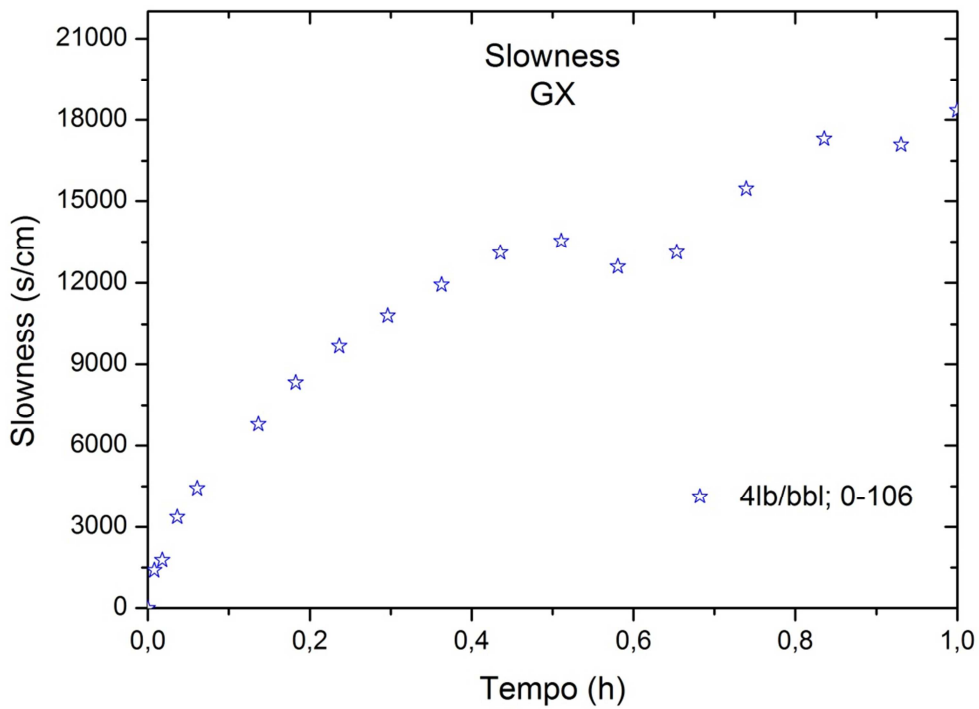


Figura 69. Curva de *Slowness* para o Fluido WBM 12. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

4.5.6 Característica da Torta

A partir das curvas de filtração, as tortas formadas foram caracterizadas quanto à resistência e consistência (firme, mole e ou quebradiça) e textura (rugosa e ou lisa), (OFITE, 2014). A Tabela 15 apresenta a característica de cada torta obtida.

Tabela 15. Característica da torta.

Fluido	Gran.	Viscosificante	Conc. (lb/bbl)	Resistencia da torta	Textura da torta
WBM 1	0-45 μ m	CMC	2	Firme	Liso
WBM 2	53-106 μ m	CMC	2	Firme	Liso
WBM 3	0-106 μ m	CMC	2	Firme	Rugoso
WBM 4	0-45 μ m	CMC	2	Firme	Liso
WBM 5	53-106 μ m	CMC	2	Firme	Liso
WBM 6	0-106 μ m	CMC	2	Firme	Rugoso
WBM 7	0-45 μ m	GX	4	Firme	Liso
WBM 8	53-106 μ m	GX	4	Firme	Liso
WBM 9	0-106 μ m	GX	4	Firme	Rugoso
WBM 10	0-45 μ m	GX	4	Firme	Liso
WBM 11	53-106 μ m	GX	4	Firme	Liso
WBM 12	0-106 μ m	GX	4	Firme	Rugoso

Fonte: Dados do autor.

As suspensões de CMC e GX formaram uma torta resistente, sendo assim possível verificar sua espessura. Os fluidos nas faixas de 0-45 μ m e 53-106 μ m de Carbonato de Cálcio formaram uma torta lisa e a faixa de 0-106 μ m formou uma torta mais rugosa. Este efeito ocorre devido ao tamanho das partículas, ou seja, as partículas menores formam um filme mais compacto sobre o papel de filtro, já as partículas maiores depositam de forma aleatória, formando uma torta rugosa e porosa. A Figura 70 ilustra uma torta de filtração obtida experimentalmente com características firme e lisa. Uma torta com característica rugosa apresenta a superfície com relevo mais acentuado diferente de uma torta caracterizada como lisa.



Figura 70. Torta de filtração lisa. Fonte: Autor.

4.6 Análises dos Parâmetros da Torta

Para cada teste de filtração, foram determinados os valores de massa da torta úmida, massa da torta seca e espessura. Esses dados foram necessários para a determinação dos parâmetros de porosidade, da permeabilidade e do índice de compressibilidade. No Anexo E estão disponibilizadas algumas imagens das tortas de filtração obtidas.

Chin (1995) afirmou que, para o caso de filtração estática é possível encontrar uma espessura de torta de filtração de acordo com a taxa de filtrado. A partir dos dados obtidos experimentalmente e aplicando as equações apresentadas na Tabela 4, foi possível calcular esses parâmetros. De acordo com Dewan e Chenevert (2001), o valor padrão para o multiplicador delta (δ) é 0,10, cujo valor foi adotado neste trabalho.

A espessura final, obtida pela Equação (11), foi comparada com a espessura medida pela régua de microescala ao final do experimento, Figura 71.

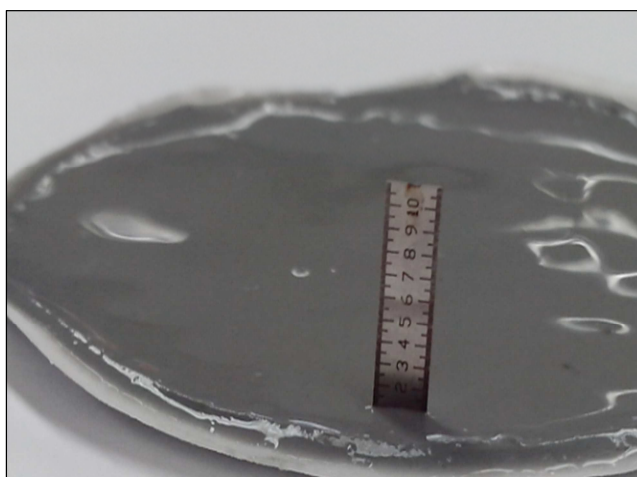


Figura 71. Régua de microescala utilizada para aferir a espessura da torta. Fonte: Autor.

4.6.1 Suspensão de Carbonato de Cálcio em CMC

Na Tabela 16 é possível observar e correlacionar os resultados dos ensaios de filtração estática com relação às propriedades das tortas de filtração obtidas experimentalmente. A habilidade do agente obturante em minimizar a invasão do fluido pode ser observada através da permeabilidade e da espessura da torta de filtração. A mesma tabela ilustra a repetibilidade do método expresso para todos os fluidos onde o CMC foi utilizado como agente viscosificante. Ainda é possível notar para cada fluido os erros relativos associados ao ensaio experimental.

Tabela 16. Parâmetros da torta de filtração para os Fluidos WBM 1 a 6.

Fluido	Granulometria da Calcita (μm)	Visc.	Conc. do visc. (lb/bbl)	Espessura			Volume de filtrado (cm^3)	Porosidade		Permeabilidade (mD)	
				Exp. (cm)	Calc. (cm)	Erro Relativo		500 psi	1000 psi	500psi	1000psi
WBM 1	0-45	CMC	2	0,25	0,28	0,11	13,97	0,20	0,18	1,01E-03	6,92E-04
WBM 2	53-106	CMC	2	0,50	0,55	0,09	14,41	0,20	0,18	2,17E-03	1,41E-03
WBM 3	0-106	CMC	2	0,40	0,43	0,07	9,99	0,16	0,14	1,14E-03	7,67E-04
WBM 4	0-45	CMC	4	0,30	0,26	0,15	9,17	0,24	0,22	5,05E-04	3,22E-04
WBM 5	53-106	CMC	4	0,45	0,40	0,13	9,61	0,23	0,20	1,04E-03	6,89E-04
WBM 6	0-106	CMC	4	0,20	0,26	0,23	12,71	0,29	0,27	9,82E-04	5,80E-04

Fonte: Dados do autor.

É importante ressaltar que a espessura experimental foi obtida através do uso de uma régua em micro escala obtida ao final de uma hora de experimento de filtração estática. Deve considerar a incerteza da medida que é de 0,05cm.

Em todas as faixas de distribuição de tamanho de partículas de carbonato de cálcio, o aumento da pressão de 500 para 1000 psi resulta na redução de permeabilidade e porosidade da torta de filtração, provavelmente devido à melhor acomodação das partículas.

Analisando os fluidos de maior concentração de viscosificante, pode-se perceber que o Fluido WBM 6 formou uma torta mais porosa de baixa permeabilidade e menos espessa quando comparado com os Fluidos WBM 5 e WBM 4, que apresentam menor faixa de distribuição do tamanho de partículas de carbonato de cálcio. Já para os fluidos de maior concentração de viscosificante, o fluido com a maior faixa de distribuição granulométrica apresentou menor volume de filtrado. Este fenômeno pode ser justificado pela rápido empacotamento de partículas formando uma torta com maior efeito de perda de carga. Tal fato é ilustrado na curva de volume de filtrado *versus* tempo, Figura 51. Nesta figura é possível observar o comportamento do *Spurt Loss* com baixa intensidade.

Na Tabela 17 é possível observar os parâmetros de *Slowness*, Fator de crescimento e Índice de compressibilidade. Pode-se observar que o índice de compressibilidade não teve alteração significativa para as faixas de distribuição granulométrica de carbonato de cálcio. O Fator de crescimento foi calculado pela Equação (16) e apresenta a mesma ordem de grandeza para todos os fluidos.

Kumbein & Monk (1943) apresentaram resultados que demonstram que a permeabilidade decresce com o excesso de partículas finas na distribuição granulométrica, com a diminuição do diâmetro médio de partícula e a poli dispersão do agente obturante. Seus estudos investigaram os efeitos da distribuição do tamanho de partículas na permeabilidade da torta de filtração. A maioria das propostas para avaliação e controle da invasão do fluido de perfuração através do meio poroso recorre ao conceito do uso de partículas sólidas, obturantes, para bloquear o fluxo da fase líquida do fluido no reservatório (LIU & CIVAN, 1993).

Tabela 17. Parâmetros experimentais para os Fluidos WBM 1 a 6.

Fluido	Granulometria da Calcita (μm)	Conc. do visc. (lb/bbl)	Índice de compressibilidade	S1 (s/cm)	S2 (s/cm)	Fator de crescimento
WBM 1	0-45	2	0,89	8.357,73	5.468,64	1,00E-03
WBM 2	53-106	2	0,81	9.993,22	7.377,50	1,00E-03
WBM 3	0-106	2	0,89	11.472,21	6.767,29	5,00E-03
WBM 4	0-45	4	0,85	11.693,57	8.151,36	1,00E-03
WBM 5	53-106	4	0,88	14.298,39	9.758,23	2,00E-03
WBM 6	0-106	4	0,79	10.702,96	10.261,24	2,00E-03

Fonte: Dados do autor.

O fator de crescimento da torta também é apresentado na Tabela 17. Este apresenta ordem de grandeza média de 10^{-3} para os experimentos com CMC atuando como viscosificante. Analisando pontualmente o fator de crescimento das tortas que os fluidos compostos de finos de Carbonato de Cálcio nota-se os menores valores para o fator de crescimento. Este fato justifica as menores espessuras de torta de filtração, ou seja, as partículas mais finas do agente obturante tendem a se empacotar mais, diminuindo o seu grau de crescimento.

4.6.2 Suspensão de Carbonato de Cálcio em GX

Os resultados para os parâmetros calculados a partir da filtração estática para as suspensões de Carbonato de Cálcio com GX atuando como viscosificante estão dispostos na Tabela 18.

Tabela 18. Parâmetros da torta de filtração para os Fluidos WBM 7 a 12.

Fluido	Granulometria da Calcita (μm)	Visc.	Conc. do visc. (lb/bbl)	Espessura			Volume de filtrado (cm^3)	Porosidade		Permeabilidade (mD)	
				Exp. (cm)	Calc. (cm)	Erro Relativo		500psi	1000psi	500psi	1000psi
WBM 7	0-45	GX	2	0,30	0,33	0,09	25,42	0,26	0,24	6,64E-04	4,13E-04
WBM 8	53-106	GX	2	0,20	0,21	0,05	12,26	0,32	0,30	1,39E-04	7,88E-05
WBM 9	0-106	GX	2	0,25	0,19	0,32	12,27	0,26	0,24	3,76E-04	2,31E-04
WBM 10	0-45	GX	4	0,20	0,23	0,13	11,80	0,27	0,25	2,80E-04	1,62E-04
WBM 11	53-106	GX	4	0,25	0,21	0,19	7,72	0,35	0,32	9,68E-05	5,04E-05
WBM 12	0-106	GX	4	0,25	0,21	0,19	8,71	0,35	0,32	5,42E-05	2,81E-05

Fonte: Dados do autor.

Analogamente as suspensões de Carbonato de Cálcio com CMC, para todas as faixas de distribuição de tamanho de partículas de Carbonato de Cálcio com GX, o aumento da pressão de 500psi para 1000psi provoca a redução de permeabilidade e

porosidade da torta de filtração, provavelmente devido a uma melhor acomodação das partículas.

Analisando os fluidos de menor concentração de viscosificante pode ser percebido que o Fluido WBM 7 apresentou maior volume de filtrado com menor distribuição granulométrica de partículas, idem aos experimentos de menor concentração de viscosificante. As tortas de filtração dos Fluidos WBM 11 e WBM 12 apresentaram características de maior porosidade e permeabilidade quando comparado com os demais fluidos. A baixa permeabilidade pode justificar o baixo volume de filtrado para estes fluidos.

Traçando uma comparação os dados de filtração com os dados de Ferraz (2014) em condições experimentais semelhantes, observa-se comportamento similares para espessura da torta para o Fluido WBM 7 assim como para o índice de compressibilidade também apresentaram comportamentos similares para todos os fluidos.

Na Tabela 19 é possível observar os parâmetros de *Slowness*, Fator de crescimento e Índice de compressibilidade. Pode-se observar que o índice de compressibilidade apresentou valores mais reduzidos quando comparados com os fluidos onde o CMC atuou como viscosificante. O Fator de crescimento foi calculado pela Equação (16) apresenta a mesma ordem de grandeza para todos os fluidos exceto para o fluido WBM 9. Este fluido apresenta características de menor tamanho de partículas de Carbonato de Cálcio e menor concentração de GX, o que contribuiu para este resultado. Este mesmo fato foi observado no comportamento do fator de crescimento tendo CMC atuando como viscosificante.

Mais uma vez a contribuição de Kumbein & Monk (1943) é importante para a conclusão dos dados. A permeabilidade decresce com o excesso de partículas finas na distribuição granulométrica, com a diminuição do diâmetro médio de partícula e a poli dispersão do agente obturante.

Tabela 19. Parâmetros experimentais para os Fluidos WBM 7 a 12.

Fluido	Granulometria da Calcita (μm)	Conc. do visc. (lb/bbl)	Índice de compressibilidade	S1 (s/cm)	S2 (s/cm)	Fator de crescimento
WBM 7	0-45	2	0,83	5.066,00	4.556,00	1,00E-03
WBM 8	53-106	2	0,77	10.042,00	9.450,00	1,00E-03
WBM 9	0-106	2	0,82	10.418,00	9.439,00	3,00E-04
WBM 10	0-45	4	0,78	10.521,00	9.813,00	1,00E-03
WBM 11	53-106	4	0,70	15.270,00	15.009,00	2,00E-03
WBM 12	0-106	4	0,70	13.497,00	13.297,00	3,00E-03

Fonte: Dados do autor.

Para as três faixas de distribuição de partículas de suspensões de Carbonato de Cálcio em GX, o índice de compressibilidade teve pouca alteração de uma faixa para a outra.

Analogamente aos experimentos realizados com CMC, os experimentos realizados com GX apresentaram fator de crescimento da torta com ordem de grandeza média de 10^{-3} para os experimentos, exceto para o fluido WBM 9. Este fluido apresenta maior concentração de sólidos em relação aos demais, porém o efeito de partículas menores alterou significativamente o crescimento da torta.

4.6.3 Avaliação do índice de compressibilidade

Analisando os valores do índice de compressibilidade da Tabela 17 e da Tabela 19 nota-se que a torta tende a ser compressível, uma vez que se o valor do índice de compressibilidade (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.

Os polímeros CMC e GX influenciaram o índice de compressibilidade, pois, conforme os dados apresentados na Tabela 20, fluidos com o polímero CMC formaram uma torta mais compressível em comparação a torta formada a partir dos fluidos com GX. Este fenômeno pode ser explicado devido às diferenças estruturais entre os dois polímeros. O CMC possui sua cadeia estrutural linear, enquanto a GX, possui a cadeia estrutural ramificada. A diferença estrutural provavelmente influenciou na reologia dos fluidos causando esse comportamento. As suspensões de CMC apresentam maiores valores de tensão cisalhante e de viscosidade aparente em comparação com a suspensão de GX, este fato pode explicar tal comportamento e é ilustrado na Figura 40 onde a tensão de cisalhamento é maior para ação viscosificante do CMC.

Tabela 20. Índice de compressibilidade dos experimentos.

Experimento	Gran.	Visc.	Conc. (lb/bbl)	Índice de compressibilidade	Média do índice de compressibilidade
WBM 1	0-45	CMC	2	0,89	
WBM 2	53-106	CMC	2	0,81	0,86
WBM 3	0-106	CMC	2	0,89	
WBM 4	0-45	CMC	4	0,85	
WBM 5	53-106	CMC	4	0,85	0,84
WBM 6	0-106	CMC	4	0,79	
WBM 7	0-45	GX	2	0,83	
WBM 8	53-106	GX	2	0,76	0,80
WBM 9	0-106	GX	2	0,82	
WBM 10	0-45	GX	4	0,78	
WBM 11	53-106	GX	4	0,70	0,73
WBM 12	0-106	GX	4	0,70	

Fonte: Dados do autor.

4.7 Modelagem Matemática e Equacionamento

Utilizando o equacionamento proposto por Dewan & Chenevert (2001), foi realizada a modelagem das curvas de volume de filtrado *versus* tempo de filtração prevendo o crescimento da torta e a invasão de filtrado. Dewan & Chenevert (2001) realizaram experimentos em uma célula de filtração semelhante à utilizada neste estudo, com fluido de perfuração a base de água. Os autores definem *Slowness* como sendo uma variação do tempo com o espaço, intervalo da torta de filtração, no processo unitário de filtração. Inicialmente o valor de *Slowness* tende a zero enquanto que a taxa de filtrado aproxima-se de infinito, em seguida este valor aumenta quando a taxa de filtração diminui em função do crescimento da torta no decorrer do tempo. Segundo estes autores, é possível diagnosticar e avaliar melhor o comportamento das curvas de filtração obtidas com os parâmetros da curva *Slowness*.

Os parâmetros das tortas de filtração serão utilizados para contribuir na modelagem do processo de filtração. Foi levado em consideração 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.

4.7.1 Construindo a curva de volume de filtrado

Igualando a Equação (6) (reescrita) com a Equação (22) obtém-se a Equação (23).

$$q(t) = \frac{(P - P_{mc})k_c}{14700 \cdot \mu \cdot t_c}, \quad (6)$$

$$q(t) = \left(\frac{1}{A}\right) \frac{dv}{dt}, \quad (22)$$

sendo, A (cm²) a área de filtração, v (cm³) o volume de filtrado e t (s) o tempo.

$$\frac{dv}{dt} = \frac{(P - P_{mc}) \cdot k_c \cdot A}{14,7 \cdot \mu \cdot t_c}, \quad (23)$$

Considerando a Equação (24) pode-se reescrever a Equação (23) tal como a Equação (25).

$$P - P_{mc} = \Delta P, \quad (24)$$

$$\frac{dv}{dt} = \frac{\Delta P \cdot k_c \cdot A}{14,7 \cdot \mu \cdot t_c}, \quad (25)$$

A Equação (25) que pode ser resolvida integrando no intervalo de tempo onde se procura a solução. Considerando a condição inicial do problema, onde inicialmente ($t = 0$) não há volume de filtrado, obtém-se a Equação (26) (BOURGOYNE, 1991).

$$v = \frac{\Delta P \cdot k_c \cdot A \cdot t}{14,7 \cdot \mu \cdot t_c}, \quad (26)$$

A partir dos dados de volume de filtrado e da Equação (13), reescrita logo abaixo, pode-se construir a curva de *Slowness* (ver Figura 13b) e estimar os parâmetros S_1 e S_2 . Com estes parâmetros é possível calcular o Índice de compressibilidade através da sequência de Equação (14), reescrita logo abaixo.

$$S = \frac{1}{q}, \quad (27)$$

$$S = \frac{1}{f} = \frac{A}{\frac{\Delta V}{\Delta t}} = \frac{\Delta t}{\Delta V} A, \quad (13)$$

$$v = 1 - \frac{\log^{S_1}/S_2}{\log^{P_1}/P_2}, \quad (14)$$

A Figura 72 ilustra o sequenciamento das equações utilizadas na modelagem do processo de filtração as condições experimentais. O fluxograma desenha a linha de cálculo realizado na modelagem das curvas.

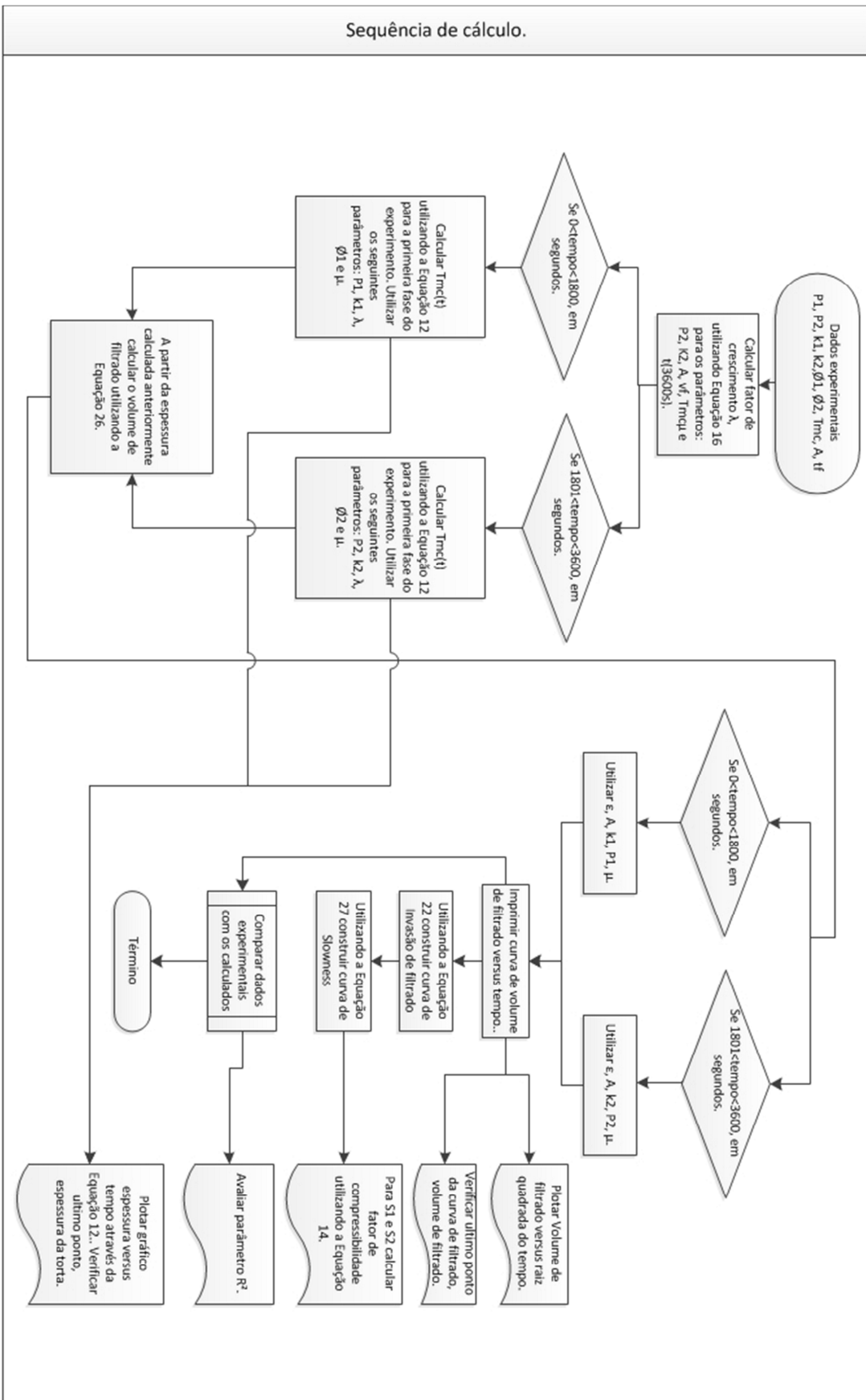


Figura 72. Fluxograma de sequenciamento de equações para modelagens dos dados de filtração estática. Fonte: Autor.

4.7.2 Saídas gráficas da modelagem da curva de filtrado

A partir da metodologia de cálculo esboçada no fluxograma, conforme Figura 53, foi utilizado um *Software* para executar as rotinas de cálculo. Neste caso foram utilizados os *Software* Matlab® e Fortran®.

Nas Figuras 73 a 88 é possível observar as curvas ® dos experimentos de filtração estática realizados com os fluidos WBM 1 a 12.

4.7.3 Respostas da curva de filtrado - CMC

A Figura 73 e Figura 74 apresentam a comparação das curvas de filtração experimentais e simulada para os fluidos onde o CMC foi utilizado como viscosificante para as concentrações de 2lb/bbl e 4lb/bbl. A linha contínua representa o modelo e os pontos são os dados experimentais. É possível observar um aumento súbito de volume de filtrado na metade do experimento quando a pressão passa de 500psi para 1000psi. Na prática, o degrau aplicado na pressão proporciona a redução na permeabilidade tendo por consequência o degrau refletido no volume de filtração na modelagem. Experimentalmente não é possível notar esse degrau. Nota-se também que ao longo do tempo esse degrau vai se ajustando à curva novamente, alcançando aproximadamente o mesmo valor de volume de filtrado. Esta situação se repete para todos os fluidos.

Os experimentos foram realizados com temperatura de 25°C durante todo o processo de filtração. O tempo total de cada experimento foi de 1 hora, iniciado com uma corrida de 30 minutos sob uma pressão no sistema de 500psi e cisalhamento zero e, nos 30 minutos finais, aplicou-se uma pressão de 1000psi mantendo o cisalhamento zero.

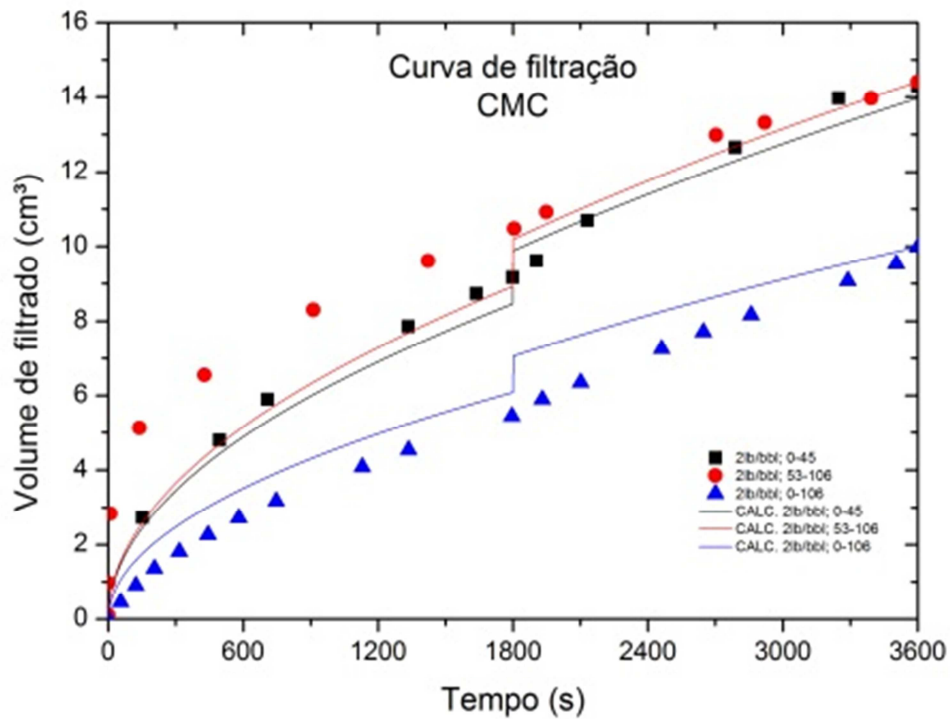


Figura 73. Volume de filtrado *versus* tempo. Calculado e experimental para os Fluidos WBM 1 a 3. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.

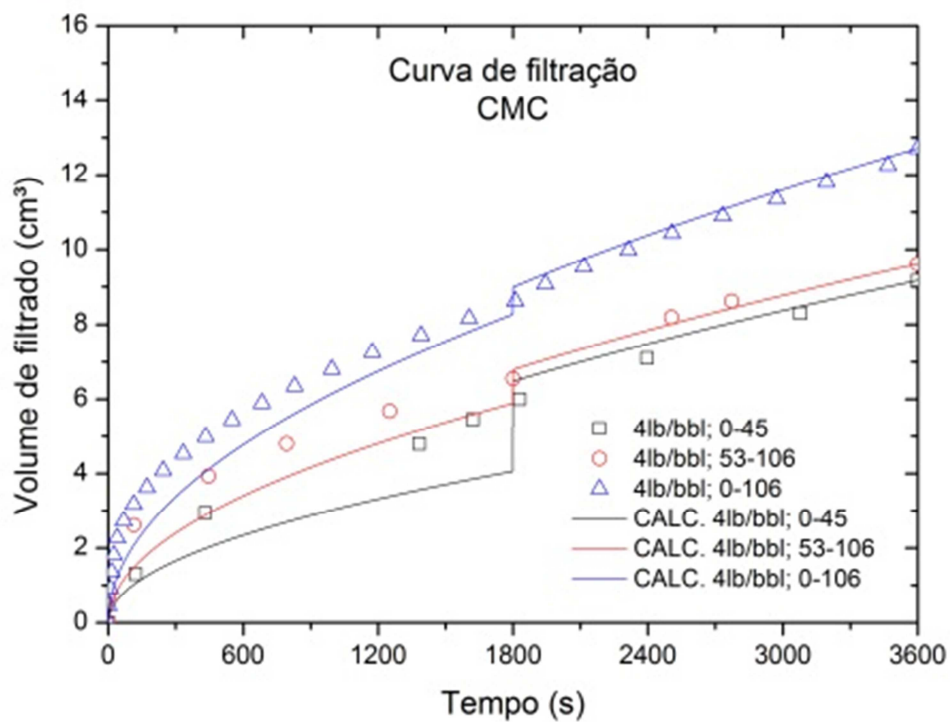


Figura 74. Volume de filtrado *versus* tempo. Calculado e experimental para os Fluidos WBM 4 a 6. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

Pode-se observar que a qualidade da modelagem foi diferente para cada faixa granulométrica em função, principalmente, das alterações reológicas promovidas por esta variável, tamanho de partícula, para cada fluido de perfuração utilizado nos experimentos de filtração. A resposta da simulação foi melhor para a segunda parte do processo de filtração, onde a pressão do experimento foi de 1000psi.

Na Tabela 21 é possível observar o Coeficiente de Determinação (R^2), que mede o ajustamento de um modelo estatístico generalizado em relação aos valores observados para os fluidos WBM 1 a 6. É possível observar que os Coeficientes de Determinação são próximos de 1 e, de modo geral, modelam o processo de maneira satisfatória.

Tabela 21. Coeficiente de determinação dos experimentos (WBM 1 a 6).

Fluido	Granulometria (μm)	Viscosificante	Concentração do viscosificante (lb/bbl)	R^2 (Curva de volume de filtrado)
WBM1	0-45	CMC	2	0,94
WBM2	53-106	CMC	2	0,83
WBM3	0-106	CMC	2	0,94
WBM4	0-45	CMC	4	0,93
WBM5	53-106	CMC	4	0,96
WBM6	0-106	CMC	4	0,84

Fonte: Dados do autor.

4.7.4 Respostas da curva de filtrado - GX

A mesma análise realizada para os experimentos com CMC atuando como viscosificante foi realizada para os experimentos onde o GX atua como viscosificante. A Figura 75 e a Figura 76 apresentam o comportamento da simulação da curva de filtração para os fluidos com GX como viscosificante para as concentrações de 2lb/bbl e 4lb/bbl. A linha contínua representa o modelo e os pontos são os dados experimentais, onde novamente é possível notar um degrau na linha contínua que representa o modelo.

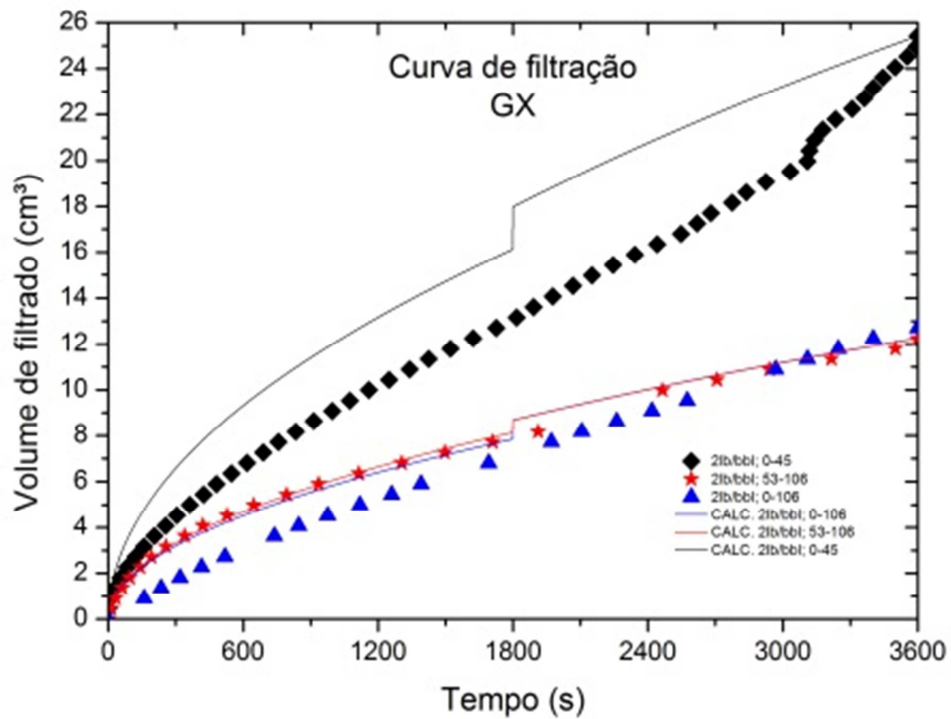


Figura 75. Volume de filtrado *versus* tempo. Calculado e experimental para os Fluidos WBM 7 a 9. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.

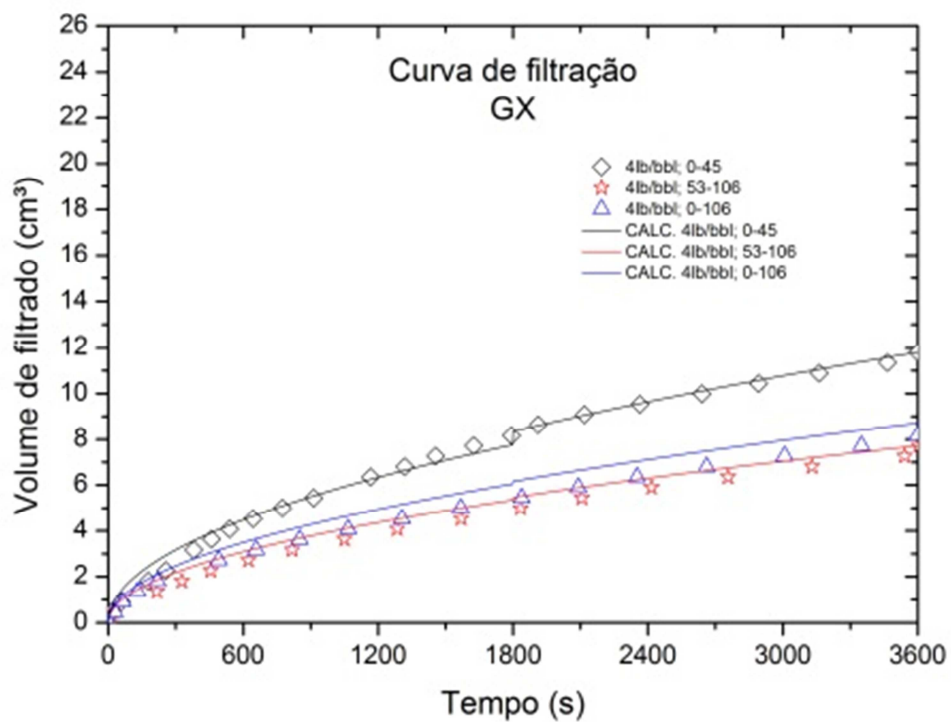


Figura 76. Volume de filtrado *versus* tempo. Calculado e experimental para os Fluidos WBM 10 a 12. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

Na Figura 75, é possível notar que o modelo utilizado não pode prever e diferenciar o comportamento do processo de filtração para os fluidos de filtração com concentração de GX de 2lb/bbl e com agente obturante, carbonato de cálcio, com distribuição granulométrica de 0-106 μ m e 53-106 μ m respectivamente. Este comportamento, de modo geral, se dá em função das alterações reológicas promovidas pelos diferentes tamanhos de partícula para estes fluido de perfuração utilizado nos experimentos de filtração.

Na Tabela 22 é possível observar o coeficiente de determinação para os fluidos WBM 7 a 12. Mais uma vez é possível observar que o equacionamento proposto modela o processo de maneira satisfatória.

Tabela 22. Coeficiente de determinação dos experimentos (WBM 7 a 12)..

Fluido	Granulometria (μ m)	Viscosificante	Concentração do viscosificante (lb/bbl)	R ² (Curva de volume de filtrado)
WBM7	0-45	GX	2	0,74
WBM8	53-106	GX	2	0,99
WBM9	0-106	GX	2	0,92
WBM10	0-45	GX	4	0,99
WBM11	53-106	GX	4	0,97
WBM12	0-106	GX	4	0,97

Fonte: Dados do autor.

4.7.5 Saídas gráficas da curva de espessura - CMC

As Figuras 77 e 78 apresentam o comportamento da espessura ao longo do experimento para os fluidos com CMC como viscosificante para as concentrações de 2lb/bbl e 4lb/bbl. A Equação (12) foi utilizada para a construção das curvas.

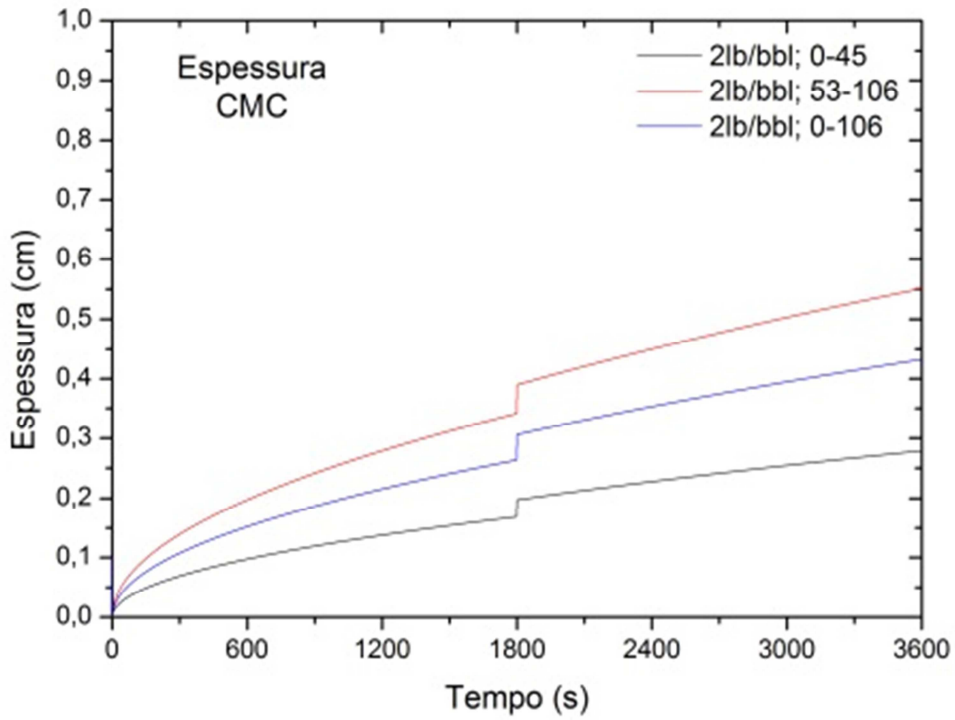


Figura 77. Espessura *versus* tempo para os Fluidos WBM 1 a 3. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.

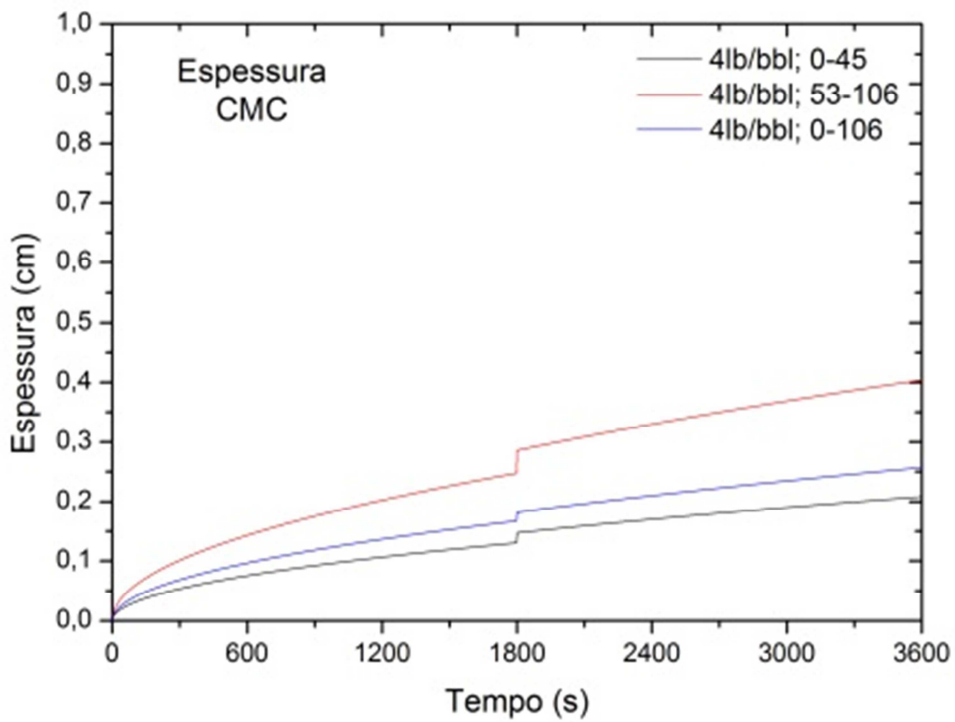


Figura 78. Espessura *versus* tempo para os Fluidos, WBM 4 a 6. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

Avaliando o comportamento das curvas nas Figuras 77 e 78 é possível notar que na metade do experimento, quando a pressão é elevada subitamente de 500psi para 1000psi, há uma deposição de sólido muito grande em um intervalo de tempo muito pequeno. O efeito deste comportamento é refletido na permeabilidade e na porosidade, diminuindo a ordem de grandeza dessas variáveis. Para ambas as concentrações de CMC o crescimento da torta se manteve com o mesmo perfil e, com a maior espessura para a granulometria de 53-106 μ m e menor espessura para 0-45 μ m. Tal fato pode ser elucidado pelo maior empacotamento para partículas menores, ou seja, maior facilidade de se organizarem entre os vazios. O maior gradiente de distribuição de tamanho de partículas provê para a faixa de 0-106 μ m uma espessura intermediária nos dois experimentos.

O aumento de concentração de viscosificante promoveu a redução da espessura da torta de filtração para todas as faixas de distribuição granulométrica. Este fato pode estar atribuído ao aumento de interações físico-químicas pelo arranjo estrutura do CMC e suas ramificações altamente polares. Nas Tabelas 16 e 18 é possível observar a comparação entre a espessura experimental e a calculada para os experimentos onde o CMC atuou como viscosificante.

De acordo com Bo *et al.* (1965), a avaliação da distribuição granulométrica e de tamanhos de partículas é importante para avaliar o comportamento da espessura da torta. Em menor grau, a espessura da torta de filtração é determinada pelo tamanho das partículas e pela distribuição de tamanho de partículas. Esses parâmetros controlam a porosidade da torta e, conseqüentemente, a permeabilidade da torta de filtração.

4.7.6 Saídas gráficas da curva de espessura - GX

De modo similar ao item anterior, as Figuras 79 e 80 apresentam o comportamento da espessura ao longo do experimento para os fluidos com GX como viscosificante para as concentrações de 2lb/bbl e 4lb/bbl. A Equação (12) foi utilizada para a construção das curvas.

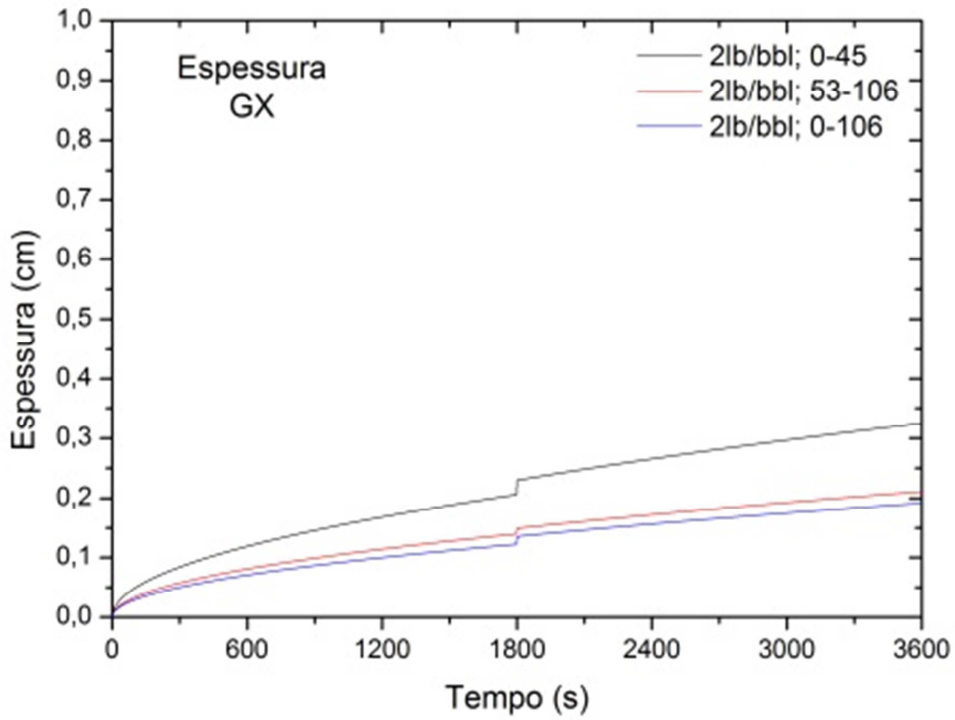


Figura 79. Espessura *versus* tempo para os Fluidos WBM 7 a 9. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.

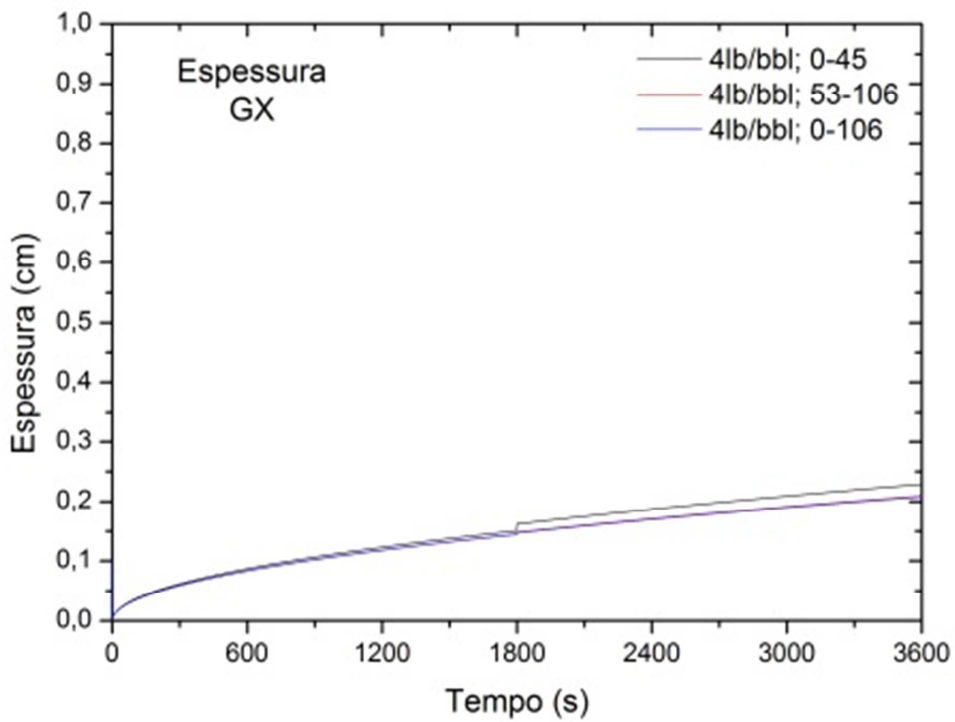


Figura 80. Espessura *versus* tempo para os Fluidos WBM 10 a 12. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

Novamente, avaliando o comportamento das curvas das Figuras 79 e 80 é possível notar que na metade do experimento, quando a pressão é elevada subitamente de 500psi para 1000psi, há uma deposição de sólido muito grande em um intervalo de tempo muito pequeno, porém este fenômeno é menos pronunciado para o GX. Para o experimento de menor concentração, a distribuição granulométrica com menor faixa de distribuição de partículas alcançou a maior espessura. Este fato pode ser elucidado pelo maior empacotamento para partículas menores, ou seja, maior facilidade de se organizarem entre os vazios as demais faixas granulométricas apresentaram comportamento parecido. Analogamente, todas as faixas granulométricas apresentaram o mesmo comportamento para os experimentos de maior concentração. O aumento de concentração de viscosificante promoveu a redução do filtrado, devido a maior necessidade de cisalhamento diminuindo a quantidade de partículas depositadas sobre o meio filtrante, explicando os resultados das espessuras reduzidas nestes experimentos. Na Tabela 18 é possível observar a comparação entre a espessura experimental e a calculada para os experimentos onde o GX atuou como viscosificante.

4.7.7 Saídas gráficas da curva de *Slowness* – CMC e GX

Com o objetivo de obter os parâmetros da torta, como a permeabilidade, a porosidade e o índice de compressibilidade, foram construídas as curvas de *Slowness*, calculados pela Equação (13).

As Figuras 81 a 84 apresentam o comportamento das curvas de *Slowness* para os fluidos com CMC e GX como viscosificante para as concentrações de 2lb/bbl e 4lb/bbl. A Equação (27) foi utilizada para a construção das curvas.

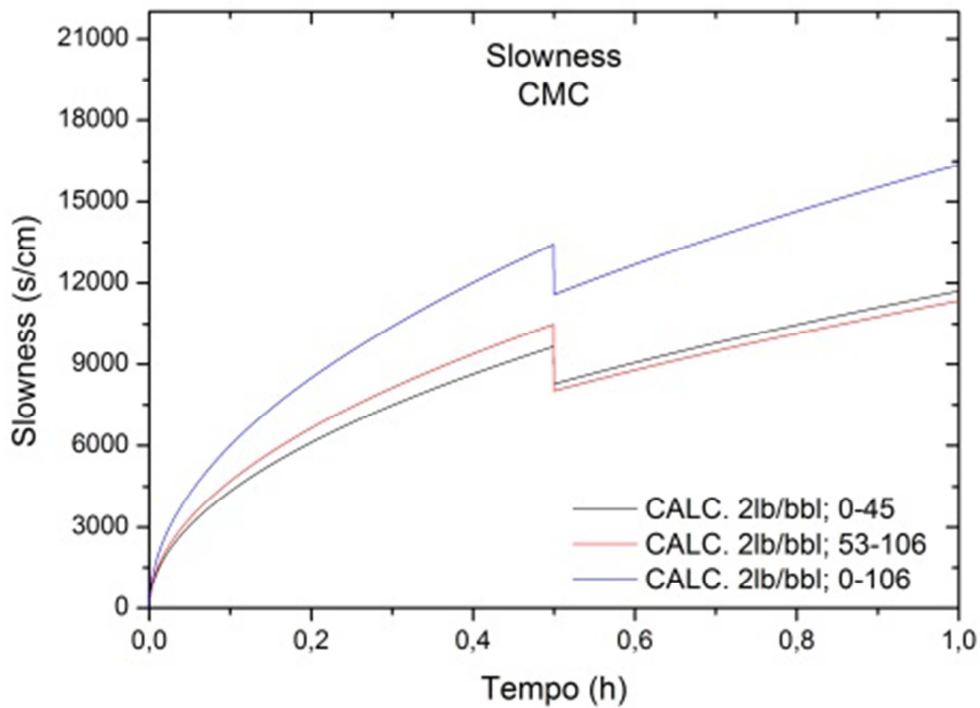


Figura 81. Curvas de *Slowness* para os Fluidos WBM 1 a 3. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.

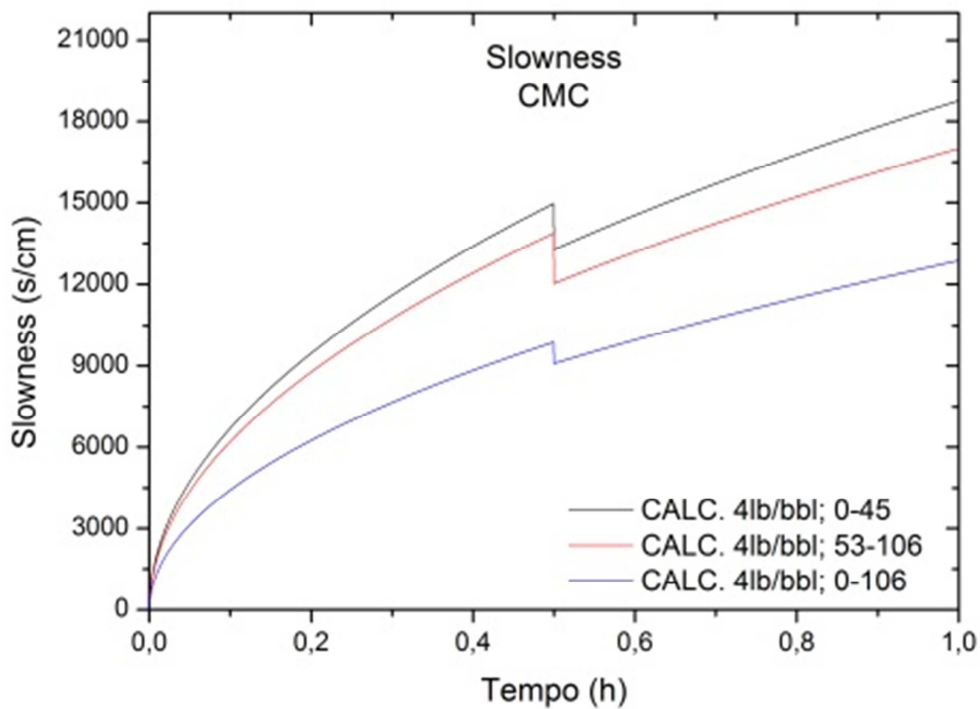


Figura 82. Curvas de *Slowness* para os Fluidos 4 a 6. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

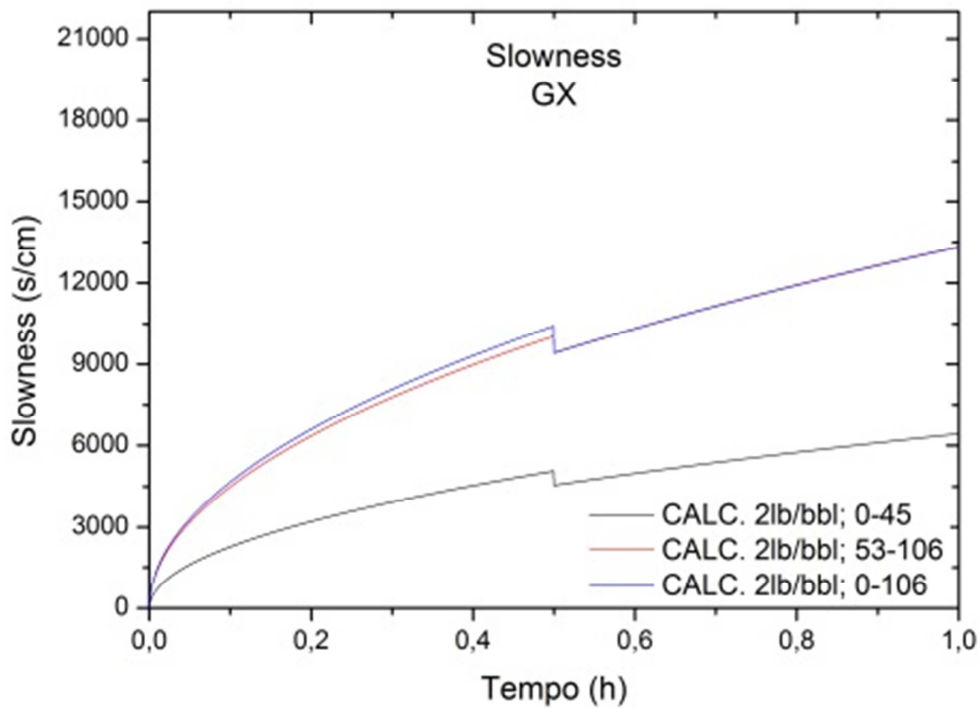


Figura 83. Curvas de *Slowness* para os Fluidos WBM 7 a 9. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.

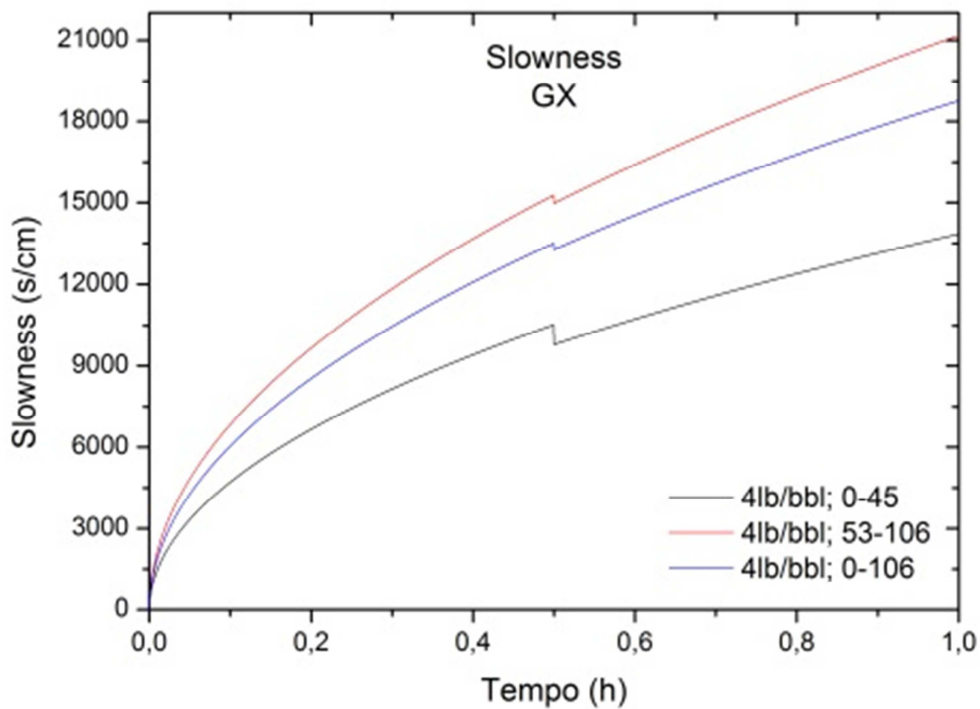


Figura 84. Curvas de *Slowness* para os Fluidos WBM 10 a 12. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

As Figuras 81 a 84 apresentam o comportamento da variável *Slowness* quando o processo de filtração de fluido de perfuração sobre um *kick*, ou seja, um aumento abrupto de pressão de 500psi para 1000psi em um pequeno intervalo de tempo. O modelo e o sequenciamento de cálculo preveem o comportamento das curvas de *Slowness* e o degrau de pressão aplicado ao sistema. Com as respostas gráficas é possível extrair os parâmetros para estimar o índice de compressibilidade e a permeabilidade.

4.7.8 Saídas gráficas da curva de Invasão de filtrado – CMC e GX

As Figuras 85 a 88 apresentam o comportamento das curvas de Invasão de Filtrado ou Fluxo de filtrado dos fluidos com CMC e GX como viscosificantes para as concentrações de 2lb/bbl e 4lb/bbl. A Equação (22) foi utilizada para a construção das curvas.

Para facilitar a visualização, as curvas foram plotadas até 1800 segundos, permitindo uma melhor visualização dos decaimentos da intensidade da invasão de filtrado ou fluxo de filtrado. Após o tempo de 1800 segundos a interpretação gráfica permite concluir que o fluxo é constante e muito próximo de zero.

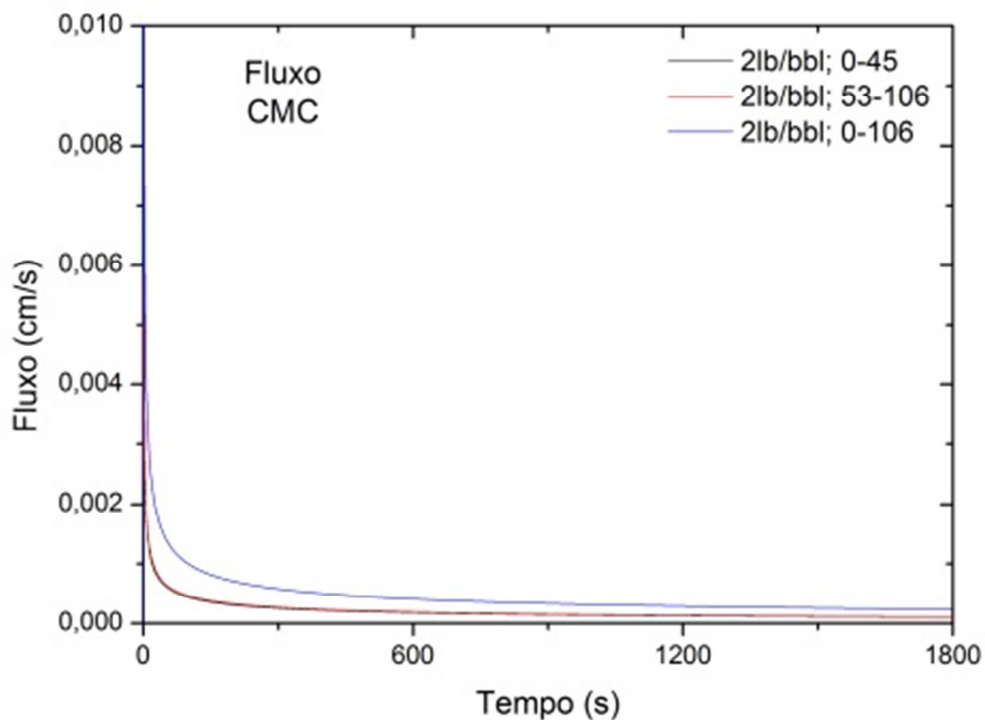


Figura 85. Curvas de Invasão de Filtrado os Fluidos WBM 1 a 3. Concentração de CMC: 2lb/bbl. Fonte: Autor.

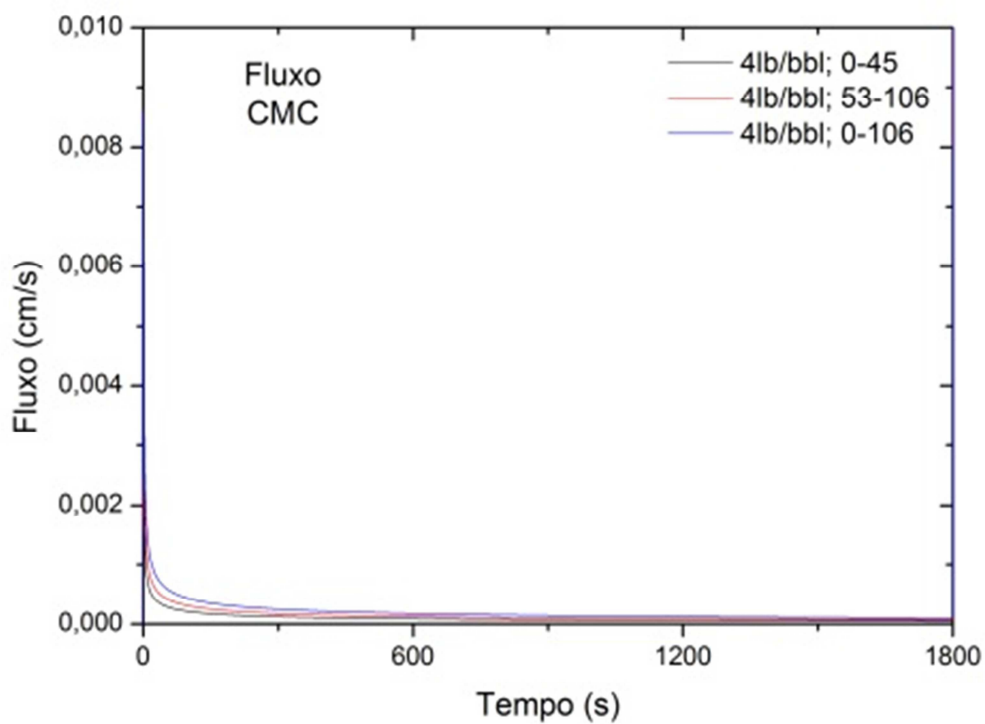


Figura 86. Curvas de Invasão de Filtrado os Fluidos WBM 4 a 6. Concentração de CMC: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

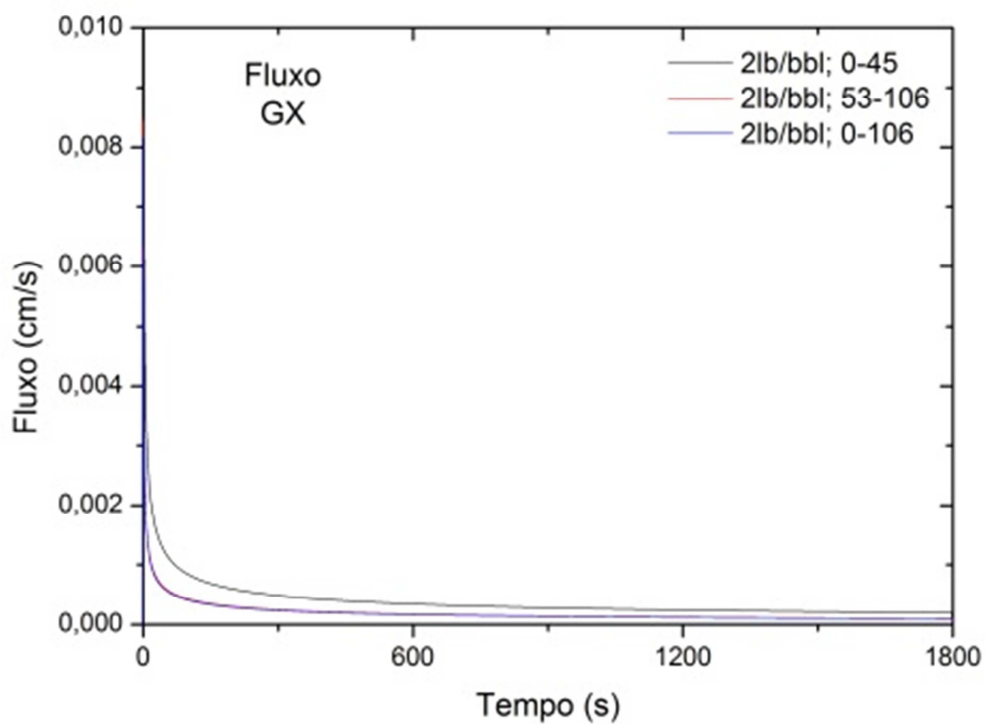


Figura 87. Curvas de Invasão de Filtrado os Fluidos WBM 7 a 9. Concentração de GX: 2lb/bbl. Fonte: Autor.

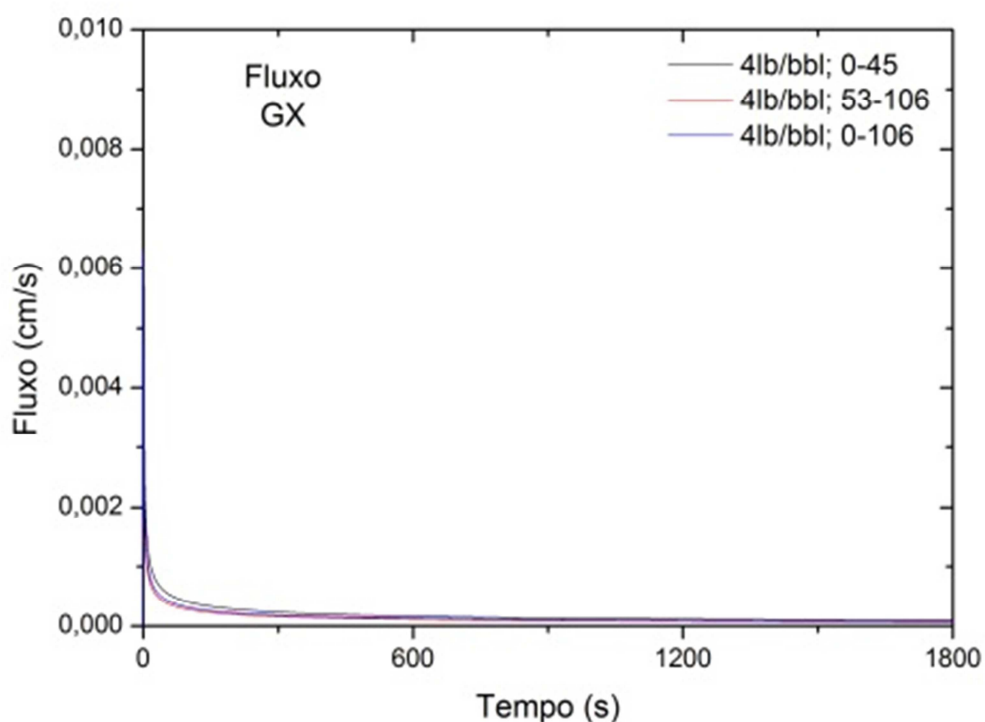


Figura 88. Curvas de Invasão de Filtrado os Fluidos WBM 10 a 12. Concentração de GX: 4lb/bbl. Fonte: Autor.

A invasão de filtrado é uma resposta do sistema no processo de filtração e sua intensidade está atrelada ao desempenho da formação da torta de filtração e suas respectivas características, ou seja, seus parâmetros tais como permeabilidade, porosidade e espessura. Estes parâmetros, por sua vez, são dependentes de muitos fatores, mas principalmente do viscosificante utilizado no fluido de perfuração, da concentração do viscosificante e a granulometria do controlador de filtrado, conforme o tema abordado neste trabalho.

É possível observar, nas Figuras 85 a 88, o comportamento da resistência da fase líquida ao escoamento de soluções poliméricas em meios porosos apresentados nos estudos do autor Martins (2004). Para a menor concentração de ambos os viscosificantes utilizados na composição dos fluidos o processo de invasão dos fluidos no meio poroso é mais acentuada no início do processo. Quando a concentração do agente viscosificante é menor, mais tempo é necessário para que os sólidos se depositem e, em seguida, o efeito do empacotamento dos particulados na torta de filtração inibiu o fluxo de filtrado contra o meio filtrante.

O comportamento apresentado nos resultados demonstrou uma curva típica para este fenômeno, caracterizado pela redução exponencial da taxa de filtrado com o tempo logo no início da curva.

Na Figura 89, é possível comparar todas as curvas de Invasão de Filtrado. Para a interpretação gráfica é válido ressaltar que a permeabilidade do meio filtrante,

o papel de filtro, é igual para todos, com isso é possível fazer uma correlação entre os fluidos. Para facilitar a comparação, o gráfico foi plotado até os primeiros 10 segundos de experimento, onde o efeito da invasão é predominante e caracteriza o *Spurt Loss*. Todas as curvas apresentam comportamento semelhante, exceto a curva onde foi utilizado o GX como viscosificante na condição de menor concentração, 2lb/bbl, e o Carbonato de Cálcio com granulometria de 0-45 μ m. O comportamento reológico menos pronunciado pelo GX na menor concentração e a maior morosidade de acomodação de partículas menores pode explicar esse processo e ajuda a justificar o maior desempenho na invasão de filtrado para o fluido WBM 1.

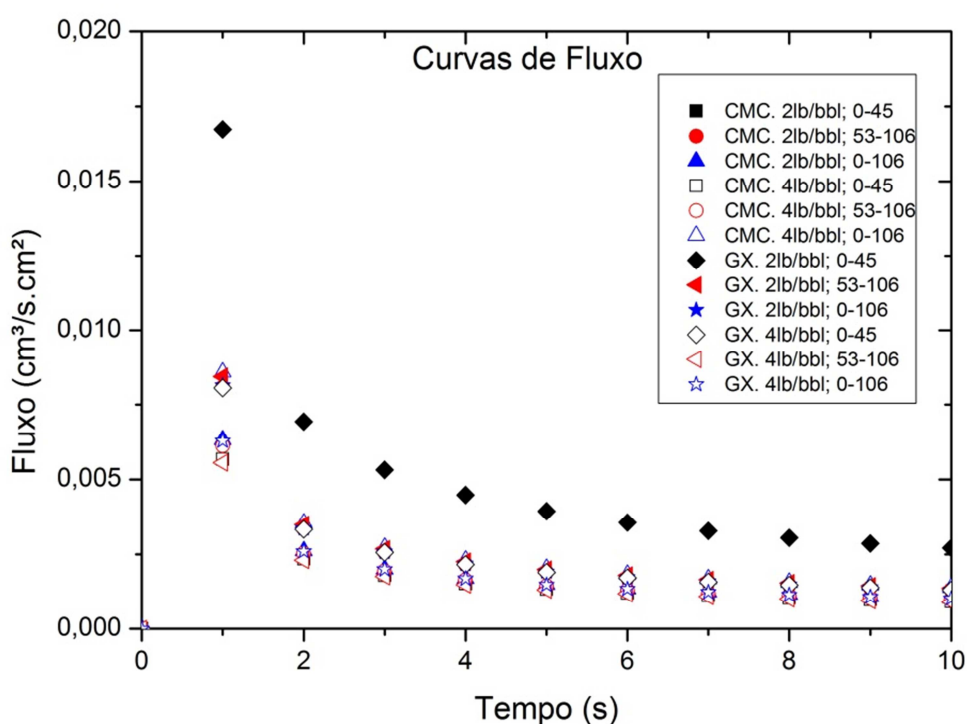


Figura 89. Curvas de Invasão de Filtrado. Fonte: Autor.

4.8 Modelagem dos Dados de Filtração Estática Gerados no LEF

Abordando também os experimentos de filtração estática de Ferraz (2014) é possível realizar uma avaliação do efeito da granulometria de Carbonato de Cálcio e do efeito do viscosificante (CMC ou GX) nas curvas de filtração utilizando as principais equações que modelam o processo de filtração.

A formulação dos fluidos, os dados de filtração estática, os parâmetros calculados de Ferraz (2014) estão disponibilizados no Anexo F, na Tabela 38 é apresentado o planejamento experimental do autor referido. Ferraz (2014) realizou

experimentos em triplicata de filtração estática sob as mesmas condições abordadas neste trabalho.

Utilizando a metodologia proposta na Figura 72, sequenciamento de cálculo, é possível modelar os dados experimentais de modo análogo à abordagem realizada para os experimentos com os fluidos WBM's, sendo o principal objetivo avaliar o desempenho destas equações.

A Tabela 40, disponibilizada no Anexo F, ilustra os resultados obtidos com a proposta de parametrizar os dados disponíveis de filtração estática.

As curvas de volume de filtrado *versus* tempo, disponíveis no Anexo G (a linha contínua representa a modelagem e os pontos representam os dados experimentais), apresentaram bom desempenho e os coeficientes de correlação demonstraram-se satisfatórios. Os Fluidos 11 e 12 apresentaram Coeficientes de Determinação razoável. Uma das triplicatas apresentou um valor negativo, entende-se que houve algum erro experimental ou algum erro na compilação de dados do *Software* da célula HTHP para o computador onde foram plotadas as curvas. As modelagens com saídas gráficas estão disponíveis no Anexo G (a linha contínua representa a modelagem e os pontos representam os dados experimentais). Pode-se concluir que o equacionamento reproduz bem os dados experimentais. O Coeficiente de crescimento da torta também é apresentado na Tabela 40 com ordem de grandeza média para os experimentos de 10^{-3} , de modo análogo aos experimentos realizados com os Fluidos WBM's utilizados neste trabalho.

Pode-se observar na Tabela 23 que as variáveis espessura e volume de filtrado apresentaram baixos desvios quando comparados os dados calculados com os dados experimentais, utilizando para cálculo o equacionamento proposto. Com esses dados pode-se entender que o sequenciamento de cálculo pode estimar parâmetros quando se têm disponíveis dados experimentais de filtração estática na célula HTHP.

No Anexo G (a linha contínua representa a modelagem e os pontos representam os dados experimentais) estão disponibilizadas as curvas de Invasão de Filtrado, Espessura, Volume de Filtrado e *Slowness* geradas no processo de simulação dos dados experimentais de Ferraz (2014).

A Tabela 23 expõe dados experimentais contra dados calculados e seus respectivos erros relativos.

Tabela 23. Parâmetros calculados *versus* experimental.

CALCULADO <i>VERSUS</i> EXPERIMENTAL							
Exp.	Trip.	Volume de filtrado (cm ³)			Espessura (cm)		
		Calculado	Experimental	Erro relativo	Calculado	Experimental	Erro relativo
Fluido 10	1	12,7102	12,7120	0,0001	0,7999	0,8000	0,0001
CaCO ₃ /CMC	2	12,7102	12,7120	0,0001	0,8099	0,8000	0,0122
53-106µm	3	12,7102	12,7120	0,0001	0,8099	0,8000	0,0122
Fluido 11	1	14,8019	14,8040	0,0001	0,6699	0,6700	0,0001
CaCO ₃ /CMC	2	14,8019	14,8000	0,0001	0,6899	0,6700	0,0288
53-106µm	3	14,8019	14,8040	0,0001	0,6899	0,6900	0,0001
Fluido 12	1	16,3417	16,3440	0,0001	0,3999	0,4000	0,0003
CaCO ₃ /CMC	2	16,3417	16,3440	0,0001	0,4299	0,4300	0,0002
106-150µm	3	16,3417	16,3440	0,0001	0,4299	0,4300	0,0002
Fluido 13	1	16,3417	16,3440	0,0001	0,3000	0,3000	0,0000
CaCO ₃ /GX	2	17,2496	17,2520	0,0001	0,3000	0,3000	0,0000
0-53µm	3	16,2957	16,2980	0,0001	0,3000	0,3000	0,0000
Fluido 14	1	11,8024	11,8040	0,0001	0,3999	0,4000	0,0003
CaCO ₃ /GX	2	11,8024	11,8040	0,0001	0,3999	0,4000	0,0003
53-106µm	3	11,8024	11,8040	0,0001	0,3999	0,4000	0,0003
Fluido 15	1	9,9886	9,9900	0,0001	0,3999	0,4000	0,0003
CaCO ₃ /GX	2	9,9866	9,9880	0,0001	0,3999	0,4000	0,0003
106-150µm	3	9,9886	9,9900	0,0001	0,3999	0,4000	0,0003
Fluido 16	1	41,3083	41,3140	0,0001	0,1000	0,1000	0,0000
CaCO ₃ /GX	2	41,3083	41,3140	0,0001	0,1000	0,1000	0,0000
0-53µm	3	41,3083	41,3140	0,0001	0,1000	0,1000	0,0000
Fluido 17	1	15,8878	15,8900	0,0001	0,3000	0,3000	0,0000
CaCO ₃ /GX	2	15,8878	15,8900	0,0001	0,3000	0,3000	0,0000
53-106µm	3	15,8878	15,8900	0,0001	0,3000	0,3000	0,0000
Fluido 18	1	18,6114	18,6140	0,0001	0,2000	0,2000	0,0000
CaCO ₃ /GX	2	18,6114	18,6140	0,0001	0,2100	0,2100	0,0000
106-150µm	3	18,6114	18,6140	0,0001	0,2100	0,2100	0,0000

Fonte: Dados do autor.

4.9 Estudo de Caso Teórico

Num cenário cada vez mais competitivo, a indústria do petróleo evoluiu rapidamente, criando a necessidade de desenvolver técnicas que permitam a especificação e projeto de sistemas de produção que sejam capazes de extrair óleo

das rochas. Tais escoamentos ocorrem desde os reservatórios até as instalações de superfície, passando pelos poços de produção.

Segundo Chen (2005), em um reservatório típico de petróleo, usualmente há a presença de óleos e gases. Frequentemente, no início da produção, a pressão no reservatório é suficiente para que o gás ou óleo sejam produzidos por decompressão natural, ou seja, sem qualquer bombeamento ou injeção no poço. Este estágio de produção chega ao fim quando a pressão de óleo ou gás entra em equilíbrio com a pressão atmosférica.

Neste tópico foi apresentada uma simulação para os experimentos em poços de estudo de casos avaliando o comportamento da invasão de filtrado. De acordo com Jianghui (2005), a influência dos parâmetros do fluido de perfuração e petrofísicos são refletidos na formação da torta de filtração e na invasão de filtrado.

4.9.1 Equacionamento proposto

A Equação (28) é uma equação diferencial comumente utilizada para descrever o escoamento de um fluido ligeiramente compressível. Esta equação foi utilizada para avaliar o comportamento da invasão de filtrado dos fluidos do autor em um poço com os parâmetros estabelecidos e caracterizados de acordo com Chen (2005). Esta equação é oriunda da proposta de escoamento monofásico na rocha reservatório e prevê a variação de pressão com o raio do poço e com o tempo.

$$\left(\frac{k_p}{\phi_p \cdot \mu_f \cdot c_t} \right) \cdot \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial p}{\partial r}, \quad (28)$$

onde, k_p (cm^2) é a permeabilidade do poço, ϕ_p é porosidade do poço, μ_f (cP) a viscosidade do filtrado, c_t (Pa^{-1}) é compressibilidade total do reservatório, p (Pa) é a pressão do poço, t (s) é o tempo e r (cm) é o raio do poço.

Para a Equação (28) considera-se um reservatório com uma extensão infinita na direção horizontal. Assume-se que existe uma produção isolada no poço, ou seja, sem interferência de outros poços, e todas as propriedades físico-químicas são simétricas para qualquer ângulo do poço em termos de coordenadas cilíndricas. Outra consideração é que para este caso são desprezados o efeito gravitacional e a possível existência de um gradiente de densidade dos fluidos ou variação de permeabilidade do poço. Nota-se também que a pressão é uma função do tempo e do raio de invasão. O escoamento é unidirecional conforme ilustrado na Figura 90.

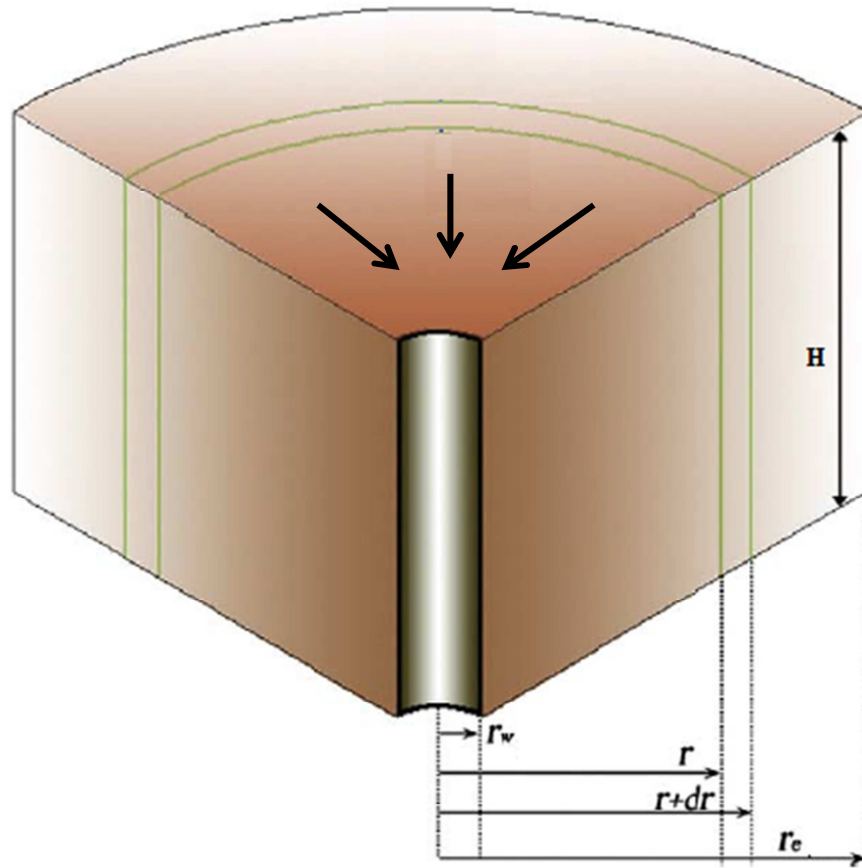


Figura 90. Escoamento unidirecional em um poço de petróleo. Fonte: Adaptado de Ghanaei (2010). Fonte: Autor.

Dois pontos são relevantes na Figura 90, o r_w , que é o raio do poço e o r_e , que define o raio de invasão. Estes pontos limitam o espaço de estudo para a proposta de simulação.

A solução analítica da Equação (28) pode ser encontrada utilizando a condição inicial e condições de contorno descritas nas Equações (29), (30) e (31) respectivamente.

$$p(r, 0) = p_0, \quad 0 \leq r < \infty \quad (29)$$

$$p(r, t) = p_0, \quad r \rightarrow \infty, t \geq 0 \quad (30)$$

$$r \cdot \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{Q \cdot \mu_f}{2 \cdot \pi \cdot k_p \cdot H}, \quad r \rightarrow 0, t > 0 \quad (31)$$

onde, p_0 (Pa) é a pressão inicial da formação (é uma constante), k_p (cm²) é a permeabilidade do poço, Q (cm³/s) é a vazão de produção ou vazão da invasão de filtrado e H (cm) é a altura do poço em estudo. Na Equação (31) é possível observar uma condição em que a variação da pressão do poço independe da compressibilidade total do reservatório e da porosidade do poço.

Introduzindo a mudança de variável de Boltzmann e o Método da Separação de Variáveis acoplado a uma função de integral exponencial é possível encontrar a solução analítica da Equação (28) dada pela Equação (32), (CHEN, 2005).

$$p(r, t) = p_0 - \left(\frac{Q \cdot \mu_f}{4 \cdot \pi \cdot k_p \cdot H} \right) \cdot \ln \left[\left(\frac{2,25 \cdot t}{r^2} \right) \cdot \left(\frac{k_p}{\phi_p \cdot \mu_f \cdot c_t} \right) \right] \quad (32)$$

4.9.2 Elaboração do problema

O estudo de caso propõe como se dá o comportamento da invasão de filtrado no reservatório frente a uma taxa de invasão inicial calculada para cada experimento realizado. Esta proposta permitiu avaliar a contribuição da influência do tipo de fluido no aumento de pressão do reservatório na região do poço.

Com os parâmetros da torta de filtração obtida nos experimentos, também é possível estimar o comportamento da pressão da formação quando o fluido invade a rocha sob a influência da torta de filtração formada na parede do poço sob os aspectos da permeabilidade da torta de filtração e a permeabilidade do reservatório.

No modelamento dos dados observou-se um pico na taxa de filtrado para o tempo igual a 10^{-8} segundos, ver Figura 85 a 88. Para simular a invasão de filtrado será utilizada a maior taxa de invasão de filtrado, o pico. Esta elevada taxa inicial é responsável por promover a invasão de filtrado no reservatório de forma mais acentuada. A taxa inicial foi calculada matematicamente para um tempo de 10^{-8} segundos através da Equação (22) (reescrita). A Tabela 24 apresenta as vazões e as taxas de invasão de filtrado. A vazão de invasão de filtrado foi calculada pela Equação (33).

$$q(t) = \left(\frac{1}{A} \right) \frac{dv}{dt}, \quad (22)$$

$$Q = q \cdot A, \quad (33)$$

onde $A(\text{cm}^2)$ é a área de filtração e $q(\text{cm}^3/\text{s} \cdot \text{cm}^2)$ é a taxa de filtração dos experimentos do autor, calculada pela Equação (22).

Tabela 24. Vazões e as taxas de invasão de filtrado no tempo igual a 10^{-8} segundos.

VAZÃO E TAXA DE INVASÃO DE FILTRADO INICIAL		
Fluido	Invasão de filtrado ($\text{cm}^3/\text{s}.\text{cm}^2$)	Vazão de perda de fluido de perfuração (cm^3/s)
WBM 1	40,13	910,99
WBM 2	28,51	647,09
WBM 3	7,72	175,19
WBM 4	30,80	699,23
WBM 5	20,39	462,83
WBM 6	24,54	557,05
WBM 7	124,37	2.823,10
WBM 8	24,62	558,83
WBM 9	66,20	1.502,69
WBM 10	49,49	1.123,44
WBM 11	16,45	373,43
WBM 12	9,17	208,24

Fonte: Dados do autor.

4.9.3 Simulação da invasão

Para avaliar o comportamento de todos os fluidos o espaço entre o raio do poço e o raio de infiltração foi discretizado. Em seguida foi realizada a simulação do processo de invasão dos fluidos, no reservatório, estudados neste trabalho utilizando a Equação (32). Na Tabela 25 estão descritos os dados do poço caracterizado em estudo.

Tabela 25. Parâmetros do reservatório.

DADOS DO POÇO		
Descrição	Valor	Unidade
Vazão de produção	568,72	cm^3/s
Permeabilidade	3000	mD
Altura do poço	30,48	m
Compressibilidade total do poço	6.877,97	cm^2/s
Porosidade	0,20	Adimensional
Pressão inicial	26.305,20	Pa
Raio do poço	5,72	cm
Raio de infiltração ou invasão	8,56	m
Viscosidade do filtrado	1,00	cP

Fonte: Chen (2005).

A Figura 91 ilustra a simulação do processo de invasão de filtrado do reservatório, para o tempo de 10^{-8} segundos, de todos os fluidos utilizados nos

experimentos, permitindo a comparação das curvas de acordo com a característica de cada fluido.

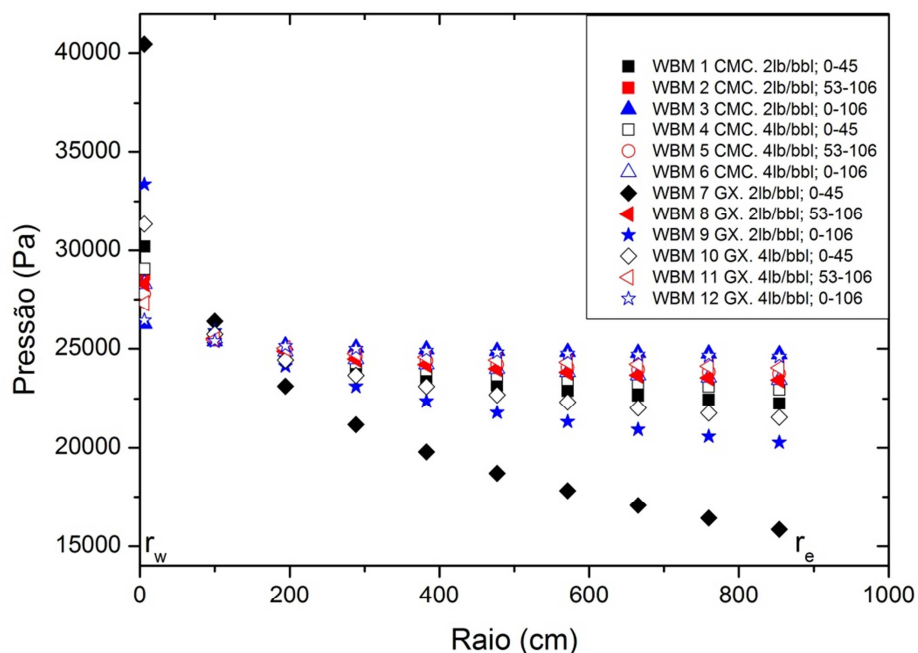


Figura 91. Curvas de simulação do processo de Invasão de Filtrado dos Fluidos WBM's no reservatório. Pressão *versus* raio. Fonte: Autor.

Pode-se notar na Figura 91 que o comportamento da invasão dos fluidos utilizados no experimento de filtração apresentou o mesmo perfil e estão compreendidos dentro de uma faixa mais homogênea, exceto o caso do fluido WBM 7. Nos experimentos de filtração estática, o fluido WBM 7 apresentou o maior volume de filtrado. Este fluido possui a faixa granulométrica de Carbonato de Cálcio compreendida entre 0-45 μ m e concentração de GX de 2lb/bbl.

A pressão da invasão de filtrado na região mais próxima a parede do reservatório é maior que a pressão inicial da formação, 26.305,20 Pa. Ao longo do raio de invasão a pressão decresce exponencialmente e alcança valores menores que o da pressão da formação.

A simulação da invasão de filtrado de todos os fluidos apresentou perfil inverso à produção, como já era esperado. Analisando graficamente o comportamento da pressão variando com a posição do fluido WBM 7, nota-se a maior queda de pressão entre o raio do poço e o raio de invasão. Esta característica pode indicar a menor tendência à invasão de filtrado, que causa perda de circulação, consumo excessivo de fluido de perfuração, além do aumento do custo financeiro de operação.

4.9.4 Simulação da produção

Neste tópico são apresentadas as simulações da produção e da invasão de filtrado. Vale ressaltar que essas operações unitárias são distintas e ocorrem em momentos diferentes. Esses dados servem de base para uma avaliação de comportamento dos processos. Uma vez que o poço é invadido pelo fluido de perfuração, o mesmo pode ser danificado, prejudicando sua vida útil. Partículas maiores do que as aberturas dos poros não podem entrar no poro e são arrastadas pelo fluido de perfuração. Partículas consideravelmente menores do que as aberturas dos poros devem invadir a formação, tamponando a superfície dos poros. Uma vez que a torta está estabelecida na parede do poço, as partículas do fluido ficam retidas na torta e só o filtrado invade a formação. A formação de torta de pequena espessura e impermeável ao longo das paredes do poço é fator decisivo ao bom desempenho do fluido de perfuração. A torta de filtração é constituída pelos sólidos gerados durante a perfuração e pelos sólidos existentes no próprio fluido de perfuração e tem a finalidade de consolidar as paredes do poço, minimizar os riscos de desmoronamentos e reduzir a filtração frente às camadas, evitando perda da fase contínua do fluido através das rochas.

Utilizando a Equação (32) e discretizando novamente o espaço entre o raio do poço e o raio de infiltração (8,56m) e, ainda, discretizando o tempo de zero a 1000 segundos foi realizada a simulação de produção do poço. A ilustração da simulação é apresentada na Figura 92. As características do poço e da vazão de produção estão descritas na Tabela 25.

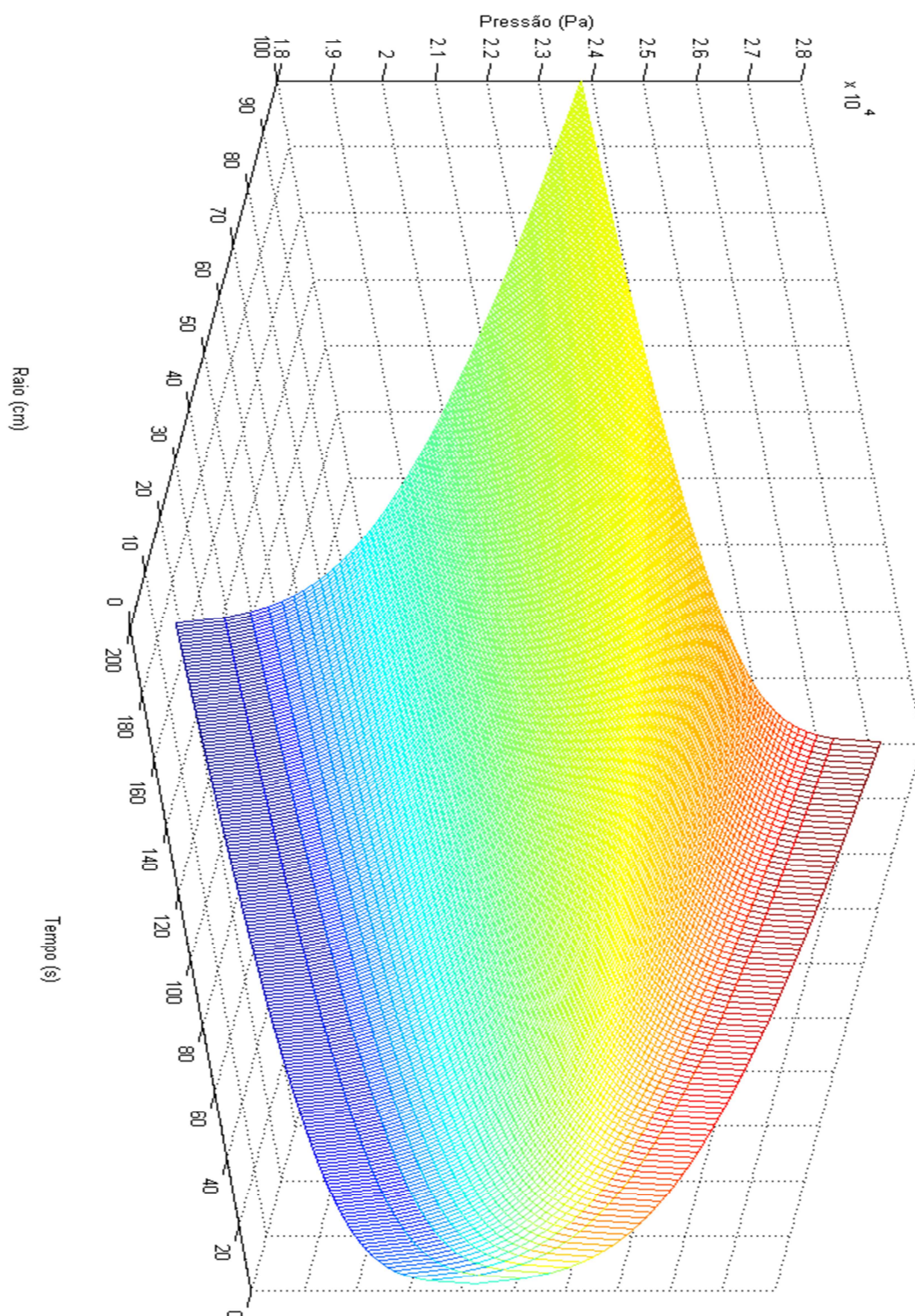


Figura 92. Simulação da produção do poço considerando um reservatório com uma extensão infinita e o escoamento na direção horizontal. Fonte: Autor.

Na Figura 92 é possível observar que quanto maior o raio, maior a pressão, essa característica faz com que o óleo seja bombeado naturalmente do reservatório para o anular do poço conforme pode ser visto na Figura 90. A pressão reduz com o tempo, caracterizando a redução na vazão de produção.

A engenharia de petróleo possui recursos para aumentar a produtividade do poço tal como a injeção de um fluido em um poço adjacente a fim de aumentar a pressão do reservatório.

4.9.5 Simulação da invasão do fluido WBM 7

Com o interesse em levantar dados quanto à minimização dos danos causados pela invasão de filtrado, foi simulado o processo de invasão com o fluido WBM 7, que evidenciou maior resistência de escoamento no poço em estudo.

Analogamente à simulação da produção, foi discretizado o espaço entre o raio do poço e o raio de infiltração e o tempo de zero a 1000 segundos. A partir da malha determinada pela discretização foi realizada a simulação com a vazão de invasão de filtrado do fluido WBM 7 obtida no experimento de filtração estática através da Equação (32). Os dados do reservatório utilizados na simulação estão descritos nas Tabelas 24 e 25. A simulação para o fluido WBM 7 é apresentada na Figura 93.

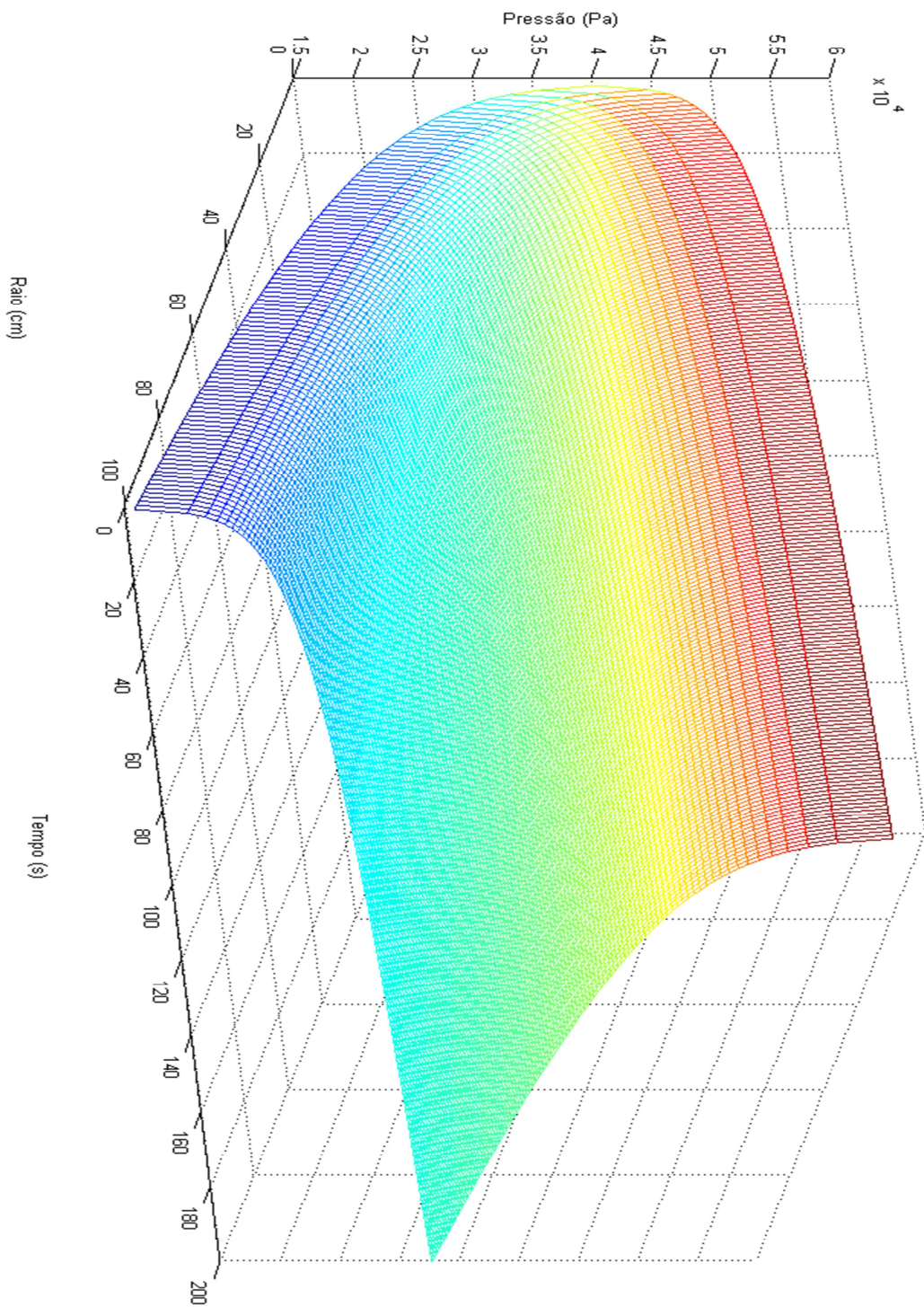


Figura 93. Simulação do processo de invasão de filtrado do fluido WBM 7 no poço considerando um reservatório com uma extensão infinita e o escoamento na direção horizontal. Fonte: Autor.

Na Figura 93 pode-se notar novamente que o comportamento da invasão é o inverso do comportamento da produção, como já era esperado. Vale ressaltar que essa saída gráfica é o resultado de dados de invasão de fluido de perfuração no tempo inicial do processo de perfuração, ou seja, praticamente não há torta formada. Nesta simulação é possível observar o comportamento da pressão do poço quando submetido a invasão de fluido de perfuração. Este processo é limitado pela perda de carga que o poço oferece ao fluxo de filtrado. Com os dados de filtração estática obtidos nesse trabalho é possível correlacionar diferentes comportamentos da invasão de filtrado na formação para diferentes condições de permeabilidade da torta, reologia do fluido, faixa de distribuição granulométrica e concentração de viscosificante.

Pode-se observar também que quanto maior o raio ou a posição na radial do poço menor a pressão de invasão. Essa diferença de pressão em função da posição faz com que o fluido de perfuração escoe do anular para a rocha reservatório. Este fato pode ser explicado pelo trabalho de Jiao & Sharma (1992), que diz que partículas com o diâmetro menor que o da garganta de poros do reservatório tendem a migrar para o interior do meio poroso. As partículas capturadas na superfície da parede dos caminhos porosos formam o reboco interno.

Em contra partida, quando se avalia a pressão variando com o tempo, nota-se que ela está aumentando. Este fato corresponde a resposta da resistividade que o meio poroso oferece frente ao bombeamento de suspensões poliméricas, como citado por Martins (2004).

4.9.6 Minimização da invasão através dos dados da simulação

Em um regime de perfuração *overbalance*, a diferença de pressão entre a formação e o fluido de perfuração na região anular faz com ocorra a invasão de fluido de perfuração para dentro da formação, o processo de invasão de filtrado para o reservatório. O filtrado da lama de perfuração à base de água em mistura com o óleo da formação causa redução saturação do óleo na zona invadida (Civan, 1994). Como resultado, a saturação de água na zona próxima à do poço aumentará causando maior resistência ao escoamento, tendo como resultado o aumento da resistência do fluxo de óleo para o poço. Este problema pode causar um declínio da produtividade do poço.

Segundo Waldmann *et. al.* (2008), baseado na experiência de campo para minimização da invasão do filtrado do fluido de perfuração, pode-se realizar a adição de sólidos tamponadores em reservatórios com permeabilidade variando entre 500 e 3000 mD, a prática comum é adição de Carbonato de Cálcio com a granulometria variando entre 2 e 44 μm ($D_{10}=2\mu\text{m}$ e $D_{90}=44\mu\text{m}$).

De modo geral, pode-se entender que com esses dados e simulações, que o menor dano causado no processo de perfuração de poços em rochas reservatórios em termos de filtração e processo de formação de torta na parede do poço seria causado

pelo Fluido WBM 7, em função do mesmo apresentar maior resistência ao processo de invasão de filtrado no reservatório.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSÃO

Com o estudo desenvolvido nesse trabalho foi possível relacionar o comportamento de fluidos com diferentes formulações de fluido de perfuração contra o seu comportamento em um reservatório rochoso de possível extração de óleo. A caracterização da torta permitiu avaliar o comportamento da invasão de filtrado na rocha. As condições experimentais reproduzidas nesse trabalho criaram um cenário de possíveis situações indesejadas do processo de perfuração de poços de petróleo e apresentaram sugestões para minimizar o indesejável processo de invasão de filtrado no reservatório.

Os experimentos de filtração estática foram realizados em célula HTHP com fluidos a base de água contendo diferentes tamanhos de partículas de carbonato de cálcio, com CMC e GX atuando como viscosificante, para duas distintas concentrações. Os resultados obtidos permitiram formular as seguintes conclusões.

- **MEV**

As análises das imagens do MEV da torta de filtração permitiram concluir que a variação do viscosificante, CMC ou GX para qualquer concentração, apresentaram poucas variações nos seus resultados. Entretanto, pode-se concluir que a variação do tamanho de partícula e a largura da faixa de distribuição granulométrica apresentam mudanças significativas na torta de filtração. Quanto menor o tamanho de partícula, mais finos podem ser visualizados nos interstícios dos poros da torta.

- **Reologia**

Fluidos nos quais o CMC atuou como viscosificante apresentaram maiores taxas de cisalhamento devido sua alta viscosidade aparente quando comparados com fluidos nos quais o viscosificante utilizado foi GX.

- **Distribuição granulométrica**

O tamanho de partículas alterou e competiu com a atuação do viscosificante no comportamento reológico. Suspensões de Carbonato de Cálcio com o menor tamanho de partículas com a maior concentração de CMC apresentaram as maiores taxas de cisalhamento.

- **Filtração estática**

Quanto mais concentrado for o viscosificante, maiores as taxas de cisalhamento e, conseqüentemente, menor a quantidade de volume de filtrado. O comportamento reológico altera o empacotamento de partículas na torta de filtração, promovendo maior ou menor intensidade no *Spurt Loss*. O viscosificante o GX

promoveu menor intensidade nas taxas de cisalhamento das suspensões e seus fluidos apresentaram menor espessura e maior volume de filtrado. O maior volume de filtrado foi para a condição de Carbonato de Cálcio com o menor tamanho de partículas e menor concentração de GX. Já o Spurt Loss mais pronunciado foi evidenciado no experimento Carbonato de Cálcio com o maior tamanho de partículas e menor concentração de CMC. A distribuição granulométrica e o tamanho de partículas contribuem para o mecanismo de empacotamento e formação da torta de filtração.

- **Parâmetros da filtração estática**

Os polímeros CMC e GX influenciaram no índice de compressibilidade. Os fluidos com o polímero CMC formaram uma torta mais compressível em comparação a torta formada a partir dos fluidos com GX. Quanto menor a concentração de viscosificante, menor foram os índices de compressibilidades encontrados.

O fator de crescimento das tortas de filtração apresentaram ordem de grandeza média para os experimentos de 10^{-3} , exceto para o fluido WBM 9, que apresentou a 10^{-4} . As menores espessuras de torta de filtração são influenciadas pelo comportamento dos finos do agente obturante, que tendem a se empacotar mais diminuindo o seu grau de crescimento

- **Modelagem**

Foi possível comparar as curvas de volume de filtrado experimentais contra as calculadas e, o coeficiente de determinação apresentou resultados satisfatórios. Com as curva de *Slowness* modeladas foi possível promover o cálculo do índice de compressibilidade.

- **Estudo de caso teórico e simulação**

Para o poço apresentado no estudo de caso foi possível estimar a menor tendência a invasão de filtrado indicando a minimização deste processo indesejável.

CAPÍTULO VI

6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Prever parâmetro na modelagem que minimize o degraú na simulação e modelagem da curva de volume de filtrado *versus* tempo.
- Buscar na literatura e no campo na engenharia de petróleo outros viscosificantes com comportamentos reológicos que facilitem e melhorem o desempenho da torta de filtração minimizando a invasão do filtrado na rocha reservatório.
- Utilizar os princípios da modelagem deste trabalho para construir um aplicativo que permita a parametrização com mais rapidez da torta de filtração.
- Reproduzir os experimentos realizados neste trabalho na Célula de Filtração Online que está sendo construída no Laboratório de Escoamento de Fluido – LEF/UFRRJ.
- Confrontar os resultados obtidos neste trabalho com experimentos realizados sob condições de filtração dinâmica.
- Realizar simulações de invasão de filtrado *versus* produção dos experimentos feitos no Laboratório de Escoamento de Fluido – LEF/UFRRJ nas mesmas condições realizadas neste trabalho e sob outras condições, inclusive variando a permeabilidade da rocha reservatório.
- Realizar experimentos de filtração estática utilizando barita ou gesso como obturante.
- Avaliar o comportamento da filtração estática sob o efeito de diferentes temperaturas.
- Realizar simulação em poços com diferentes características e com outros modelos disponíveis na literatura.
- Utilizar barita ou gesso como material obturante.
- Realizar ensaios de filtração estática em diferentes tempos de filtração (15, 30, 45 e 60 minutos) para avaliar as imagens da torta de filtração no MEV para propor um mecanismo de deposição de sólidos em função do tempo.

CAPÍTULO VI

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAMS, W.: Mud Design to minimize Rock Impairment due to Particle invasion. SPE 5713, SPE-AIME Second Symposium on Formation Damage Control, Houston, U.S.A., January 29-30, 1977.

AMORIM, L. V., PEREIRA, M. S., FERREIRA, H. C. Anais do Rio Oil & Gas Expo and Conf., Rio de Janeiro, RJ, 2008.

AMORIM, L.V., “Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidro argilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo”. Tese de Doutorado, UFCG, Campina Grande – PB, Dezembro de 2003.

API RP 13B-2, *Recommended Practice for Field testing of Oil-based Drilling fluids*, American Petroleum Institute, 4^a ed., 114 p., 2005.

ARAÚJO T. A., FARIA S., FRANÇA F. P., CARDOSO V. L. Avaliação do comportamento reológico dos diferentes meios de produção de Goma Xantana a partir do caldo de cana. VI Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica, campinas-SP 2005.

ARAÚJO, C.A.O., “Estudo da Filtração Cruzada em Geometria Cilíndrica”. Dissertação de Mestrado, PPGEQ/UFRRJ, Seropédica, Rio de Janeiro, Brasil, 2010.

BAILEY, L., BOEK, E.S., JACQUES, S.D.M, EL AL., ‘Particle Invasion from Drilling Fluids’, SPE 67853, SPE Journal, 5 September, 2000.

BARKMAN, J.H. and DAVIDSON, D.H: "Measuring Water Quality and Predicting Well Impairment". JPT, July, 1972. pp. 865-873

BERTEL- www.bertel.com.br. Acessado em 20 de Junho de 2014.

BESSON, C. M., Wright, C.W., 1952. Loss of mud solids to formation pores. Petrol. Eng. (August), B40–B52.

BO et al. “The effect of Particle Size Distribution the permeability of Filter Cakes”, Trans. Chem. Eng. (London), vol. 43, pp 228- 232, 1965.

BOURGOYNE, A.T., MILLHEIM, K., CHENEVERT, M. E., YOUNG, J. F. S., 1991. Applied drilling engineering, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, USA, Second Print.

BURANASRISAK, P., NARASINGHA, M. H. Effects of particle size distribution and packing characteristics on the preparation of highly-loaded coal-water slurry, *International Journal of Chemical Engineering and Applications*, 3, 1, 31-35, 2012.

CAENN, R et al., *Fluido de Perfuração e Completação. SÉRIE ENGENHARIA DE PETRÓLEO* v.único, 6º ed, p.1, 2014.

CAENN, R.; CHILLINGAR, G.V. Drilling Fluids: State of the art. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v.14, p.221, 1996.

CALABREZ, N.D; *Filtração e Invasão de Fluidos de Perfuração: Estudo Comparativo, Caracterização da Torta e Modelagem. Tese de Mestrado Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro*, 2013- pp. 87.

CALÇADA, L. A., SCHEID, C. M., 2011. Analysis of dynamic and static filtration of mud cake parameters, Department of Chemical Engineering, Federal Rural University of Rio de Janeiro, Brazil.

CARGNEL, R. D., and LUZARDO, J. P. “ Particle Size Distribution of CaCO₃ in Drilling Fluids: Theory and Applications”, presented in 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, SPE 53937, Caracas, Venezuela, 21–23 April de 1999.

CARTER, W.D.; 1957, Disconformity between Lower and Upper Cretaceous in western Colorado and eastern Utah: *Geological Society of America Bulletin*, v 68, p. 307- 314, 1957.

CHANDER, S. Challenges in characterization of concentrated suspensions colloids and surfaces A: Physicochemical and engineering aspects, v. 133, 1998.

CHEN, Z.; HUAN, G.; MA, A.; *Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media* Dallas, Southern Methodist University Texas, USA October 15, 2005.

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, September, 1994.

CHIN, W. C., *Formation Invasion, with Applications to Measurement While Drilling, Time Lapse Analysis and Formation Damage*. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1995.

CIVAN, FARUK “Reservoir Formation Damage Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation” 2007- 2⁰ Edition.

DARLEY, H.C.H. "*Designing Fast Drilling Fluids*". *JPT*, pp. 465-470, April 1965.

DARLEY, H.C.H. e Gray, G. R., *Composition and properties of drilling and completion fluids*, 5. Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1988.

DEWAN, J. T. and CHENEVERT, M. E. A model for filtration of water-base mud during drilling: determination of mud cake parameters. *Petrophysics*, vol. 42, no. 3, pp. 237-250, 2001.

DICK, M.A., HEINZ, T.J., SVOBODA, C.F., ASTON, M.: "Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids", SPE 58793, SPE International Symposium of Formation Damage, Lafayette, Louisiana, 23-23 Feb., 2000

DUARTE, R. G. Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para estudo de Estabilidade de Poço. Junho de 2004. Dissertação (Mestrado). Pontifca Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, 2004.

EREN, T. "*Real-time-optimization of drilling parameters during drilling operations*" Ph.D., Petroleum and Natural Gas Engineering Department Supervisor: Assoc. Prof. Mehmet Evren Özbayoğlu February 2010.

ERSHAGHI, I., AZARI, M., "Modeling of Filter Cake Buildup Under Dynamic-Static Conditions", Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 8902, Los Angeles, CA, April 9-11, 1980.

FERRAZ, A. I. Manual de engenharia dos fluidos de perfuração, Divisão Magcobar Grupo Oilfield Products Dresser Industries, 1977.

FERRAZ, A. S. F. S., Efeito da distribuição granulométrica de partículas sólidas e de polímeros aniônicos na formação da torta de filtração e no volume de filtrado 2014. 108 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, Tecnologia Química). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2014.

FERREIRA, A.S.; MASSARANI, G., Physical-mathematical modeling of cross flow filtration". *Chemical Engineering Journal*, 111, 199-204, 2005. <http://dx.doi.org/10.1016/j.cej.2005.02.002>

GALLINO, G., MIGLIORI, M., CINDIO, B. – A Rheological Approach to Drill-in Fluids Optimization, *Rheologica Acta*, Vol. 40, p. 196-203 – 2001.

GARCIA, F., LE BOLAY, N., FRANCES, C. Rheological behaviour and related granulometric properties of dense aggregated suspensions during na ultrafine comminution process, *Powder Technology*, 130, 407-414, 2003.

GATES, G.L. AND BOWIE, C.P. "Correlation of Certain Properties of Oil Well Drilling Fluids with Particle Size Distribution". *Unite States Bureau of Mines, R.I.* 3645, pp. 1-22, 1942.

GHANAEI, E., Rahimpour, M. R., 2010. "Evaluation of orthogonal collocation and orthogonal collocation on finite element method using genetic algorithm in the pressure profile prediction in petroleum reservoirs". Department of Chemical Engineering, School of Chemical and Petroleum Engineering, Shiraz University, Shiraz, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 74 (2010) 41–50.

GREIL, P., Gruber, U., Travitzky, N., Kulig, M., 1992. Pressure Filtration of Silicon Nitride Suspensions with Constant Filtration Rate. *Materials Science and Engineering: A* 151, 247–254.

HWANG, S.J.; CHANG, D.J.; CHEN, C. H. “Steady state permeate flux for particle cross-flow filtration”. *The Chemical Engineering Journal*, 61, p.171-178, 1996. doi.org/10.1016/0376-7388 (94)00180-7

JIANGHUI W.; VERDÍN, C. T.; Sepehrnoori, K.; and PROETT, M. A. The Influence of Water-Base Mud Properties and Petrophysical Parameters on Mud cake Growth, Filtrate Invasion, and Formation Pressure. *PETROPHYSICS*, Vol. 46, N. 1- page 14–32, 2005.

JIAO, D. AND SHARMA, M. M. “An Experimental Investigation of the Resistivity Profile in the Flushed Zone,” *The Log Analyst* (March- April 1992) 33, N^o. 2, 145, 1992.

JIAO, D. and SHARMA, M. M. Mechanism of buildup in cross flow filtration of colloidal suspensions. *Journal of colloid and interface science*, vol. 162, pp. 454-462, 1993.

JIAO, D.; SHARMA, M.M. Mechanism of Cake Buildup in Cross flow Filtration of Colloidal Suspensions, *Journal of Colloid and Interface Science*, p.454-462, 1994.

KRUMBEIN, W. C., and MONK, G. D. (1943): “Permeability as a Function of the Size Parameters of Unconsolidated Sand”, *Trans AIME*, vol. 151, pp. 153- 163.

LARSEN, D.H., 1938, “Determining the filtration characteristics of fluids muds”. *Petrol. Eng.* (September), 42-48. (November), 50-60.

LIU, X., CIVAN, F., 1993, “A Multiphase Mud fluid Infiltration and filter Cake formation model”, In: *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, SPE 25215, New Orleans, EUA, 2-5 March, 1993.

MACHADO, J.C.V. “Reologia e Escoamento de fluidos” Ênfase na Indústria do petróleo. Rio de Janeiro: Ed. Interciência, 2002.

MARTINS L. A., WALDMANN T. A., MASSARANI G.; ”The conceptual design of a non-invasive solids-free drilling fluid” *Boletim técnico da Produção de Petróleo*, Rio de Janeiro 2008 – volume dois, n^o 1 p. 7- 27, 2008.

MASSARANI, G.; “Filtration process. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, special issue” September 1985.

NASCIMENTO, D. R. 1988. “Efeito de polímeros aniônicos, de aditivos sólidos e do pH no comportamento reológico de suspensões”. *Dissertação de Mestrado*, PPGEQ/UFRRJ, Seropédica, Rio de Janeiro, Brasil, 2015.

NEDILJKA G. M., 2002, “Laboratory Evaluation of Calcium Carbonate Particle Size Selection for Drill-in Fluids”, *Faculty of Mining Geology and Petroleum*

Engineering- University of Zagreb, Pierottijeva, Zagreb, Croatia, 2002- page 47- 53, vol. 14.

NISHABOORI, A. H. 2009. Wireline and while-drilling formation-tester sampling with oval, focused and conventional probe types in the presence of water and oil-base-filtrate invasion in deviated wells. Thesis (Master of Science Engineering). The University of Texas at Austin.

OFITE- www.ofite.com. Acessado em 09 de Janeiro de 2016.

ORTEGA, F. S., PANDOLFELLI, V. C., RODRIGUES, J. A., SOUZA, D. P. F. Aspectos da reologia e da estabilidade de suspensões cerâmicas. Parte I: fundamentos. Revista Cerâmica, v. 43, 1997.

OUTMANS, H.D., UNION OIL CO. OF CALIF “Mechanics of Static and Dynamic Filtration in the Borehole” Society of Petroleum Engineers (September 1963) – volume 3, Pages 236 – 244, 1963.

PEDEN, J.M., ARTHUR, K.G., MARGARITA AVALOS. “The Analysis of filtration under dynamic and Static Conditions”, Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 12503, Bakersfield, CA, February 13-14, 1984.

PEREIRA, E. O Uso de Inibidores de Argilas como Soluções de Problemas em Sondagens. Disponível em: www.systemmud.com.br. Acesso em: 10 de abril, 2014.

PEREIRA, E. Química dos Polímeros e Aplicações– Parte I, Disponível em: www.systemmud.com.br, Acesso em: 10 de abril, 2014.

ROBINSON, L. Drilling Fluids Processing, HANDBOOK, Copyright 2005, Elsevier Inc. All rights reserved.

RUGANG, Y. “Effect of water-based drilling fluid components on filter cake structure”. Elsevier B.V., Department of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China, 2014.

SCHEID, C.M., MARTINS, A.L, MASSARANI, G., “Escoamento Axial de Fluido Não-Newtoniano em Duto com Paredes Permeáveis”. XXIX Enemp, São João Del Rei, Brasil, 2001.

SEATON, S., 1999. Drill – in and Completion Fluid Formulation and Performance for Open Hole Gravel Packing Deviated Water Injection Wells Offshore Nigeria – A Case History. 23° Annual International Conference and Exhibition, SPE 57854, Abuja, Nigéria, 4–8 August de 1999.

STEFFE, J.F., “Rheological Methods in Food Process Engineering”, Second Edition. Freeman Press, East Lansing, Michigan 1996.

THOMAS, J. E.; “Fundamentos de Engenharia de Petróleo”; 2° Edição; Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

TILLER, F.M., 1953. The role of porosity in filtration: numerical methods for constant rate and constant pressure filtration based on Kozeny's law. Chem. Eng. Prog. 49 (9), 467–479.

TILLER, F.M., COOPER, H. The role of porosity in filtration: Part V - Porosity variation in filter cakes. AIChE Journal, vol. 8, pp. 445-449, 1962.

VAUSSARD, A., MARTIN, M., KONIRSCH, O. and PATRONI, J. M. 1986. "An experimental study of drilling fluids dynamic filtration". Paper SPE 15412, 1986.

VENDRUSCOLO, W. C.; Goma Xantana e (M. Scabrella): desenvolvimento de matrizes hidrofílicas para liberação modificada de teofilina. Dissertação (mestrado). Universidade do Vale do Itajaí, Programa de mestrado acadêmico em ciências farmacêuticas. Itajaí, 2005.

VERMA, A. K., SINGH, S. N., SESHADRI, V. Effect of particle size distribution on rheological properties of fly ash slurries at high concentrations, International Journal of Fluid Mechanics, 33, 5, p. 445-457, 2006.

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) – Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2005.

WALDMANN, A. T. A.; ANDRADE, A. R.; MARTINS, A. L.; ARAGÃO, A. F. L.; PIRES, I. J.; LOMBA, R. F. T., "Otimização de agentes obturantes para operações de perfuração" SEMINÁRIO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E COMPLETAÇÃO Rio de Janeiro, 2008.


WALDMANN, A.T.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". In: ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE PERFURAÇÃO E COMPLETAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO E GÁS, ENAHPE 2006.

XIAO, L., PIATTI, C., GIACCA, D., et al., 1999, "Studies on the damage Induced by Drilling Fluids in Limestone Cores", In: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, SPE 50711, Houston, EUA, 16-19 February, 1999.

YAN, J. et al, 1996. Characterization and Prevention of Formation Damage During Horizontal Drilling. 2º International Conference and Exhibition, SPE 37123, Calgary, Canada, pp. 18–20 November de 1996.

8. ANEXOS

Anexo A. Especificação do Carbonato de Cálcio (Calcita)




	ESPECIFICAÇÃO DE PRODUTO ACABADO	Revisão: 04
	BRM F 14-EPA 20.04 – CALCITA 145/325	Data: 08/08/2014
		Página: 1/1

1- CARACTERÍSTICAS INFORMATIVAS	
1.1 – Composição Básica:	Carbonato de Cálcio (CaCO ₃)
1.2 – Características Químicas Típicas - Referencial	
CaO	54,50 %
SiO ₂	3,81 %
MgO	1,44 %
Al ₂ O ₃	0,12 %
Fe ₂ O ₃	0,08 %
CaCO ₃	38,85%

A análise química é uma média de vários lotes e não é controlada lote a lote, portanto serve somente como referencial.

2- PROPRIEDADES CONTROLADAS		
CARACTERÍSTICAS	LIMITE DE VARIAÇÃO	MÉTODO DE ENSAIO
Absorção DOP (%)	24,0 a 38,0	IT BRM 3
Absorção Óleo Linhaça (%)	18,0 a 28,0	IT BRM 2
Cor	Branca	IT BRM 19
Densidade Aparente Compactada (g/cm ³)	1,10 a 1,40	IT BRM 20
Perda ao Fogo (850°C) (%)	Máx. 45,0	IT BRM 11
Peso Específico (g/cm ³)	2,60 a 2,90	IT BRM 7
pH (solução aquosa 5%)	7,0 a 11,0	IT BRM 9
Retenção # 325 mesh (0,045 mm) (%)	Max. 1,0	IT BRM 8
Umidade (%)	Max. 1,0	IT BRM 10

3 – EMBALAGEM: Sacos de papel kraft de 2 folhas com peso líquido de 25 kg por saco
4 – MANUSEIO E ESTOCAGEM: Manuseio e armazenamento em local seco e arejado. Empilhamento máximo de 2 pallets.
5 – PRAZO DE VALIDADE: 5 anos

CONTROLE DE REVISÕES		
ELABORAÇÃO/REVISAO	ANÁLISE CRÍTICA	APROVAÇÃO
Nome: Alberto S. Santos	Nome: Reginaldo da Silva	Nome: Marcelo Monaco da Cunha
Data: 08/08/14	Data: 08/08/14	Data: 08/08/14
Assinatura: 	Assinatura: 	Assinatura: 

Revisão	Descrição	Data
00	Emissão inicial	14/07/00
01	Padronização estética para documentos da qualidade. Atualizações nas propriedades físicas e químicas	03/07/06
02	Atualização da numeração do método de ensaio	23/10/07
03	Alteração densidade aparente compactada de 1,10 a 1,35 g/cm ³ para 1,10 a 1,40 g/cm ³	24/08/11
04	Atualização das características químicas típicas – referencial de acordo com o certificado 274/12 – REQ 251/12 (07/03/2012 – LCT-USP)	08/08/14

rev 01

Figura 94. Especificação do Carbonato de Cálcio usado para o preparo dos fluidos.

Fonte: Autor.

Anexo B. Caracterização do agente obturante - Laudos de análise de granulometria do carbonato de cálcio.

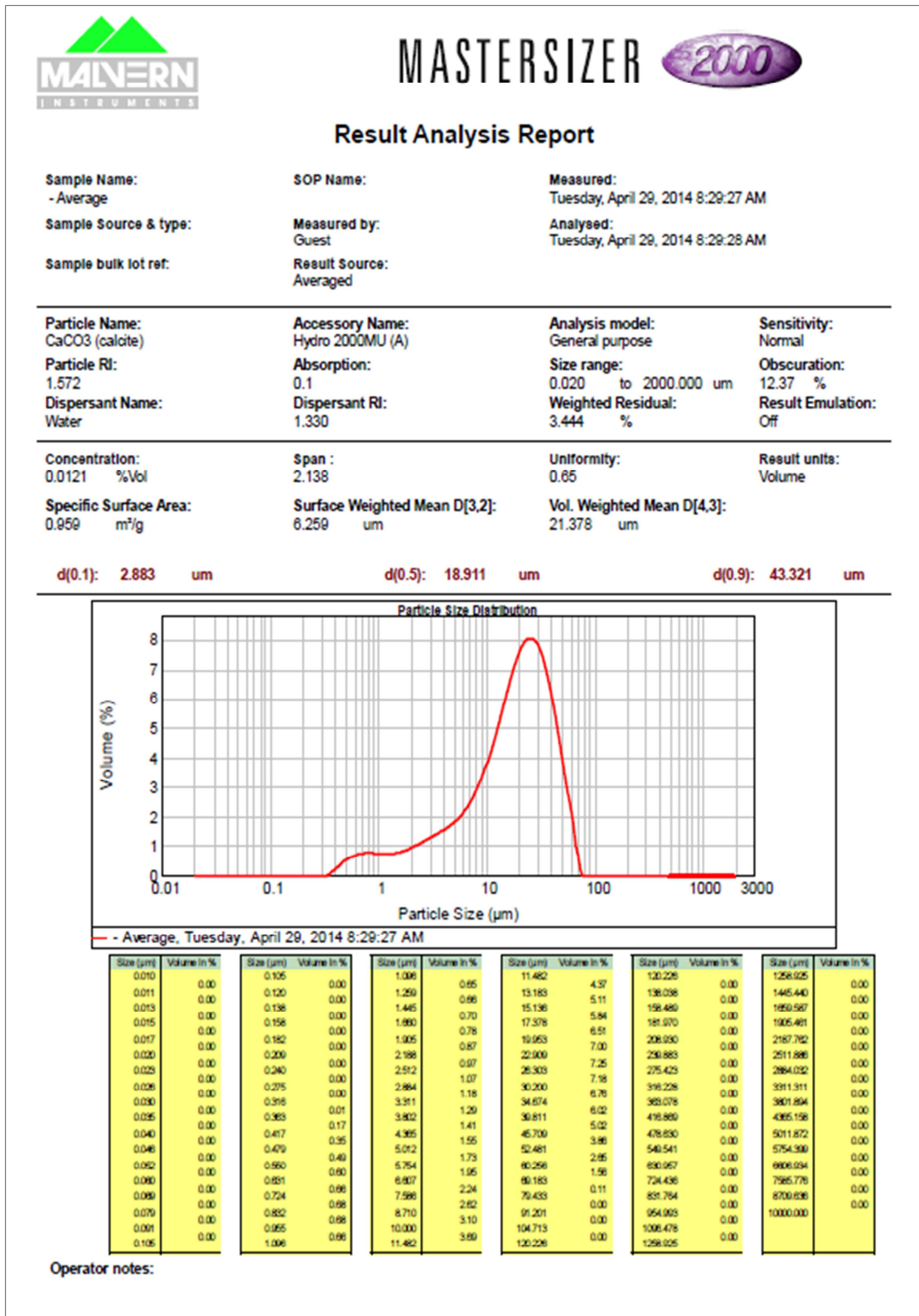


Figura 95. Análise de distribuição de partículas de Carbonato de Cálcio 0-45µm.
Fonte: Autor.



MASTERSIZER 2000

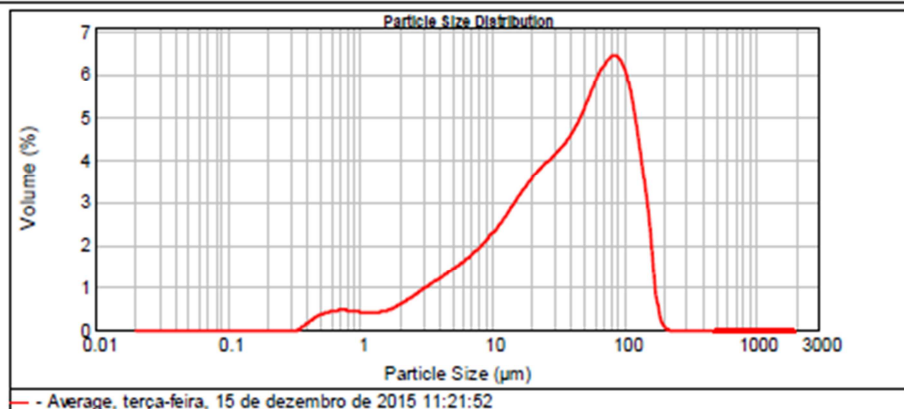
Result Analysis Report

Sample Name: - Average
Sample Source & type:
Sample bulk lot ref:
SOP Name:
Measured by: LEF
Result Source: Averaged
Measured: terça-feira, 15 de dezembro de 2015 11:21:52
Analysed: terça-feira, 15 de dezembro de 2015 11:21:53

Particle Name: CaCO₃ (calote)
Particle RI: 1.572
Dispersant Name: Water
Accessory Name: Hydro 2000MU (A)
Absorption: 0.1
Dispersant RI: 1.330
Analysis model: General purpose
Size range: 0.020 to 2000.000 um
Weighted Residual: 4.745 %
Sensitivity: Normal
Obscuration: 10.24 %
Result Emulation: Off

Concentration: 0.0151 %Vol
Specific Surface Area: 0.634 m²/g
Span : 2.760
Surface Weighted Mean D[3,2]: 9.459 um
Uniformity: 0.869
Vol. Weighted Mean D[4,3]: 51.129 um
Result units: Volume

d(0.1): 4.757 um **d(0.5):** 40.042 um **d(0.9):** 115.285 um



Size (µm)	Volume In %	Size (µm)	Volume In %	Size (µm)	Volume In %	Size (µm)	Volume In %	Size (µm)	Volume In %	Size (µm)	Volume In %
0.010	0.00	0.105	0.00	1.006	0.36	11.482	2.96	120.226	4.14	1258.025	0.00
0.011	0.00	0.120	0.00	1.250	0.37	13.183	2.80	138.038	2.96	1445.440	0.00
0.013	0.00	0.138	0.00	1.445	0.37	15.136	2.80	158.480	2.96	1650.567	0.00
0.015	0.00	0.158	0.00	1.660	0.40	17.378	2.85	181.070	1.32	1905.461	0.00
0.017	0.00	0.182	0.00	1.905	0.47	19.953	3.08	208.930	0.12	2187.762	0.00
0.020	0.00	0.200	0.00	2.198	0.55	22.900	3.29	230.883	0.00	2511.886	0.00
0.025	0.00	0.240	0.00	2.512	0.65	26.303	3.47	275.423	0.00	2864.032	0.00
0.028	0.00	0.275	0.00	2.864	0.76	30.200	3.64	319.228	0.00	3311.311	0.00
0.030	0.00	0.316	0.01	3.311	0.88	34.674	3.82	363.078	0.00	3801.894	0.00
0.035	0.00	0.363	0.01	3.802	0.99	39.811	4.02	416.869	0.00	4365.158	0.00
0.040	0.00	0.417	0.12	4.365	1.11	45.700	4.28	478.630	0.00	5011.672	0.00
0.046	0.00	0.479	0.24	5.012	1.22	52.481	4.82	546.541	0.00	5754.900	0.00
0.052	0.00	0.550	0.33	5.754	1.34	60.256	5.01	620.957	0.00	6606.034	0.00
0.060	0.00	0.631	0.39	6.607	1.46	69.163	5.41	724.436	0.00	7565.776	0.00
0.069	0.00	0.724	0.42	7.589	1.75	79.433	5.84	831.764	0.00	8700.696	0.00
0.079	0.00	0.832	0.40	8.710	1.93	91.201	5.96	954.903	0.00	10000.000	0.00
0.091	0.00	0.955	0.40	10.000	1.93	104.713	5.96	1096.478	0.00		
0.105	0.00	1.096	0.38	11.482	2.14	120.226	5.10	1258.025	0.00		

Operator notes:

Figura 96. Análise de distribuição de partículas de Carbonato de Cálcio 0-106µm.

Fonte: Autor.



MASTERSIZER 2000

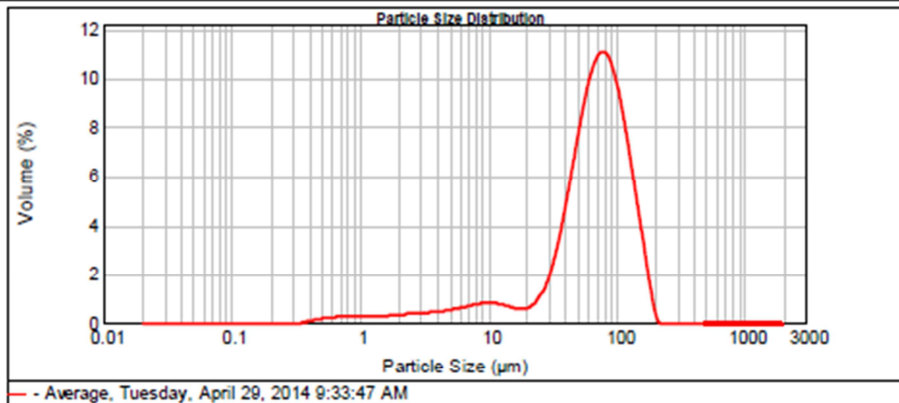
Result Analysis Report

Sample Name: - Average
SOP Name:
Measured: Tuesday, April 29, 2014 9:33:47 AM
Sample Source & type:
Measured by: Guest
Analysed: Tuesday, April 29, 2014 9:33:48 AM
Sample bulk lot ref:
Result Source: Averaged

Particle Name: CaCO3 (calcite) **Accessory Name:** Hydro 2000MU (A) **Analysis model:** General purpose **Sensitivity:** Normal
Particle RI: 1.572 **Absorption:** 0.1 **Size range:** 0.020 to 2000.000 um **Obscuration:** 12.60 %
Dispersant Name: Water **Dispersant RI:** 1.330 **Weighted Residual:** 2.740 % **Result Emulation:** Off

Concentration: 0.0339 %Vol **Span :** 1.664 **Uniformity:** 0.474 **Result units:** Volume
Specific Surface Area: 0.349 m²/g **Surface Weighted Mean D[3,2]:** 17.182 um **Vol. Weighted Mean D[4,3]:** 72.870 um

d(0.1): 14.034 um **d(0.5):** 69.364 um **d(0.9):** 129.423 um



Size (µm)	Volume In %	Size (µm)	Volume In %	Size (µm)	Volume In %	Size (µm)	Volume In %	Size (µm)	Volume In %	Size (µm)	Volume In %
0.010	0.00	0.105	0.00	1.006	0.29	11.482	0.70	120.226	6.06	1258.025	0.00
0.011	0.00	0.120	0.00	1.250	0.24	13.183	0.63	136.036	4.24	1465.440	0.00
0.013	0.00	0.138	0.00	1.445	0.26	15.136	0.56	156.489	2.46	1650.567	0.00
0.015	0.00	0.158	0.00	1.690	0.28	17.378	0.51	181.970	0.86	1905.461	0.00
0.017	0.00	0.182	0.00	1.905	0.31	19.953	0.50	206.930	0.00	2187.762	0.00
0.020	0.00	0.200	0.00	2.198	0.33	22.900	0.48	230.883	0.00	2511.886	0.00
0.023	0.00	0.240	0.00	2.512	0.37	26.303	0.46	275.423	0.00	2884.032	0.00
0.026	0.00	0.275	0.00	2.864	0.36	30.200	1.46	316.228	0.00	3311.311	0.00
0.030	0.00	0.316	0.00	3.311	0.37	34.674	2.37	365.078	0.00	3801.864	0.00
0.035	0.00	0.363	0.00	3.802	0.30	39.811	3.82	419.880	0.00	4365.158	0.00
0.040	0.00	0.417	0.12	4.385	0.45	45.700	5.13	478.630	0.00	5011.872	0.00
0.046	0.00	0.479	0.17	5.072	0.50	52.481	6.75	540.541	0.00	5754.390	0.00
0.052	0.00	0.550	0.21	5.754	0.57	60.256	8.25	606.957	0.00	6600.934	0.00
0.060	0.00	0.631	0.29	6.607	0.63	69.183	9.40	674.436	0.00	7565.776	0.00
0.069	0.00	0.724	0.24	7.586	0.69	79.433	9.96	751.764	0.00	8700.636	0.00
0.079	0.00	0.832	0.29	8.710	0.80	91.201	9.86	854.063	0.00	10000.000	0.00
0.091	0.00	0.965	0.29	10.000	0.73	104.713	9.11	1006.478	0.00		
0.105	0.00	1.096	0.29	11.482	0.74	120.226	7.75	1258.025	0.00		

Operator notes:

Figura 97. Analise de distribuição de partículas de Carbonato de Cálcio 53-106µm.
Fonte: Autor.

Anexo C. Experimentos de viscoelasticidade para os fluidos com CMC atuando como viscosificante.

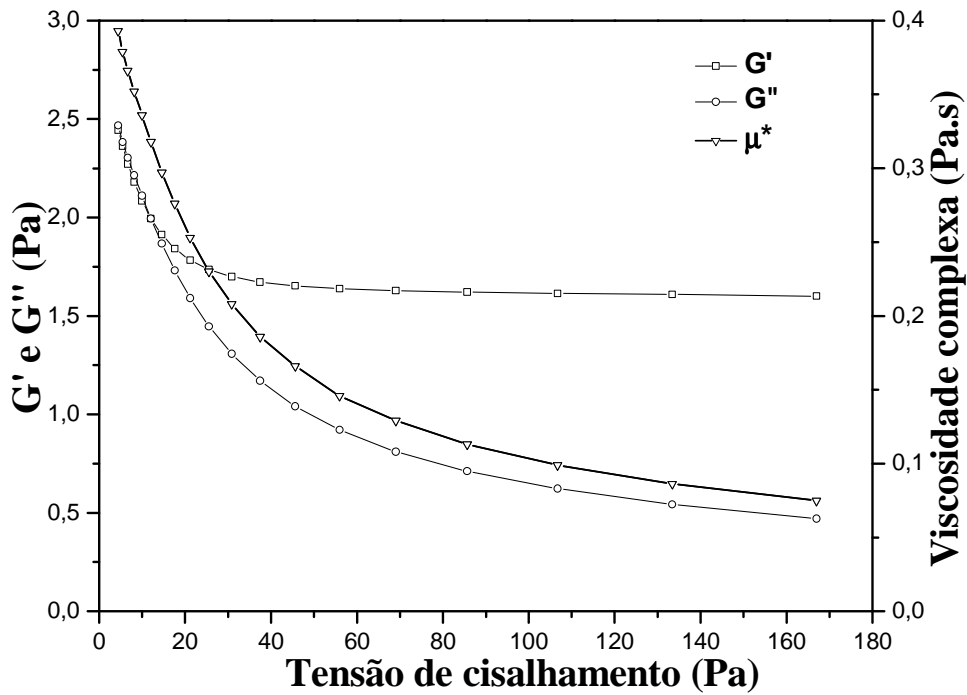


Figura 98. Ensaio de viscoelasticidade do fluido WBM 1. Concentração do CMC: 2lb/bbl, Granulometria da Calcita 0-45 μ m. Fonte: Autor.

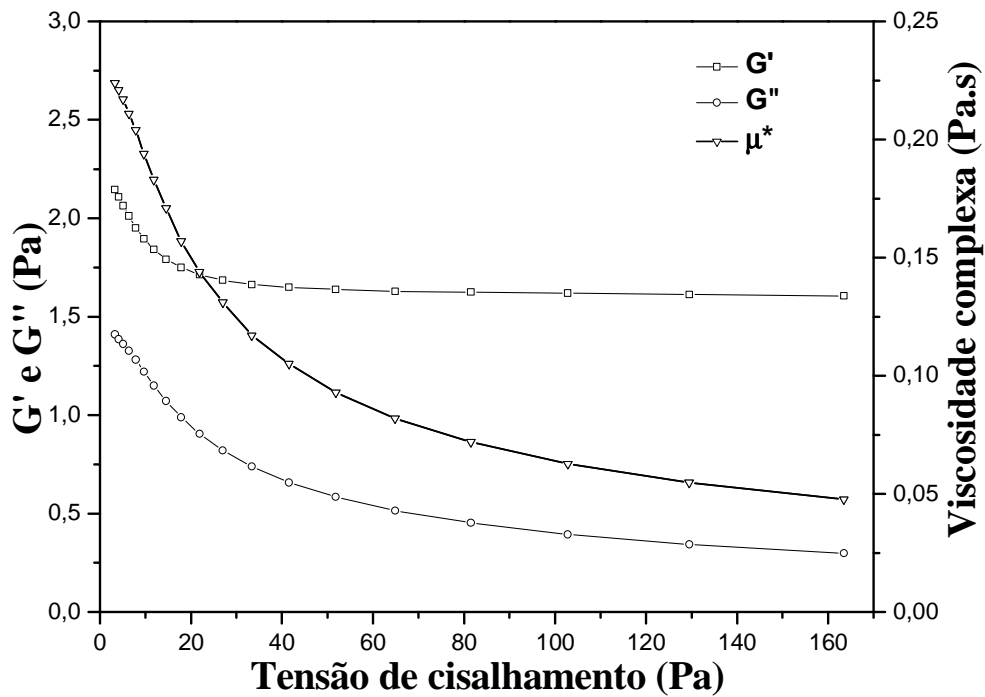


Figura 95. Ensaio de viscoelasticidade do fluido WBM 2. Concentração do CMC: 2lb/bbl, Granulometria da Calcita 53-106 μ m. Fonte: Autor.

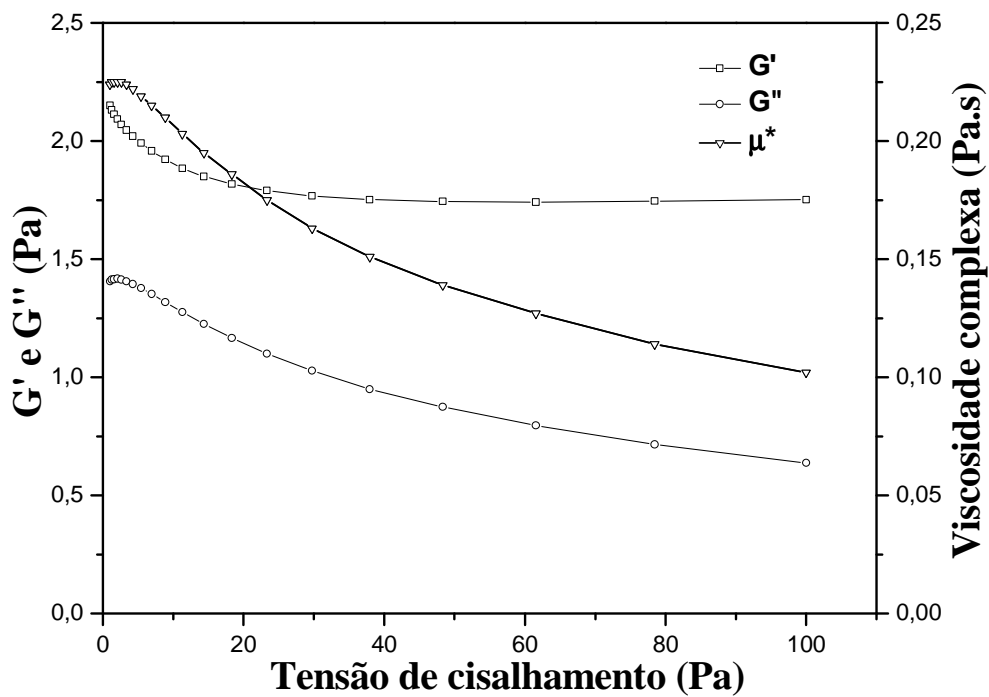


Figura 96. Ensaio de viscoelasticidade do fluido WBM 3. Concentração do CMC: 2lb/bbl, Granulometria da Calcita 0-106 μ m. Fonte: Autor.

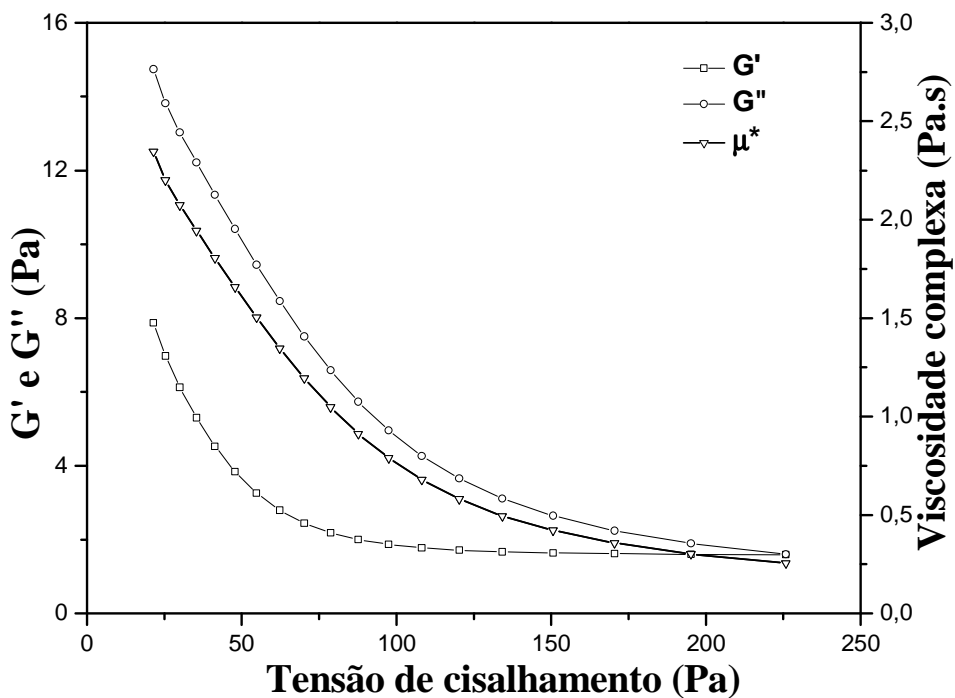


Figura 97. Ensaio de viscoelasticidade do fluido WBM 4. Concentração do CMC: 4lb/bbl, Granulometria da Calcita 0-45 μ m. Fonte: Autor.

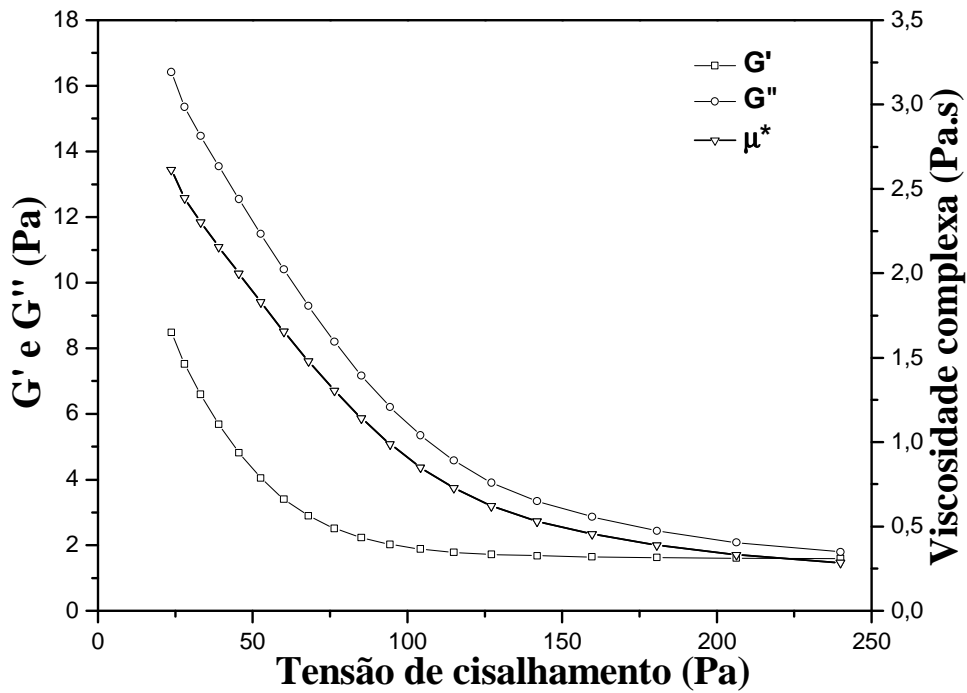


Figura 98. Ensaio de viscoelasticidade do fluido WBM 5. Concentração do CMC: 4lb/bbl, Granulometria da Calcita 53-106 μ m. Fonte: Autor.

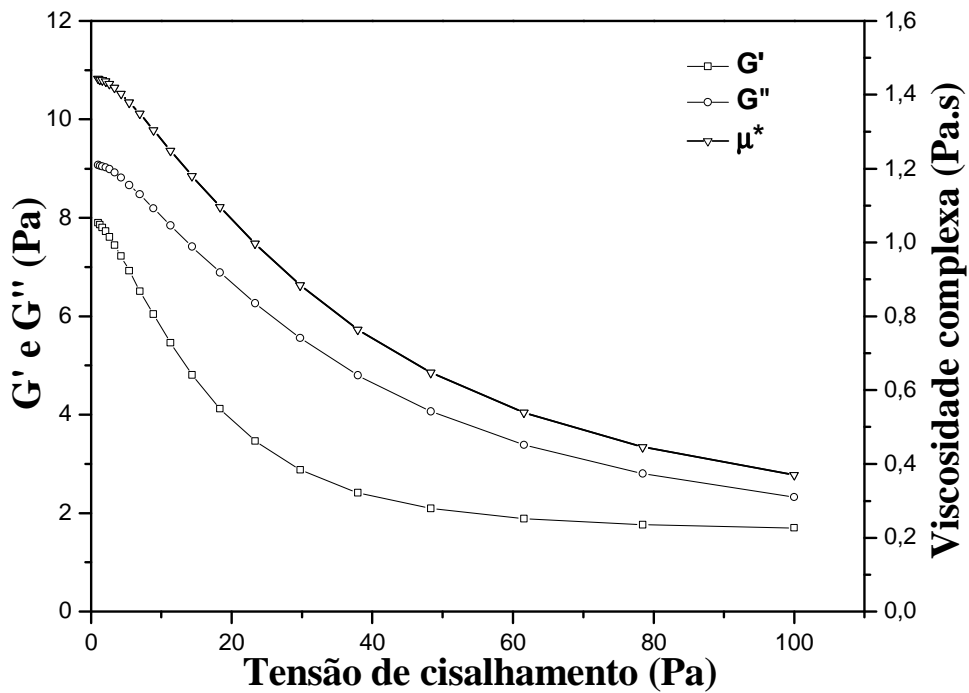


Figura 99. Ensaio de viscoelasticidade do fluido WBM 6. Concentração do CMC: 4lb/bbl, Granulometria da Calcita 0-106 μ m. Fonte: Autor.

Anexo D. Dados de filtração estáticas com os fluidos intitulados como WBM.

Tabela 26. Dados de filtração estática do fluido WBM 1.

WBM 1				
Tempo (h)	Tempo (s)	Volume de filtrado (cm ³)	<i>Slowness</i> (s/cm)	Raíz quad. do tempo (min. ^{0,5})
0,04	152,00	2,73	0,00	1,59
0,14	495,00	4,80	3.761,40	2,87
0,20	709,00	5,90	4.416,18	3,44
0,37	1.334,00	7,86	7.238,52	4,72
0,45	1.637,00	8,73	7.905,86	5,22
0,50	1.799,00	9,17	8.357,73	5,48
0,53	1.905,00	9,61	5.468,64	5,63
0,59	2.130,00	10,70	4.685,78	5,96
0,77	2.789,00	12,66	7.632,30	6,82
0,90	3.249,00	13,97	7.970,99	7,36

Fonte: Dados do autor.

Tabela 27. Dados de filtração estática do fluido WBM 2.

WBM 2				
Tempo (h)	Tempo (s)	Volume de filtrado (cm ³)	<i>Slowness</i> (s/cm)	Raíz quad. do tempo (min. ^{0,5})
0,00	0,00	0,11	0,00	0,00
0,00	1,00	0,98	26,09	0,13
0,00	10,00	2,84	109,84	0,41
0,04	138,00	5,13	1.268,82	1,52
0,12	428,00	6,55	4.635,92	2,67
0,25	912,00	8,30	6.278,17	3,90
0,40	1.423,00	9,61	8.854,73	4,87
0,50	1.806,00	10,48	9.993,22	5,49
0,54	1.949,00	10,92	7.377,50	5,70
0,75	2.703,00	12,99	12.875,00	6,71
0,81	2.920,00	13,32	14.926,97	6,98
0,94	3.393,00	13,97	16.518,62	7,52
1,00	3.600,00	14,41	18.245,00	7,75

Fonte: Dados do autor.

Tabela 28. Dados de filtração estática do fluido WBM 3.

WBM 3				
Tempo (h)	Tempo (s)	Volume de filtrado (cm ³)	<i>Slowness</i> (s/cm)	Raíz quad. do tempo (min. ^{0,5})
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,02	55,21	0,45	2.760,46	0,96
0,03	122,90	0,91	3.384,39	1,43
0,06	204,97	1,36	4.103,58	1,85
0,09	316,00	1,82	5.551,47	2,29
0,12	443,18	2,27	6.359,01	2,72
0,16	580,76	2,72	6.879,19	3,11
0,21	747,30	3,18	8.326,93	3,53
0,31	1.130,03	4,09	9.568,30	4,34
0,37	1.336,29	4,54	10.312,94	4,72
0,50	1.795,18	5,45	11.472,21	5,47
0,54	1.930,53	5,90	6.767,29	5,67
0,58	2.100,65	6,36	8.506,29	5,92
0,68	2.461,25	7,26	9.015,02	6,40
0,74	2.646,51	7,72	9.262,98	6,64
0,79	2.858,68	8,17	10.608,61	6,90
0,91	3.289,05	9,08	10.759,22	7,40
0,97	3.504,70	9,53	10.782,62	7,64
1,00	3.600,21	9,99	4.775,37	7,75

Fonte: Dados do autor.

Tabela 29. Dados de filtração estática do fluido WBM 4.

WBM 4				
Tempo (h)	Tempo (s)	Volume de filtrado (cm ³)	<i>Slowness</i> (s/cm)	Raíz quad. do tempo (min. ^{0,5})
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,03	121,00	1,31	2.096,72	1,42
0,12	431,00	2,95	4.290,85	2,68
0,38	1.384,00	4,80	11.693,57	4,80
0,45	1.621,00	5,46	8.151,36	5,20
0,51	1.829,00	6,00	8.743,70	5,52
0,67	2.397,00	7,10	11.721,45	6,32
0,86	3.078,00	8,30	12.882,25	7,16
1,00	3.583,00	9,17	13.176,44	7,73

Fonte: Dados do autor.

Tabela 30. Dados de filtração estática do fluido WBM 5.

WBM 5				
Tempo (h)	Tempo (s)	Volume de filtrado (cm ³)	<i>Slowness</i> (s/cm)	Raíz quad. do tempo (min. ^{0,5})
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	1,00	0,66	34,39	0,13
0,03	114,00	2,62	1.308,72	1,38
0,12	446,00	3,93	5.752,98	2,73
0,22	794,00	4,80	9.080,00	3,64
0,35	1.252,00	5,68	11.814,32	4,57
0,50	1.800,00	6,55	14.298,39	5,48
0,70	2.505,00	8,19	9.758,23	6,46
0,77	2.772,00	8,62	14.095,12	6,80
1,00	3.600,00	9,61	18.985,45	7,75

Fonte: Dados do autor.

Tabela 31. Dados de filtração estática do fluido WBM 6.

WBM 6				
Tempo (h)	Tempo (s)	Volume de filtrado (cm ³)	<i>Slowness</i> (s/cm)	Raíz quad. do tempo (min. ^{0,5})
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	1,81	0,45	90,31	0,17
0,00	8,68	0,91	343,87	0,38
0,00	14,44	1,36	287,82	0,49
0,01	24,51	1,82	503,68	0,64
0,01	39,07	2,27	727,74	0,81
0,02	68,49	2,72	1.471,08	1,07
0,03	113,26	3,18	2.238,68	1,37
0,05	172,27	3,63	2.950,32	1,69
0,07	244,72	4,09	3.622,36	2,02
0,09	333,96	4,54	4.461,91	2,36
0,12	433,75	4,99	4.989,99	2,69
0,15	550,68	5,45	5.846,08	3,03
0,19	683,28	5,90	6.630,08	3,37
0,23	828,84	6,36	7.277,97	3,72
0,28	994,56	6,81	8.286,22	4,07
0,33	1.174,28	7,26	8.985,66	4,42
0,39	1.390,99	7,72	10.835,52	4,81
0,45	1.605,04	8,17	10.702,96	5,17
0,50	1.810,27	8,63	10.261,24	5,49
0,54	1.944,23	9,08	6.697,78	5,69
0,59	2.114,74	9,53	8.525,69	5,94
0,64	2.313,88	9,99	9.956,82	6,21
0,70	2.507,26	10,44	9.669,45	6,46
0,76	2.732,79	10,90	11.276,34	6,75
0,83	2.972,71	11,35	11.996,04	7,04
0,89	3.193,75	11,80	11.051,93	7,30
0,96	3.468,04	12,26	13.714,38	7,60
0,99	3.576,00	12,71	15.037,56	7,72

Fonte: Dados do autor.

Tabela 32. Dados de filtração estática do fluido WBM 7.

WBM 7				
Tempo (h)	Tempo (s)	Volume de filtrado (cm ³)	<i>Slowness</i> (s/cm)	Raíz quad. do tempo (min. ^{0,5})
0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
0,00	13,43	0,91	671,59	0,47
0,01	29,74	1,36	815,60	0,70
0,01	53,89	1,82	1.207,42	0,95
0,02	84,29	2,27	1.520,14	1,19
0,03	121,24	2,72	1.847,26	1,42
0,04	158,98	3,18	1.887,01	1,63
0,06	205,04	3,63	2.303,08	1,85
0,07	255,58	4,09	2.526,94	2,06
0,08	304,83	4,54	2.462,59	2,25
0,10	362,89	4,99	2.902,72	2,46
0,12	423,98	5,45	3.054,62	2,66
0,13	481,56	5,90	2.878,81	2,83
0,15	547,93	6,36	3.318,49	3,02
0,17	617,33	6,81	3.470,30	3,21
0,19	689,94	7,26	3.630,31	3,39
0,21	757,10	7,72	3.357,94	3,55
0,23	834,02	8,17	3.846,17	3,73
0,25	914,09	8,63	4.003,73	3,90
0,28	996,14	9,08	4.102,18	4,07
0,30	1.074,50	9,53	3.918,27	4,23
0,32	1.159,27	9,99	4.238,09	4,40
0,35	1.249,00	10,44	4.486,71	4,56
0,37	1.340,81	10,90	4.590,66	4,73
0,40	1.425,58	11,35	4.238,59	4,87
0,42	1.521,86	11,80	4.813,78	5,04
0,45	1.622,93	12,26	5.053,39	5,20
0,48	1.725,77	12,71	5.141,94	5,36
0,50	1.816,77	13,17	4.550,01	5,50
0,53	1.891,93	13,62	3.758,11	5,62
0,55	1.977,18	14,07	4.262,39	5,74
0,57	2.066,90	14,53	4.486,01	5,87
0,60	2.151,66	14,98	4.238,34	5,99
0,62	2.245,22	15,44	4.677,87	6,12
0,65	2.341,98	15,89	4.837,83	6,25
0,68	2.441,29	16,34	4.965,83	6,38
0,71	2.547,65	16,80	5.317,85	6,52
0,84	3.033,69	19,52	5.445,71	7,11
0,97	3.499,68	24,06	6.027,31	7,64
1,00	3.600,28	25,42	6.163,97	7,75

Fonte: Dados do autor.

Tabela 33. Dados de filtração estática do fluido WBM 8.

WBM 8				
Tempo (h)	Tempo (s)	Volume de filtrado (cm ³)	<i>Slowness</i> (s/cm)	Raíz quad. do tempo (min. ^{0,5})
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	12,80	0,45	639,84	0,46
0,01	33,11	0,91	1.015,71	0,74
0,02	62,54	1,36	1.471,28	1,02
0,03	95,48	1,82	1.647,39	1,26
0,04	141,55	2,27	2.303,33	1,54
0,05	191,29	2,72	2.487,19	1,79
0,07	256,27	3,18	3.248,69	2,07
0,09	339,76	3,63	4.174,79	2,38
0,12	420,22	4,09	4.022,98	2,65
0,15	528,40	4,54	5.408,86	2,97
0,18	647,08	4,99	5.934,14	3,28
0,22	792,96	5,45	7.293,77	3,64
0,26	935,79	5,90	7.141,71	3,95
0,31	1.114,62	6,36	8.941,51	4,31
0,36	1.305,44	6,81	9.540,75	4,66
0,42	1.497,06	7,26	9.580,85	5,00
0,47	1.709,77	7,72	10.635,91	5,34
0,53	1.911,94	8,17	10.108,43	5,64
0,68	2.464,40	9,99	6.905,71	6,41
0,75	2.707,51	10,44	12.155,45	6,72
0,82	2.941,19	10,90	11.684,07	7,00
0,89	3.216,76	11,35	13.778,69	7,32
0,97	3.500,83	11,80	14.203,41	7,64
1,00	3.600,15	12,26	4.966,13	7,75

Fonte: Dados do autor.

Tabela 34. Dados de filtração estática do fluido WBM 9.

WBM 9				
Tempo (h)	Tempo (s)	Volume de filtrado (cm ³)	<i>Slowness</i> (s/cm)	Raíz quad. do tempo (min. ^{0,5})
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,04	160,14	0,91	4.003,40	1,63
0,07	235,32	1,36	3.759,22	1,98
0,09	319,14	1,82	4.191,19	2,31
0,12	415,44	2,27	4.814,83	2,63
0,14	519,09	2,72	5.182,60	2,94
0,21	738,87	3,63	5.494,46	3,51
0,24	847,00	4,09	5.406,41	3,76
0,27	975,77	4,54	6.438,32	4,03
0,31	1.119,09	4,99	7.166,16	4,32
0,35	1.260,65	5,45	7.077,95	4,58
0,39	1.391,18	5,90	6.526,52	4,82
0,47	1.692,22	6,81	7.526,11	5,31
0,55	1.970,91	7,72	6.967,30	5,73
0,58	2.105,76	8,17	6.742,14	5,92
0,63	2.261,78	8,63	7.800,90	6,14
0,67	2.418,22	9,08	7.822,00	6,35
0,72	2.575,61	9,53	7.869,95	6,55
0,82	2.968,47	10,90	6.547,52	7,03
0,86	3.109,55	11,35	7.054,05	7,20
0,90	3.247,11	11,80	6.878,19	7,36
0,95	3.402,75	12,26	7.782,00	7,53
1,00	3.600,46	12,71	9.885,47	7,75

Fonte: Dados do autor.

Tabela 35. Dados de filtração estática do fluido WBM 10.

WBM 10				
Tempo (h)	Tempo (s)	Volume de filtrado (cm ³)	<i>Slowness</i> (s/cm)	Raíz quad. do tempo (min. ^{0,5})
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	15,18	0,45	758,79	27,55
0,02	58,14	0,91	2.148,42	46,35
0,05	177,79	1,82	2.991,10	54,69
0,07	255,92	2,27	3.906,42	62,50
0,11	380,36	3,18	3.110,98	55,78
0,13	458,95	3,63	3.929,62	62,69
0,15	539,45	4,09	4.025,23	63,44
0,18	644,08	4,54	5.231,25	72,33
0,22	774,58	4,99	6.525,07	80,78
0,25	913,86	5,45	6.964,05	83,45
0,32	1.166,82	6,36	6.323,94	79,52
0,37	1.319,50	6,81	7.634,14	87,37
0,40	1.456,24	7,26	6.836,99	82,69
0,45	1.625,47	7,72	8.461,63	91,99
0,50	1.793,81	8,17	8.417,03	91,74
0,53	1.912,01	8,63	5.909,84	76,88
0,59	2.118,21	9,08	10.309,84	101,54
0,66	2.364,66	9,53	12.322,45	111,01
0,73	2.640,66	9,99	13.799,94	117,47
0,80	2.892,57	10,44	12.595,82	112,23
0,88	3.162,03	10,90	13.472,82	116,07
0,96	3.465,20	11,35	15.158,47	123,12
1,00	3.600,67	11,80	6.773,74	82,30

Fonte: Dados do autor.

Tabela 36. Dados de filtração estática do fluido WBM 11.

WBM 11				
Tempo (h)	Tempo (s)	Volume de filtrado (cm ³)	<i>Slowness</i> (s/cm)	Raíz quad. do tempo (min. ^{0,5})
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,01	23,85	0,45	1.192,27	0,63
0,06	215,77	1,36	4.798,02	1,90
0,09	327,73	1,82	5.597,97	2,34
0,13	455,67	2,27	6.397,42	2,76
0,17	623,63	2,72	8.397,58	3,22
0,23	817,80	3,18	9.708,76	3,69
0,29	1.051,22	3,63	11.671,17	4,19
0,36	1.285,07	4,09	11.692,52	4,63
0,44	1.569,80	4,54	14.236,11	5,12
0,51	1.834,41	4,99	13.230,76	5,53
0,59	2.106,45	5,45	13.601,98	5,93
0,67	2.416,31	5,90	15.493,14	6,35
0,77	2.756,51	6,36	17.010,02	6,78
0,87	3.130,03	6,81	18.675,52	7,22
0,98	3.541,90	7,26	20.593,93	7,68
1,00	3.604,44	7,72	3.126,93	7,75

Fonte: Dados do autor.

Tabela 37. Dados de filtração estática do fluido WBM 12.

WBM 12				
Tempo (h)	Tempo (s)	Volume de filtrado (cm ³)	<i>Slowness</i> (s/cm)	Raíz quad. do tempo (min. ^{0,5})
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,01	28,15	0,45	1.407,28	0,68
0,02	63,81	0,91	1.783,05	1,03
0,04	130,97	1,36	3.358,34	1,48
0,06	219,41	1,82	4.421,75	1,91
0,14	490,96	2,72	6.788,89	2,86
0,18	657,61	3,18	8.332,08	3,31
0,24	850,95	3,63	9.667,25	3,77
0,30	1.067,17	4,09	10.810,87	4,22
0,36	1.305,80	4,54	11.931,53	4,67
0,44	1.567,77	4,99	13.098,45	5,11
0,51	1.838,48	5,45	13.535,67	5,54
0,58	2.090,34	5,90	12.592,82	5,90
0,65	2.352,68	6,36	13.117,30	6,26
0,74	2.661,66	6,81	15.448,98	6,66
0,84	3.007,97	7,26	17.315,09	7,08
0,93	3.349,90	7,72	17.096,58	7,47
1,00	3.599,88	8,17	18.351,21	7,75

Fonte: Dados do autor.

Anexo E. Fotos das tortas obtidas.



Figura 104. Foto da torta de filtração a base CMC (diâmetro). Fonte: Autor.



Figura 105. Foto da torta de filtração a base CMC (espessura). Fonte: Autor.



Figura 106. Foto da torta de filtração a base CMC (vista superior). Fonte: Autor.

Anexo F. Resultados Filtração Estática – Ferraz (2014).

Tabela 38. Formulação para os fluidos não-Newtonianos de Ferraz (2014).

Fluido	Água (L)	GX (g)	CMC (g)	CaCO ₃ (0-53µm) (g)	CaCO ₃ (53-106µm) (g)	CaCO ₃ (106-150µm) (g)
Fluido 10	0,5	-	2,85	137,25	-	-
Fluido 11	0,5	-	2,85	-	137,25	-
Fluido 12	0,5	-	2,85	-	-	137,25
Fluido 13	0,5	2,85	-	137,25	-	-
Fluido 14	0,5	2,85	-	-	137,25	-
Fluido 15	0,5	2,85	-	-	-	137,25
Fluido 16	0,5	1,42	-	137,25	-	-
Fluido 17	0,5	1,42	-	-	137,25	-
Fluido 18	0,5	1,42	-	-	-	137,25

Fonte: Ferraz (2014).

Tabela 39. Dados experimentais para os fluidos não-Newtonianos de Ferraz (2014).

PARTE EXPERIMENTAL							
Fluido	Trip.	Volume de filtrado (cm ³)	Espessura (cm)	Porosidade		Permeabilidade (mD)	
				500 psi	1000 psi	500psi	1000psi
Fluido 10	1	12,712	0,8	0,48	0,47	3,3400E-03	9,1300E-04
CaCO ₃ /CMC	2	12,712	0,8	0,49	0,44	1,7400E-03	5,5700E-04
53-106µm	3	12,712	0,8	0,46	0,46	1,7400E-03	5,6100E-04
Fluido 11	1	14,804	0,67	0,59	0,56	2,0600E-03	1,2400E-03
CaCO ₃ /CMC	2	14,800	0,67	0,6	0,58	2,1000E-03	1,3000E-03
53-106µm	3	14,804	0,69	0,9	0,55	2,1200E-03	1,1800E-03
Fluido 12	1	16,344	0,4	0,62	0,6	3,6800E-03	2,2700E-03
CaCO ₃ /CMC	2	16,344	0,43	0,6	0,63	3,5700E-03	2,3000E-03
106-150µm	3	16,344	0,43	0,62	0,6	3,4900E-03	2,2700E-03
Fluido 13	1	16,344	0,3	0,47	0,4	7,1300E-03	4,8100E-03
CaCO ₃ /GX	2	17,252	0,3	0,46	0,4	5,1500E-03	2,7500E-03
0-53µm	3	16,298	0,3	0,47	0,4	7,1500E-03	4,7500E-03
Fluido 14	1	11,804	0,4	0,45	0,4	3,5600E-03	2,4100E-03
CaCO ₃ /GX	2	11,804	0,4	0,43	0,41	3,4600E-03	2,3900E-03
53-106µm	3	11,804	0,4	0,4	0,4	3,4900E-03	2,4400E-03
Fluido 15	1	9,990	0,4	0,4	0,38	3,1500E-03	9,1200E-04
CaCO ₃ /GX	2	9,988	0,4	0,39	0,37	1,1500E-03	7,4200E-04
106-150µm	3	9,990	0,4	0,41	0,38	1,1500E-03	7,4200E-04
Fluido 16	1	41,314	0,1	0,52	0,47	3,1500E-03	1,8000E-03
CaCO ₃ /GX	2	41,314	0,1	0,55	0,49	3,1700E-03	1,6700E-03
0-53µm	3	41,314	0,1	0,53	0,49	3,1200E-03	1,8000E-03
Fluido 17	1	15,890	0,3	0,4	0,39	1,0700E-03	6,5900E-04
CaCO ₃ /GX	2	15,890	0,3	0,39	0,4	1,0700E-03	6,5300E-04
53-106µm	3	15,890	0,3	0,43	0,39	1,0500E-03	6,4900E-04
Fluido 18	1	18,614	0,2	0,43	0,42	1,7200E-03	6,6700E-04
CaCO ₃ /GX	2	18,614	0,21	0,43	0,42	1,7700E-03	6,7600E-04
106-150µm	3	18,614	0,21	0,45	0,43	1,6700E-03	6,8300E-04

Fonte: Ferraz (2014).

Tabela 40. Parâmetros calculados.

Exp.	Trip.	R ² (Volume de filtrado)	Fator de crescimento	Volume de filtrado (cm ³)	Espessura (cm)	S1 (s/cm)	S2 (s/cm)	Índice de compr.
Fluido 10	1	0,9561	0,00140	12,7102	0,7999	9,50E+03	9,13E+03	0,7330
CaCO ₃ /CMC	2	0,9789	0,00240	12,7102	0,8099	1,03E+04	9,14E+03	0,8355
53-106µm	3	0,9436	0,00240	12,7102	0,8099	1,03E+04	9,14E+03	0,8402
Fluido 11	1	0,7060	0,00739	14,8019	0,6699	8,56E+03	7,85E+03	0,7954
CaCO ₃ /CMC	2	0,7349	0,00075	14,8019	0,6899	8,68E+03	7,85E+03	0,8137
53-106µm	3	0,6232	0,00082	14,8019	0,6899	8,23E+03	7,85E+03	0,7447
Fluido 12	1	0,7718	0,00014	16,3417	0,3999	7,85E+03	7,11E+03	0,8114
CaCO ₃ /CMC	2	0,7882	0,00016	16,3417	0,4299	8,02E+03	7,11E+03	0,8396
106-150µm	3	0,7844	0,00017	16,3417	0,4299	8,06E+03	7,11E+03	0,8457
Fluido 13	1	0,9880	0,00004	16,3417	0,3000	8,21E+03	7,11E+03	0,8695
CaCO ₃ /GX	2	0,9843	0,00007	17,2496	0,3000	6,92E+03	6,73E+03	0,7177
0-53µm	3	0,9825	0,00004	16,2957	0,3000	8,18E+03	7,13E+03	0,8613
Fluido 14	1	0,9406	0,00014	11,8024	0,3999	1,14E+04	9,84E+03	0,8717
CaCO ₃ /GX	2	0,9732	0,00014	11,8024	0,3999	1,15E+04	9,84E+03	0,8848
53-106µm	3	0,9852	0,00013	11,8024	0,3999	1,16E+04	9,84E+03	0,8926
Fluido 15	1	0,9085	0,00036	9,9886	0,3999	1,24E+04	1,16E+04	0,3636
CaCO ₃ /GX	2	0,6055	0,00044	9,9866	0,3999	1,86E+04	1,16E+04	0,8839
106-150µm	3	-0,2904	0,00044	9,9886	0,3999	1,86E+04	1,16E+04	0,4821
Fluido 16	1	0,8657	0,00001	41,3083	0,1000	2,99E+03	2,81E+03	0,7617
CaCO ₃ /GX	2	0,8655	0,00001	41,3083	0,1000	2,87E+03	2,81E+03	0,7089
0-53µm	3	0,8806	0,00001	41,3083	0,1000	3,00E+03	2,81E+03	0,7679
Fluido 17	1	0,9924	0,00028	15,8878	0,3000	8,07E+03	7,31E+03	0,8104
CaCO ₃ /GX	2	0,9931	0,00028	15,8878	0,3000	8,03E+03	7,31E+03	0,8044
53-106µm	3	0,9927	0,00028	15,8878	0,3000	8,08E+03	7,31E+03	0,8126
Fluido 18	1	0,9826	0,00012	18,6114	0,2000	7,73E+03	6,24E+03	0,5533
CaCO ₃ /GX	2	0,9831	0,00013	18,6114	0,2100	7,67E+03	6,24E+03	0,5434
106-150µm	C	0,9750	0,00013	18,6114	0,2100	7,94E+03	6,24E+03	0,5725

Fonte: Dados do autor.

Anexo G. Curvas geradas na modelagem com os dados experimentais de Ferraz (2014).

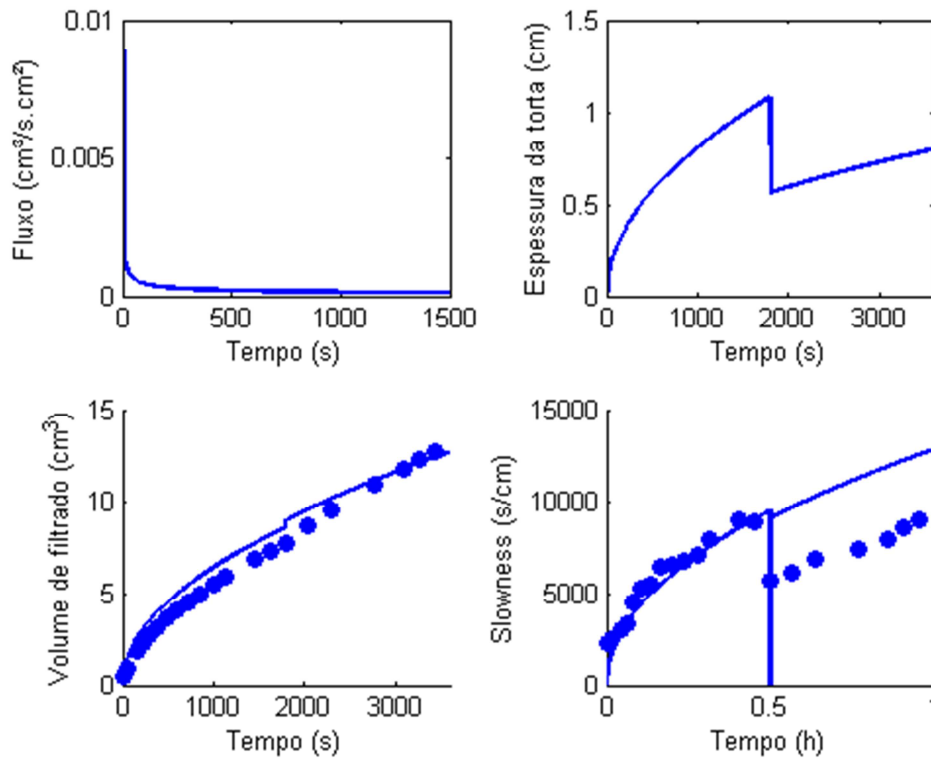


Figura 107. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 10, experimento 1.

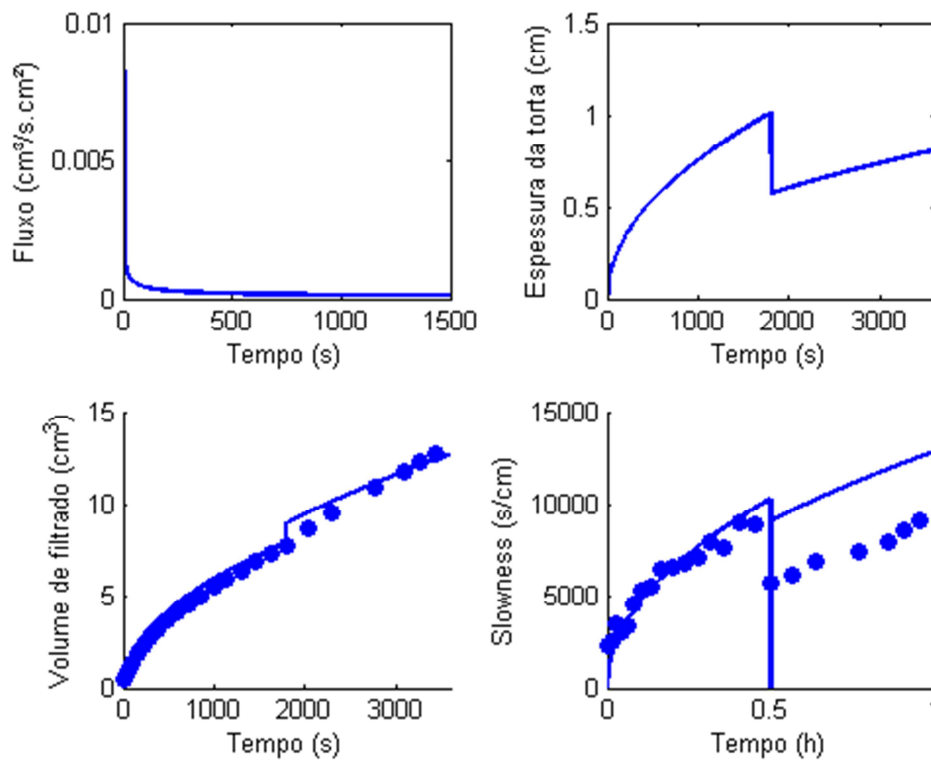


Figura 108. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 10, experimento 2.

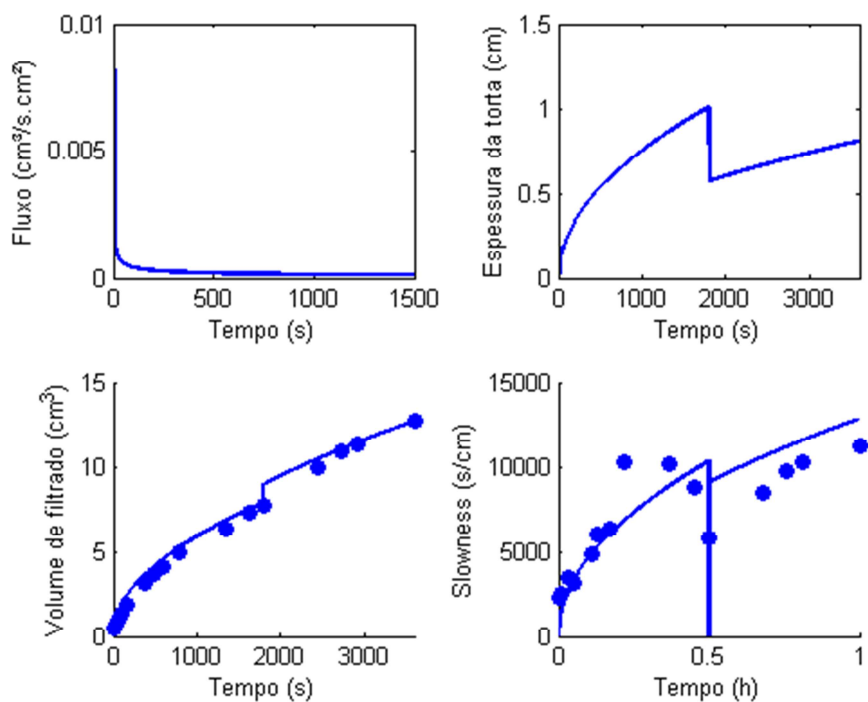


Figura 109. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 10, experimento 3. Fonte: Autor.

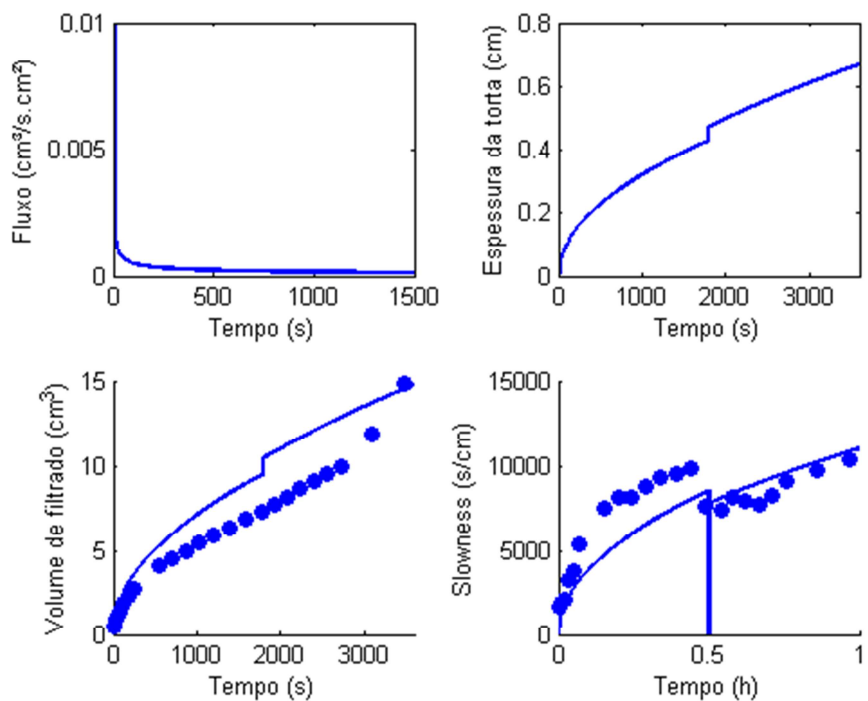


Figura 110. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 11, experimento 1. . Fonte: Autor.

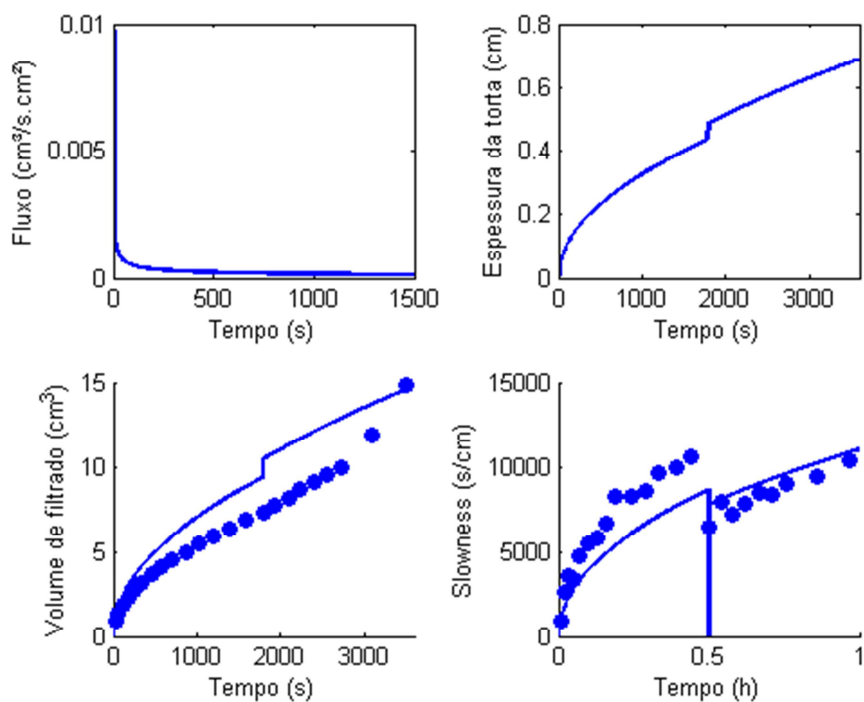


Figura 100. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 11, experimento 2. Fonte: Autor.

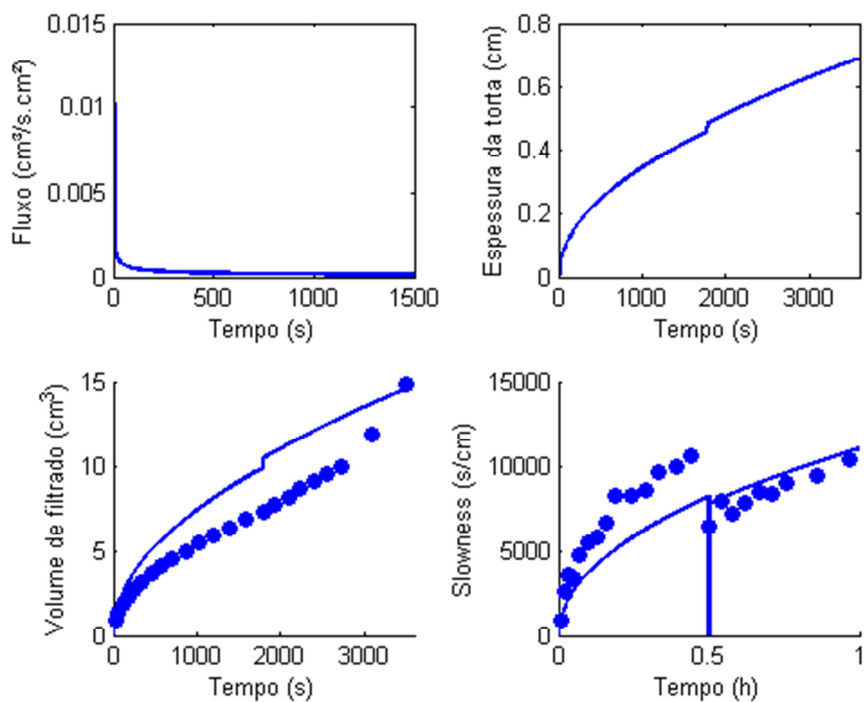


Figura 101. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 11, experimento 3. Fonte: Autor.

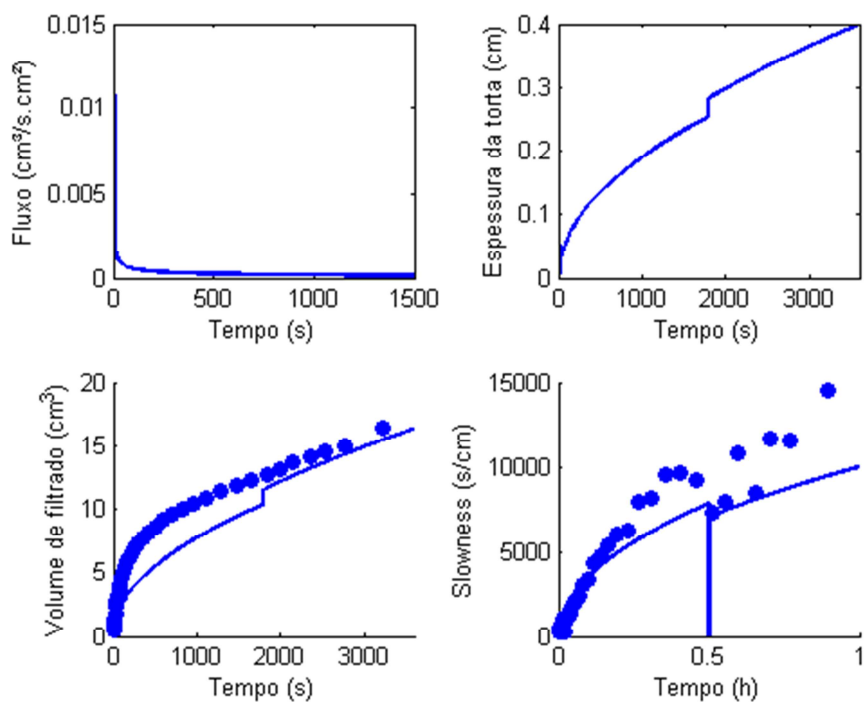


Figura 102. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 12, experimento 1. Fonte: Autor.

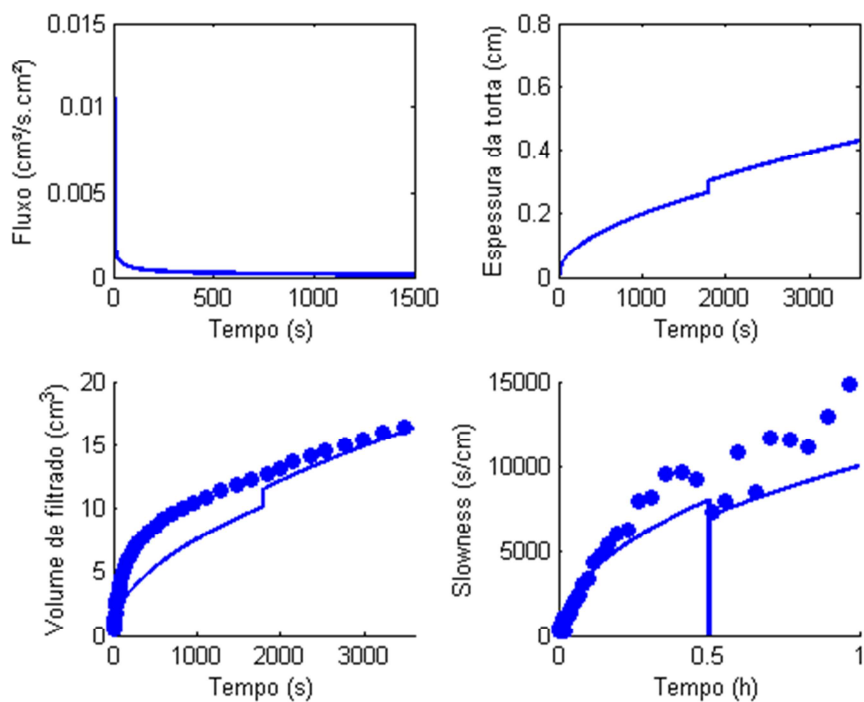


Figura 103. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 12, experimento 2. Fonte: Autor.

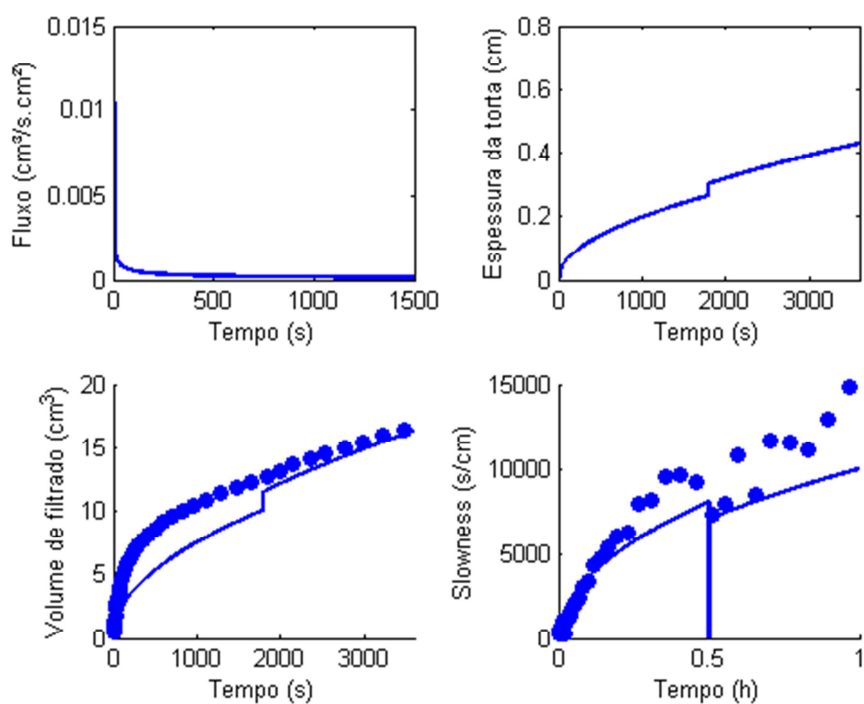


Figura 104. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 12, experimento 3. Fonte: Autor.

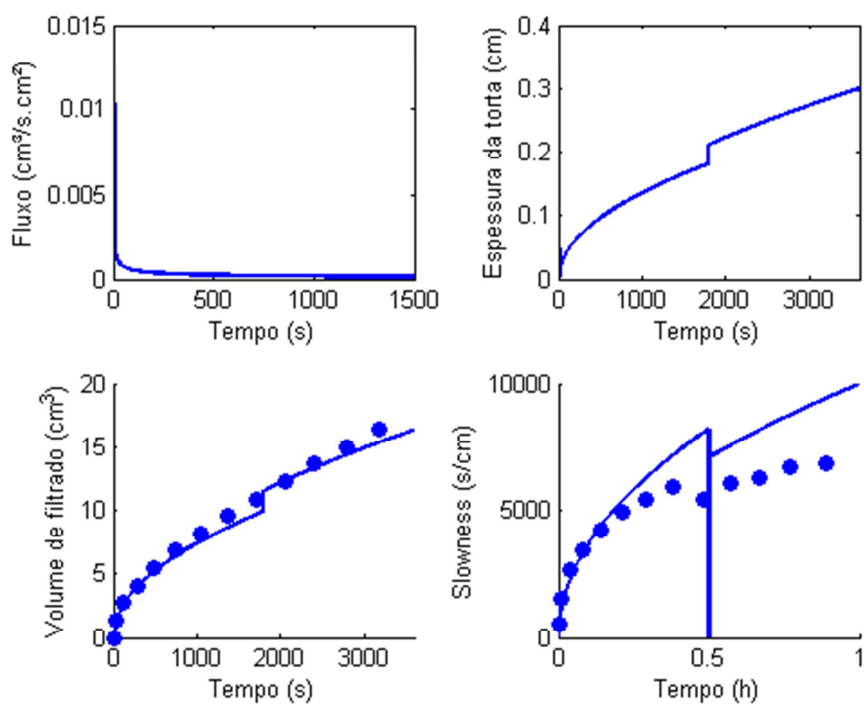


Figura 105. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 13, experimento 1. Fonte: Autor.

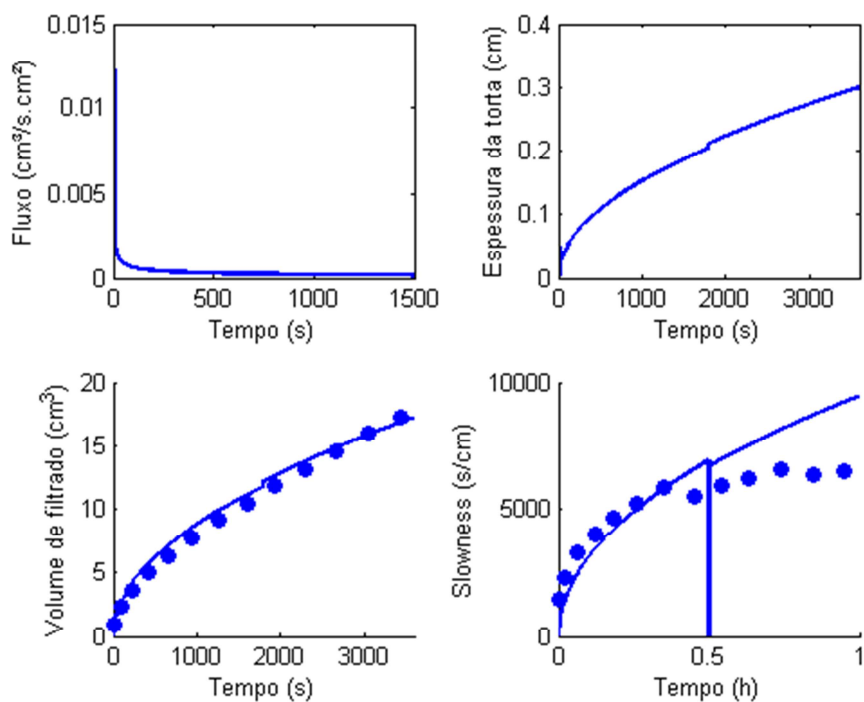


Figura 106. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 13, experimento 2. Fonte: Autor.

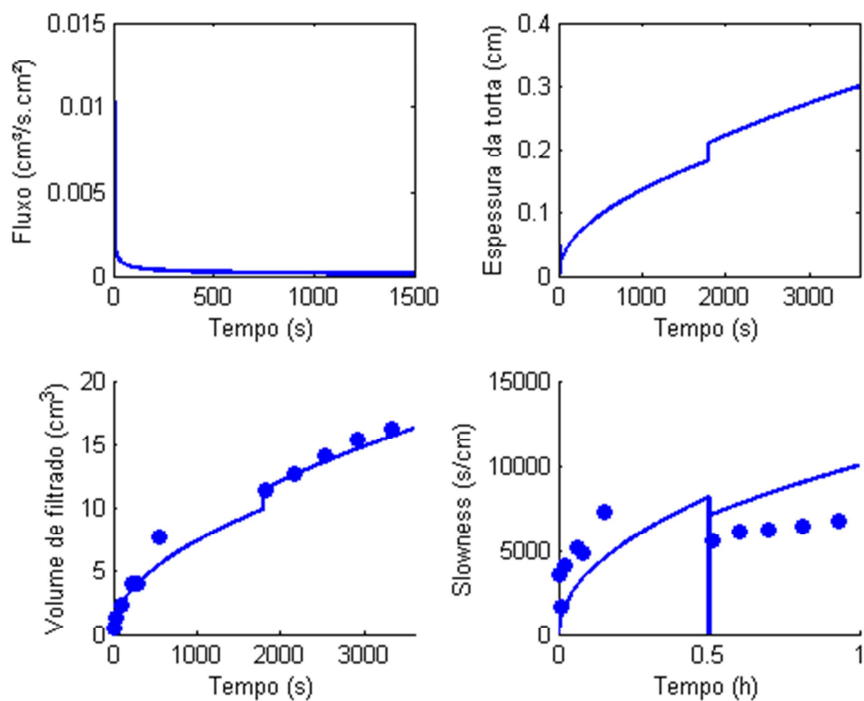


Figura 107. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 13, experimento 3. Fonte: Autor.

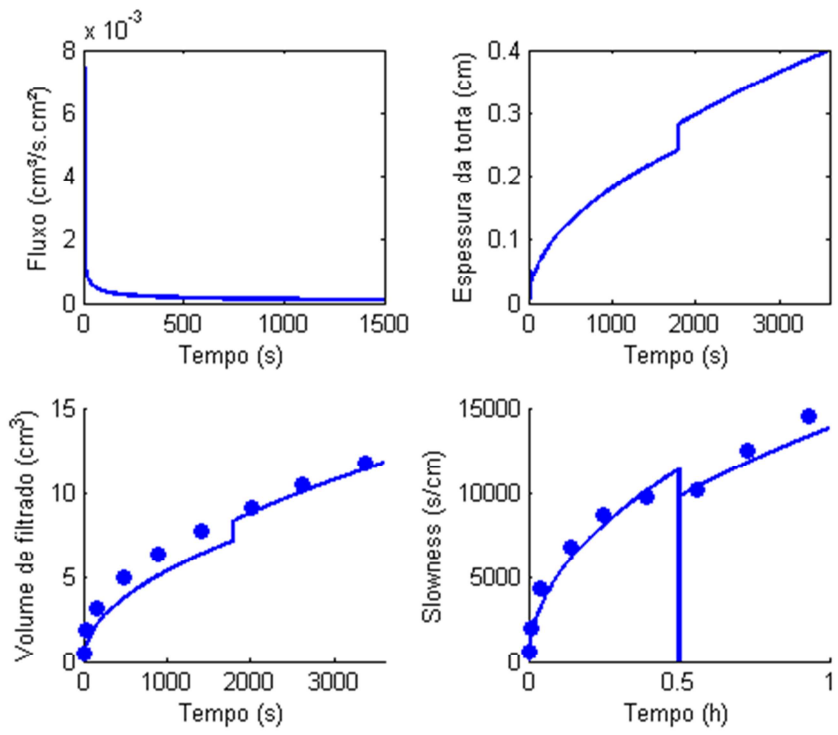


Figura 108. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 14, experimento 1. Fonte: Autor.

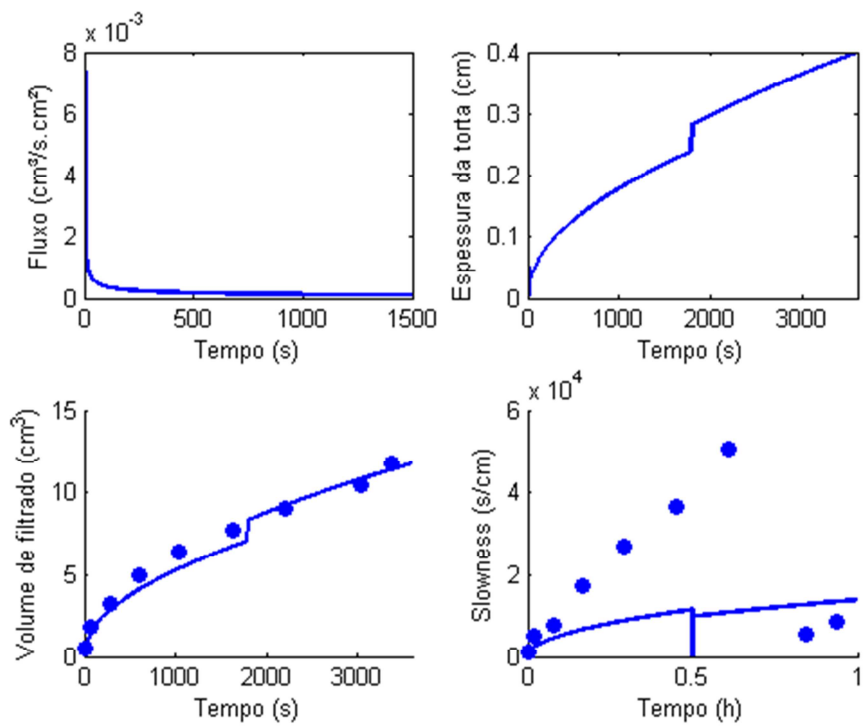


Figura 120. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 14, experimento 2. Fonte: Autor.

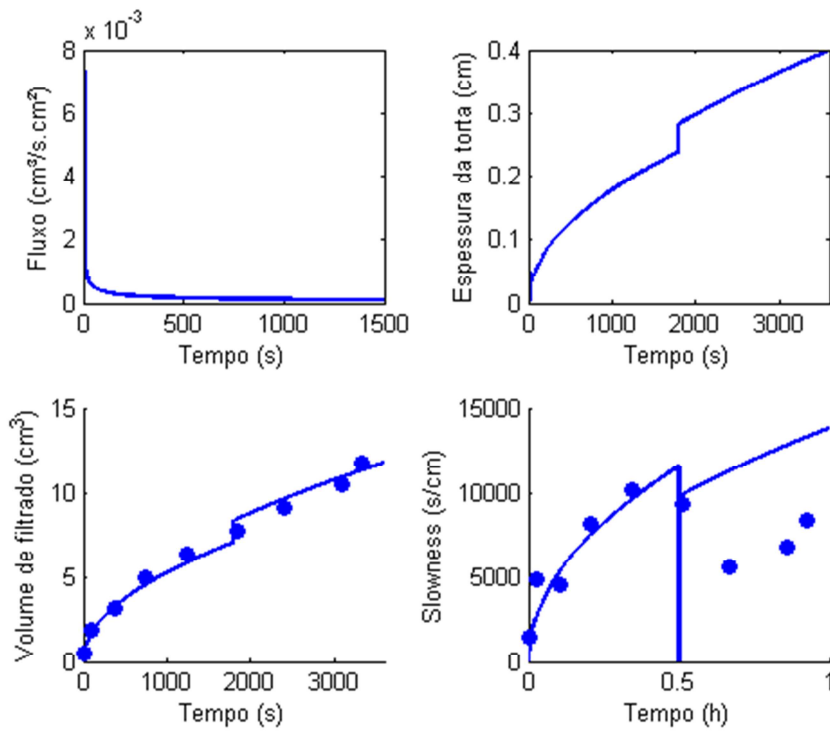


Figura 109. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 14, experimento 3. Fonte: Autor.

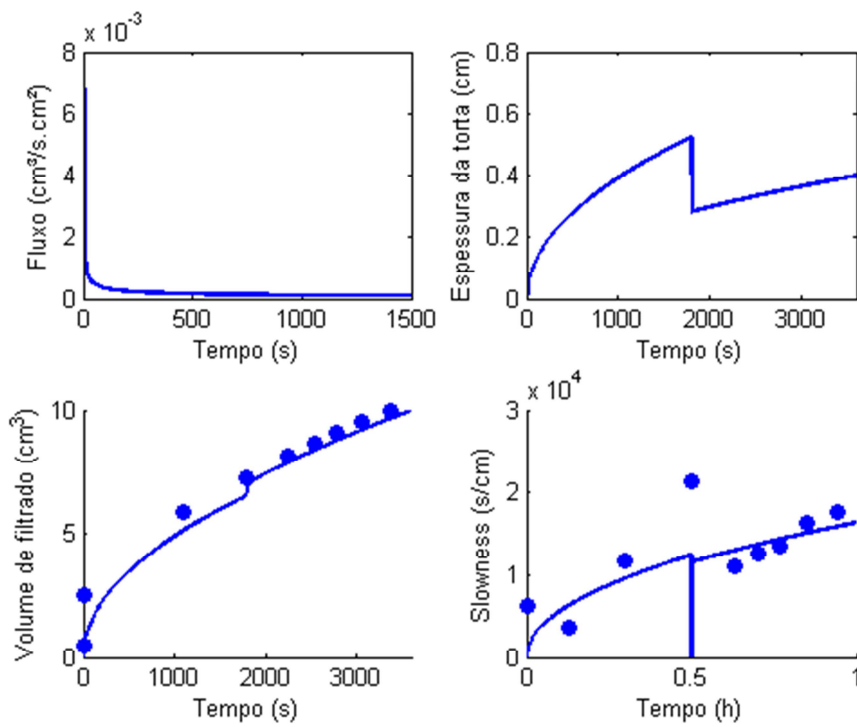


Figura 110. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 15, experimento 1. Fonte: Autor.

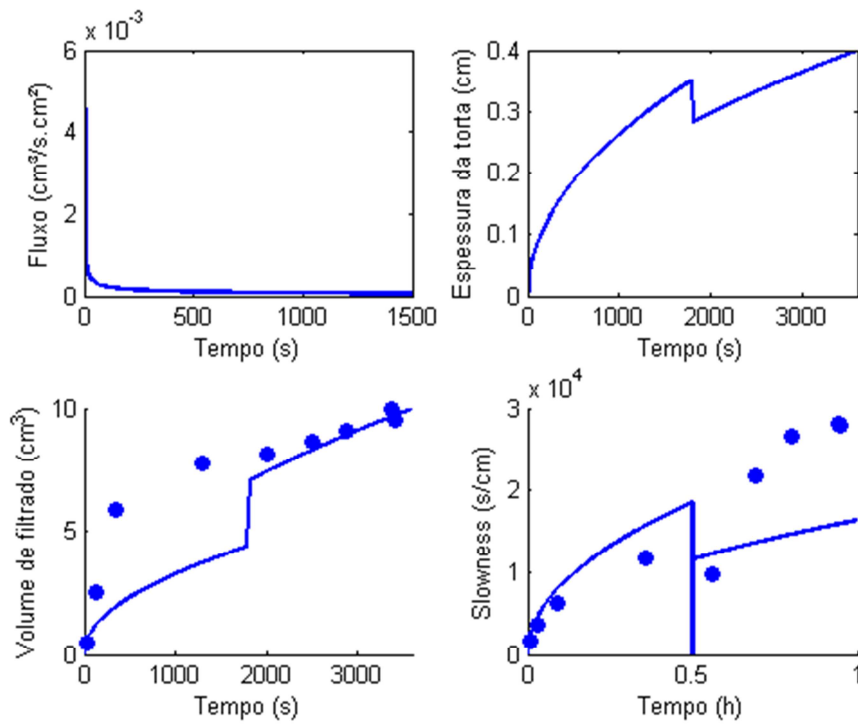


Figura 111. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 15, experimento 2. Fonte: Autor.

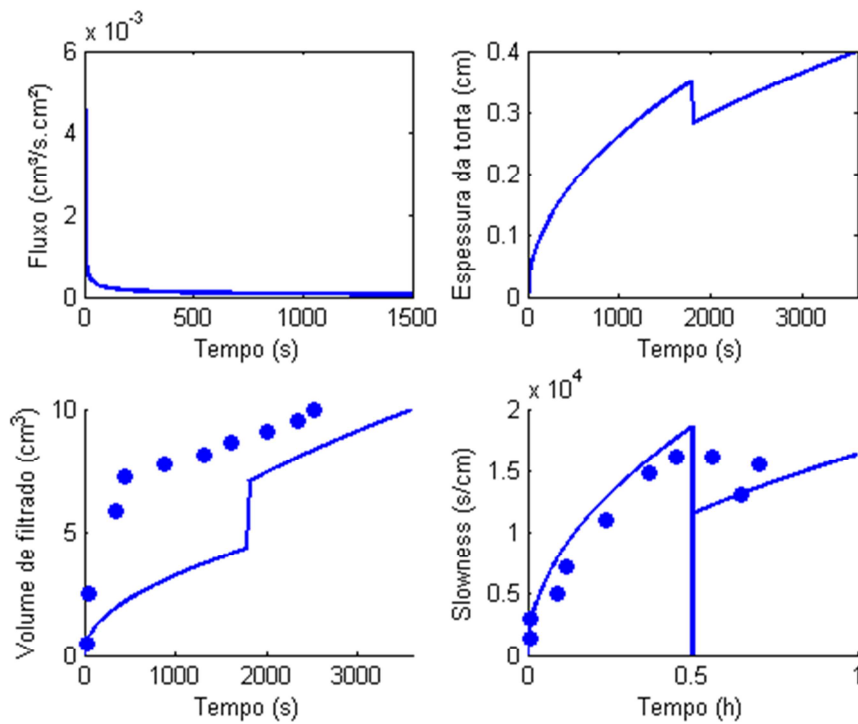


Figura 112. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 15, experimento 3. Fonte: Autor.

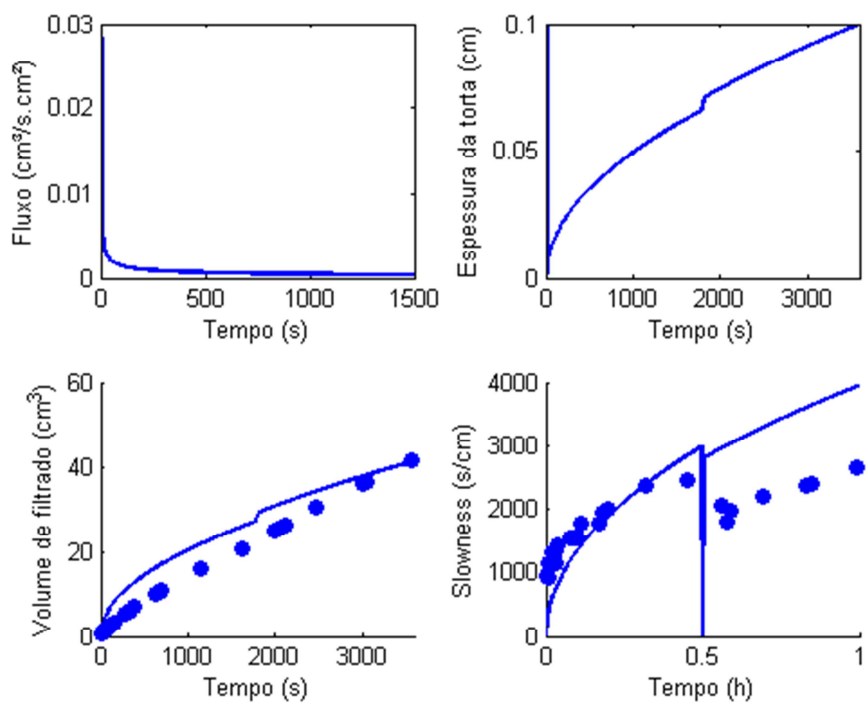


Figura 113. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 16, experimento 1. Fonte: Autor.

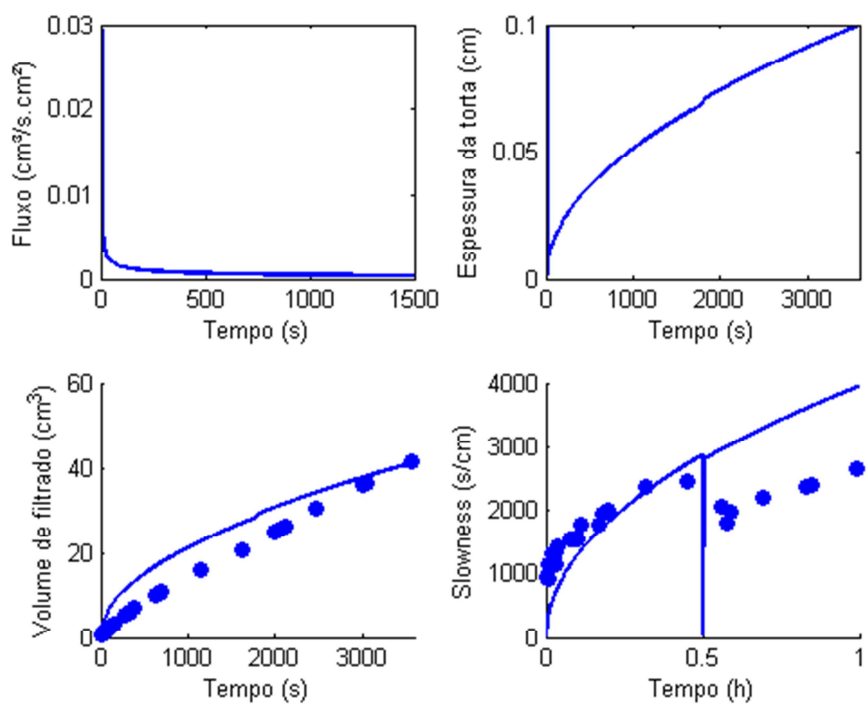


Figura 114. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 16, experimento 2. Fonte: Autor.

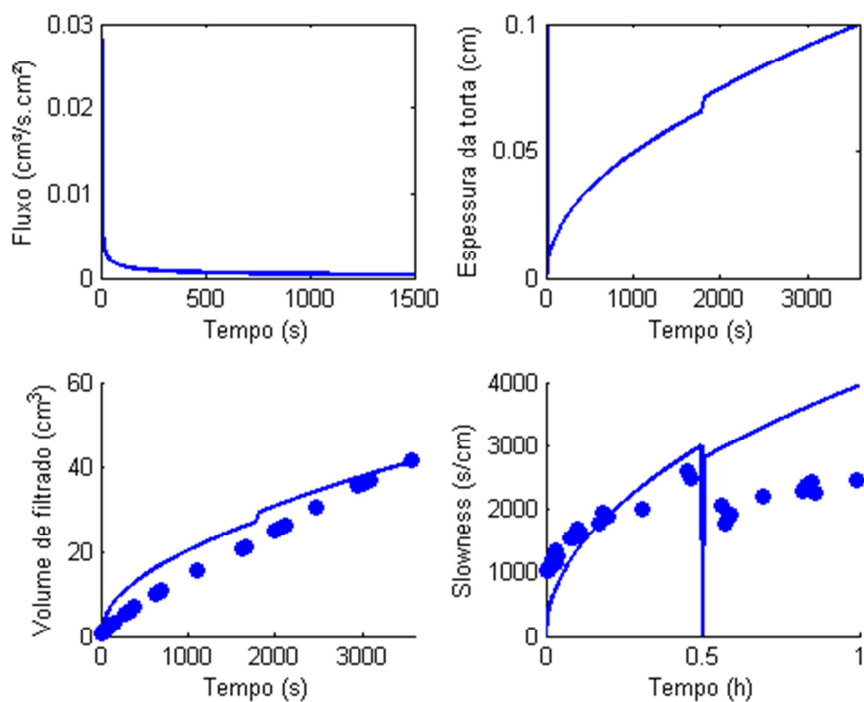


Figura 115. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 16, experimento 3. Fonte: Autor.

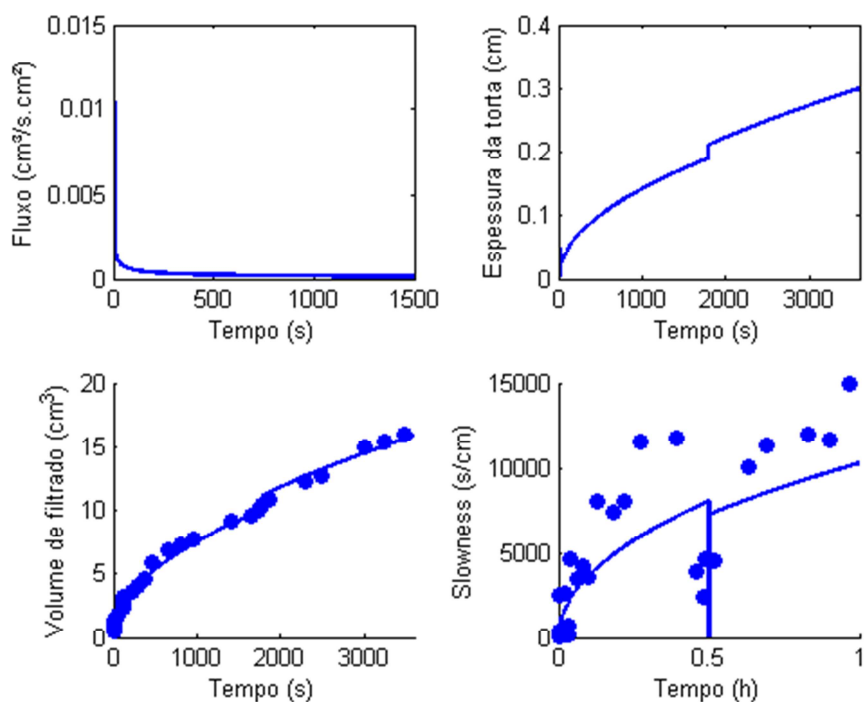


Figura 116. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 17, experimento 1. Fonte: Autor.

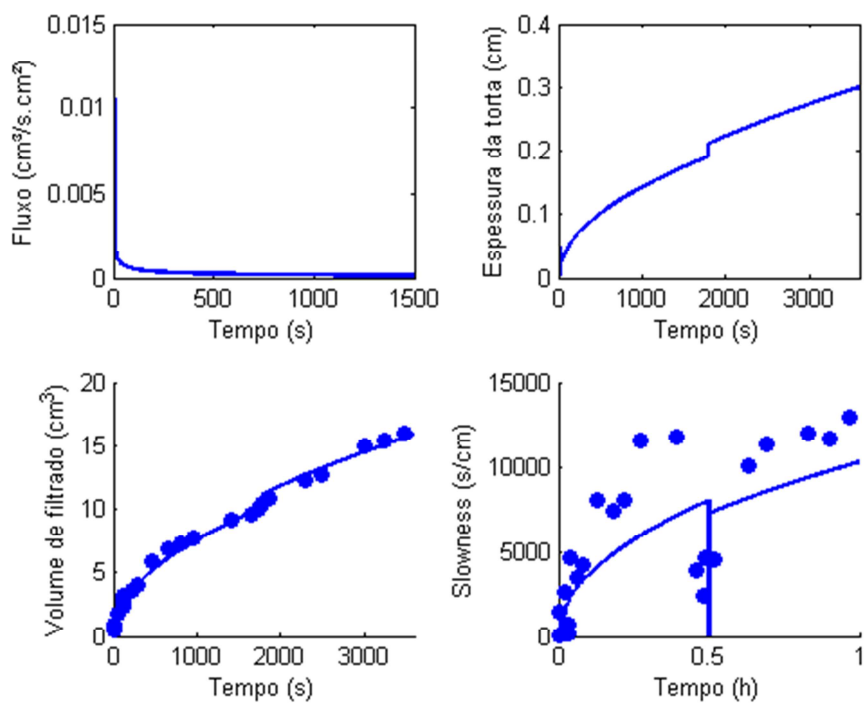


Figura 117. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 17, experimento 2. Fonte: Autor.

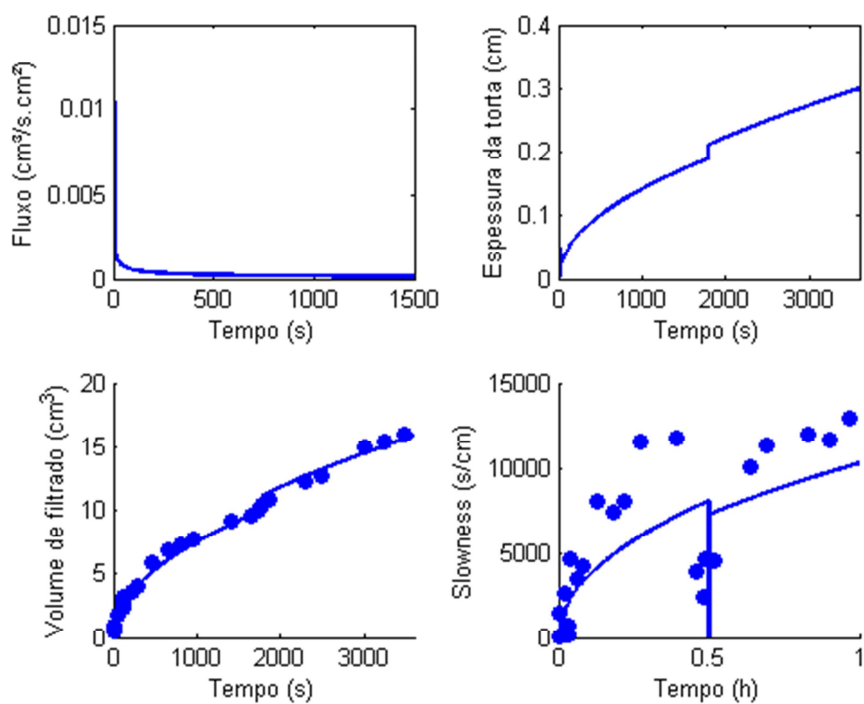


Figura 118. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 17, experimento 3. Fonte: Autor.

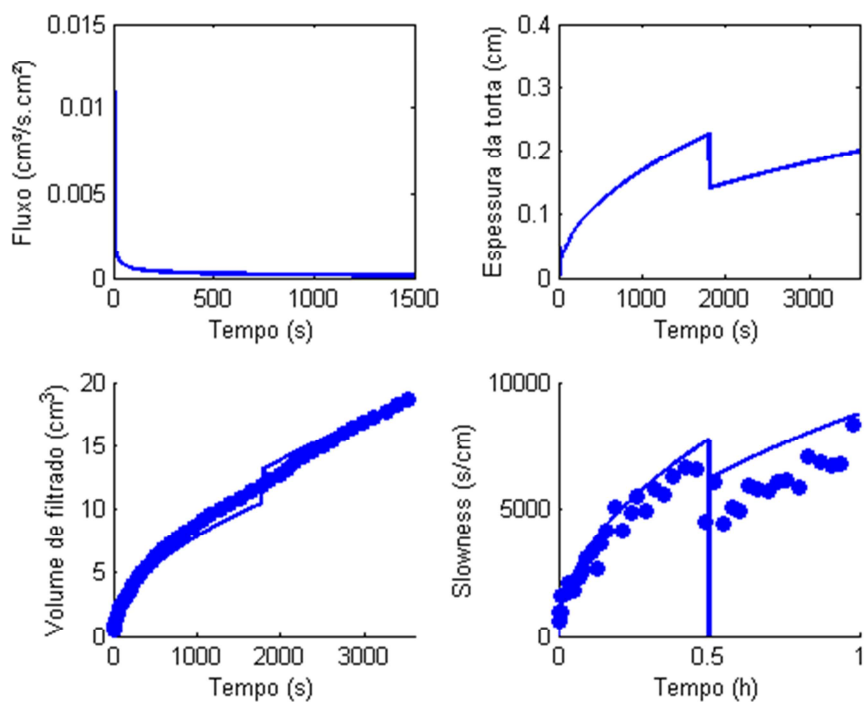


Figura 119. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 18, experimento 1. Fonte: Autor.

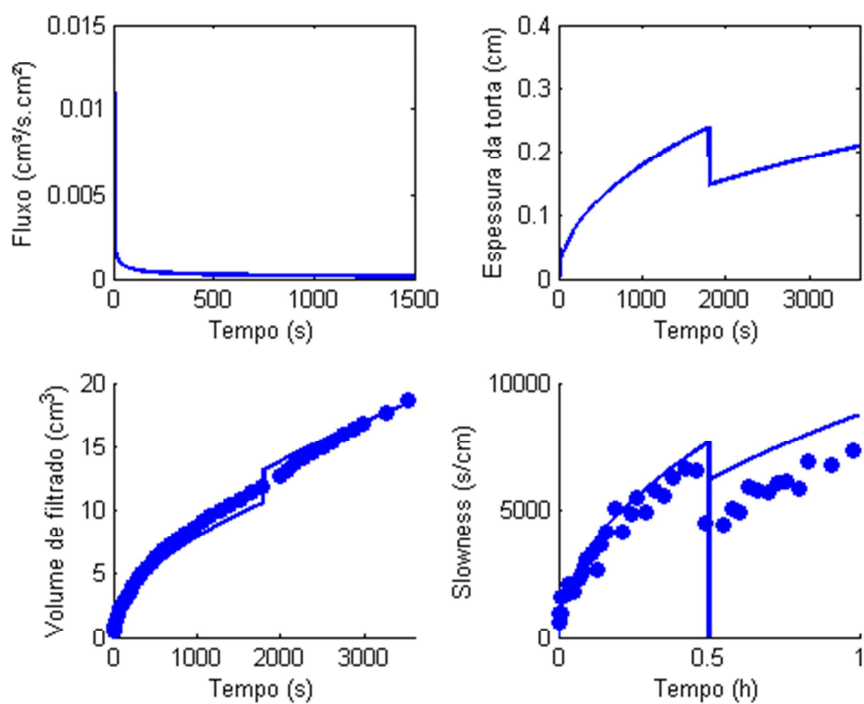


Figura 120. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 18, experimento 2. Fonte: Autor.

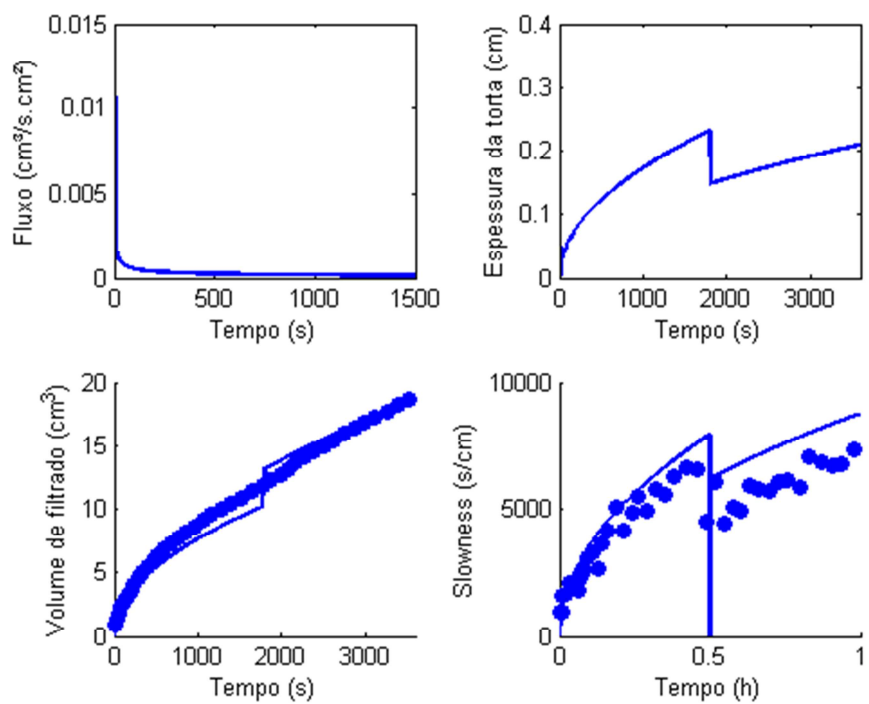


Figura 121. Curvas geradas na modelagem com o Fluido 18, experimento 3. Fonte: Autor.