

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

**DISSERTAÇÃO**

**ESTUDO DO ESCOAMENTO DE SUSPENSÕES E DA PERDA DE  
CARGA EM FRATURAS**

**OLÍVIO ALVES DUQUE NETO**

**Fevereiro, 2015**



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

**ESTUDO DO ESCOAMENTO DE SUSPENSÕES E DA PERDA DE  
CARGA EM FRATURAS**

**OLÍVIO ALVES DUQUE NETO**

Sob a Orientação de

**Luís Américo Calçada**

*e Co-orientação de*

**Cláudia Miriam Scheid**

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

Seropédica, RJ.  
Fevereiro de 2015

622.3382

D946e

T

Duque Neto, Olívio Alves, 1989-

Estudo do escoamento de suspensões e da perda de carga em fraturas / Olívio Alves Duque Neto. - 2015.

122 f.: il.

Orientador: Luís Américo Calçada.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química, 2015.

Bibliografia: f. 94-102.

1. Poços de petróleo - Perfuração - Teses. 2. Poços de petróleo - Perfuração - Controle de produção - Teses. 3. Lamas de perfuração - Teses. 4. Mecânica dos fluídos - Teses. 5. Engenharia química - Teses. I. Calçada, Luís Américo, 1966- II. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química. III. Título.

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

**OLÍVIO ALVES DUQUE NETO**

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 ...../...../.....

---

Luís Américo Calçada, D.Sc., DEQ/UFRRJ  
(Orientador)

---

Verônica Maria de Araújo Calado, D.Sc., DEQ/UFRRJ

---

Rui de Góes Casqueira, D.Sc., DEQ/UFRRJ

## AGRADECIMENTOS

Nenhum trabalho se realiza somente a duas mãos; foram muitos que direta ou indiretamente participaram da elaboração deste trabalho e me permitiram chegar ao fim (ou ao início) dessa jornada acadêmica.

Primeiramente, agradeço a Deus por me dar saúde, força, inteligência e todas as condições necessárias para que eu pudesse chegar até aqui.

Agradeço aos meus orientadores Luís Américo Calçada e Cláudia Mirian Scheid, pela oportunidade de trabalhar no LEF, pelo conhecimento que me passaram, por toda ajuda e apoio durante meu trabalho. Eu me lembrarei de vocês com muito carinho, pois o trabalho não foi fácil. Quem sabe um dia eu volte como colega.

Agradeço aos meus pais, Izaías Batista e Vera Lúcia de Almeida Duque Batista, por apoiarem e incentivarem minhas decisões e por me darem todo suporte de que eu precisei.

Agradeço ao meu irmão, João Batista Neto, que me orientou a seguir em frente e a nunca desistir.

Agradeço as minhas queridas tias e tios, avó e avô, pelas suas orações, por se preocuparem comigo e pelo incentivo que me deram.

Agradeço aos professores Luiz Augusto da Cruz Meleiro, Dilma Alves Costa, Fabíola Oliveira da Cunha e Rui de Góes Casqueira pelas contribuições dadas nos seminários e a todos os professores do DEQ que me transmitiram conhecimentos imprescindíveis para a minha formação. Muito obrigado.

Agradeço aos amigos e companheiros do Laboratório de Escoamento de Fluido (LEF), Carol, Vitor Bispo, Leandro Lutterbach, Andréia Ferraz, Marcos, Vanessa Ribeiro pela paciência. Sem esquecer do extrovertido Deividson, do famoso Felipe Eler, do grande Luis Avelar, além do talentoso Euan Rusano, pelas companhias agradáveis. Agradeço também, aos estagiários, Duan Gomes e Moacyr Nogueira Borges Filho, pelas ajudas sempre que foram necessárias.

Agradeço aos Engenheiros (a) do LEF, Sérgio Magalhães Filho, Eduardo Paraiso, Gabrielle Fontella e Frederico Belfort (*in memoriam*), pelas dicas, pelos conselhos e por todo suporte. Ao técnico em eletrotécnica, senhor Elias Pacheco, pela ajuda na montagem e desmontagem da unidade e nas modificações realizadas.

Agradeço à PETROBRAS e à Capes pelo apoio financeiro dado a esta pesquisa. Agradeço também, aos funcionários do CENPES/PETROBRAS, especialmente ao André Leibsohn Martins, ao Alex Tadeu de Almeida Waldmann, ao Elessandre Alves de Souza e ao Edgardo Aquiles Prado, pela ajuda que sempre ofereceram para o desenvolvimento deste trabalho, além do seus vastos conhecimentos na área. Muito obrigado.

Agradeço também a todos aqueles que anonimamente ou não em nossa história lutaram e lutam para que a educação seja pública, de qualidade e que seja um direito de todos.

Agradeço aos professores da banca examinadora pela atenção ao ler e ao estudar este trabalho e pelas contribuições dadas.

A todos estes minha mais sincera gratidão.

**Muito Obrigado!**

## RESUMO

DUQUE NETO, Olívio Alves. **Estudo do escoamento de suspensão e da perda de carga em fraturas**. 2014. 75p Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, Tecnologia Química). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2014.

A indústria de petróleo e gás tem feito grandes progressos no desenvolvimento de tecnologias e técnicas na perfuração de poços. No entanto, como novas fontes de hidrocarbonetos são encontrados em reservatórios, cada vez mais remotos e geologicamente complexos, a indústria continua a desenvolver novas tecnologias, para enfrentar os desafios de perfuração de poços que apresentam riscos de segurança e riscos econômicos para a viabilidade em longo prazo. Um dos desafios enfrentados pelas empresas de perfuração é combater à perda de circulação em formações carbonáticas naturalmente fraturadas, pois constitui um cenário comum na perfuração de poços do pré-sal. O combate à perda, pelo uso adequado de materiais de reforço de poços (WSM) e materiais de perda de circulação (LCM) é fundamental para uma perfuração de sucesso. Neste trabalho, desenvolveu-se um estudo experimental que tem como finalidade avaliar diferentes formas de partículas de calcários no combate à perda de circulação em fraturas. Foi utilizado um aparato experimental que simula o escoamento de fluidos em fraturas de 2 mm, 5 mm e 10 mm de espessura, cujo comprimento é de aproximadamente 1,5 metros em anulares de 12 ¼” e 8 ½”. Na caracterização dos fluidos (soluções e suspensões) foram determinadas as curvas de reologia, a densidade, a concentração de sólidos, a distribuição de tamanho das partículas e a análise de imagens das partículas. Verificou-se a influência dos diferentes polímeros e partículas na reologia dos fluidos. Com relação ao estudo do escoamento de fluidos nas fraturas, avaliaram-se diferentes condições de operação, incluindo vazão, pressão de bombeio, concentração de sólidos, forma dos sólidos (granulares e flocos) e a distribuição granulométrica no escoamento de fluidos e em alguns casos no selamento das fraturas. O calcário na forma granular não selou nenhuma das fraturas estudadas. Os materiais compostos por carbonato de cálcio na forma laminar à base de flocos (Solufakes) apresentaram maior dispersão na distribuição granulométrica e foram mais eficientes no selamento mesmo a baixas concentrações. Para as suspensões que não selaram as fraturas, determinou-se a perda de carga nas fraturas em função da vazão do fluido nas fraturas. Esta metodologia permite avaliar o escoamento das suspensões em fraturas.

**Palavras-chave:** Materiais de fortalecimento do poço (WSM's), materiais de controle de perda (LCM's), perda de circulação de fluido no poço, fluidos de perfuração Newtonianos e fluidos de perfuração não-Newtonianos.

## ABSTRACT

DUQUE NETO, Olívio Alves. **Study of the suspension flow head loss in fractures**. 2014. 75p Dissertation (Master in Chemical Engineering, Chemical Technology). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2014.

The oil and gas industry has made great progress in developing technologies and techniques in well drilling. However, as new sources of hydrocarbons are found in reservoirs, increasingly remote and geologically complex, the industry continues to develop technologies. To address the well drilling challenges that present security and economic risks to the long-term viability. A challenge posed by drilling companies is to combat loss of circulation in carbonate formations naturally fractured, as it is a common scenario in drilling the pre-salt wells. Combating loss, by the proper use of wellbore strengthening materials (WSM) and loss circulation materials (LCM) are fundamental to a successful drilling. This study sought to develop an experimental study that aims at evaluating different caps to combat loss of circulation in fractures. An experimental apparatus was used to simulate the fluid flow in fractures of 2 mm, 5 mm and 10 mm thick, whose length is approximately 1.5 meter in the annular 12 ¼" (311,15 mm) and 8 ½" (215.90 mm). For the characterization of fluids (suspensions and solutions) were determined rheology curves, the density, the concentration of solids, the particle size distribution and particle analyzing images. It has been the influence of the different polymers on the rheology of particle fluids. With regard to the study of fluid flow in the fracture was evaluated for different operating conditions, including flow rate, pump pressure, solids concentration of solid form (granules, flakes) and the particle size distribution in the fluid flow and some cases the sealing of the fractures. The limestone in granular form has not sealed any of the studied fractures. The materials composed of calcium carbonate in a laminar form based flakes (Solufakes) showed greater dispersion in particle size distribution and were more effective in sealing even at low concentrations. For suspensions that did not seal the fractures, we determined the pressure drop in function in fractures of fluid flow in fractures. This methodology allows to evaluate the flow of suspensions in fractures.

**Keywords:** wellbore strengthening materials (WSM's), lost circulation materials (LCM's), loss of circulation in the wellbore, Newtonian drilling fluids and non-Newtonian drilling fluids.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representação esquemática de fraturas em poço de perfuração. Fonte: Carson & Lin (1982). .....	15
Figura 2. Sistema de circulação de fluido. Fonte: Machado (2002). .....	17
Figura 3. Classificação dos fluidos de acordo com o comportamento reológico. Fonte: Schramm (2006). .....	20
Figura 4. a) Queda da viscosidade aparente (tixotrópicos); (b) Aumento da viscosidade aparente (reopéticos), durante cisalhamento constante ao longo do tempo. Fonte: Fox <i>et al.</i> (2010). .....	20
Figura 5. Diferentes comportamentos de materiais independentes do tempo sob cisalhamento, adaptado de Fox <i>et al.</i> (2010). .....	21
Figura 6. Ilustração típica do modelo de Herschell-Buckley. Adaptado de Schramm (2006). .....	23
Figura 7. Representação esquemática dos regimes de escoamento. Fonte: Paraiso (2011). .....	25
Figura 8. Representação esquemática da classificação da perda de circulação. Adaptada de Alsaba & Nygaard (2014). .....	27
Figura 9. Programa de gerenciamento de perda de circulação. Adaptado de Cook <i>et al.</i> (2012). .....	28
Figura 10. O reboco é formado depois da entrada das partículas maiores. A ponta é isolada da pressão do fluido (FBA), adaptado de Cook <i>et al.</i> (2012). .....	34
Figura 11. O reboco é formado junto às partículas maiores. A pressão do fluido se comunica com a ponta, propagando a fratura (FBO), adaptado de Cook <i>et al.</i> (2012). .....	35
Figura 12. Estratégica de fortalecimento do poço pelo método <i>Hoop Stress</i> , adaptado de Cook <i>et al.</i> (2012). .....	36
Figura 13 (A-D). A largura é construído através do isolamento da ponta com uma massa imóvel, de modo que a pressão pode ser aplicada. Adaptado de Dupriest (2005). .....	37
Figura 14. Desenho esquemático do SEF acoplado à unidade <i>on line</i> , adaptado de Magalhães <i>et al.</i> (2013). .....	41
Figura 15. Foto da unidade <i>on line</i> , juntamente com SEF. .....	42
Figura 16. Inversores de frequência. .....	42
Figura 17. Tanques de operação. .....	43
Figura 18. (A) Bomba helicoidal, (B) bomba centrífuga e (C) transdutor de pressão manométrico. ...	44
Figura 19. (A) Foto do medidor mássico, instalado na unidade. (B) Transmissor remoto modelo CMM01 (cabeça) e (C) medidor de vazão modelo RHM20 (corpo). .....	45
Figura 20. Esquema de circulação com fraturas. .....	45
Figura 21. (A) Geometrias a serem representados pelo experimento em 2D. (B) Seção retangular representativa das regiões anulares. .....	46
Figura 22. Visão geral do equipamento. .....	46
Figura 23. Posicionamento do SEF; (A) na posição vertical e (B) na posição horizontal de uma coluna de perfuração. .....	47
Figura 24. Visão interna do SEF; (A) antes da instalação e (B) depois da instalação .....	48
Figura 25. Modificação da válvula; (A) antes e (B) depois da instalação .....	48
Figura 26. Suporte do aparato experimental (A) e suporte hidráulico (B) e (C). .....	49
Figura 27. (A) Transdutor de pressão diferencial de selo remoto instalado no SEF. (B) Detalhamento do transdutor de pressão. Adaptado do Manual da SMAR (2013). .....	50
Figura 28. Ponto de medição: (A), (B) e (C) posicionado da saída da fratura; (D), (E) e (F) posicionado na entrada da fratura. .....	50
Figura 29. Interface gráfica do programa. .....	51
Figura 30. Equipamento <i>Cilas-1190 Líquido</i> . Fonte: “ <i>Cilas</i> ” (2014). .....	54
Figura 31. (A) Agitador Hamilton Beach ®. (B) viscosímetro Fann 35A e termostatizado Technal® Te-2005. .....	59
Figura 32. Retirada da amostra seca em triplicata dos 3 pontos diferentes .....	61
Figura 33. Formas de alumínio com fluido de perfuração. (A) calcário, (B) Soluflake fine e (C) Soluflake médium .....	62
Figura 34. Distribuição granulométrica do calcário. .....	64
Figura 35. Distribuição granulométrica do SF. .....	64
Figura 36. Distribuição granulométrica do SM. .....	65



Figura 37. Imagem do calcário, ampliação 10x. (A), (B), (C) e (D) são fotos do mesmo material .....	66
Figura 38. Imagem do SF, ampliação 10x. (A), (B), (C) e (D) são fotos do mesmo material. ....	66
Figura 39. Imagem do SM, ampliação 10x. (A), (B), (C) e (D) são fotos do mesmo material. ....	67
Figura 40. Tensão cisalhante versus taxa de deformação. ....	68
Figura 41. Tensão cisalhante versus taxa de deformação. ....	69
Figura 42. Tensão cisalhante versus taxa de deformação. ....	70
Figura 43. Tensão cisalhante versus taxa de deformação. ....	71
Figura 44. Tensão cisalhante versus taxa de deformação. ....	72
Figura 45. Tensão cisalhante versus taxa de deformação. ....	72
Figura 46. Tensão cisalhante versus taxa de deformação .....	73
Figura 47. Tensão cisalhante versus taxa de deformação .....	73
Figura 48. Dinâmica de abertura e fechamento da fratura de 2 mm no anular 12 ¼”.....	76
Figura 49. Dinâmica de abertura e fechamento da fratura de 10 mm no anular 12 ¼”.....	77
Figura 50. Período de plugueamento do SM na fratura de 10mm no anular de 12 ¼”.....	78
Figura 51. Compressão do colchão ( <i>squeeze</i> ) na fratura de 10mm no anular 12 ¼”.....	78
Figura 52. Dinâmica de abertura e fechamento da fratura de 10 mm no anular 12 ¼”.....	79
Figura 53. Compressão do colchão ( <i>squeeze</i> ) na fratura de 10 mm no anular 12 ¼”.....	80
Figura 54. Período de plugueamento do SFM na fratura de 10 mm no anular de 12 ¼”.....	80
Figura 55. Dinâmica de abertura e fechamento da fratura de 10 mm no anular 12 ¼”.....	81
Figura 56. Período de plugueamento do SF na fratura de 10 mm no anular 12 ¼”.....	82
Figura 57. Compressão do colchão ( <i>squeeze</i> ) na fratura de 10 mm no anular 12 ¼”.....	83
Figura 58. Calcário; (A) antes do ataque. (B) sendo submetido a um ataque ácido.....	83
Figura 59. Soluflake Fine; (A) antes do ataque. (B) sendo submetido a um ataque ácido.....	84
Figura 60. Soluflake Medium; (A) antes do ataque. (B) sendo submetido a um ataque ácido. ....	84
Figura 61. Perda de carga da fratura nos anulares 12 ¼” em função da vazão na fenda de 10 mm.....	85
Figura 62. Perda de carga da fratura nos anulares 12 ¼” em função da vazão na fenda de 10 mm.....	85
Figura 63. Perda de carga da fratura nos anulares 12 ¼” em função da vazão na fenda de 10 mm.....	86
Figura 64. Perda de carga da fratura nos anulares 12 ¼” em função da vazão na fenda de 10 mm.....	86
Figura 65. Dinâmica de abertura e fechamento da fratura de 10 mm no anular 12 ¼”.....	87
Figura 66. Esquema de fluxo no anular 12 ¼”. Perda de circulação equivalente a 364 bbl/h. ....	88
Figura 67. Perda de carga em função do quadrado da velocidade para água pura escoando na fenda de 10 mm.....	89
Figura 68. Perda de carga em função do quadrado da velocidade para solução de goma xantana em água escoando na fenda de 10 mm. ....	89
Figura 69. Perda de carga em função do quadrado da velocidade para solução de amido em água escoando na fenda de 10 mm. ....	90
Figura 70. Perda de carga em função do quadrado da velocidade para solução de amido em água escoando na fenda de 10 mm. ....	90
Figura 71. Perda de carga em função do quadrado da velocidade para suspensão de goma xantana e calcário em água escoando na fenda de 10 mm. ....	91
Figura 72. Análise de distribuição de partículas do Calcário.....	104
Figura 73. Análise de distribuição de partículas do SF.....	105
Figura 74. Análise de distribuição de partículas do SM.....	106

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Descrição da legenda encontrada na Figura 14. ....	41
Tabela 2. Níveis utilizados no planejamento experimental para fluidos brancos. ....	52
Tabela 3. Planejamento fatorial das soluções. ....	53
Tabela 4. Níveis utilizados no planejamento experimental das suspensões. ....	53
Tabela 5. Planejamento fatorial, para os LCM's. ....	54
Tabela 6. Classificação dos fluidos Newtoniano e não-Newtoniano. ....	55
Tabela 7. Condição de fluxo da água (pura) na vazão de 1,0 m <sup>3</sup> /h. ....	56
Tabela 8. Condição de fluxo da solução de GX na vazão de 1,0 m <sup>3</sup> /h. ....	56
Tabela 9. Condição de fluxo da solução de Amido na vazão de 1,0 m <sup>3</sup> /h. ....	57
Tabela 10. Condição de fluxo da solução de GX e Amido na vazão de 1,0 m <sup>3</sup> /h. ....	57
Tabela 11. Condição de fluxo da suspensão do calcário em GX na vazão de 1,0 m <sup>3</sup> /h. ....	58
Tabela 12. Condição de fluxo da suspensão (SF, SFM e SM) de GX na vazão de 3,0 m <sup>3</sup> /h. ....	58
Tabela 13. Constantes do viscosímetro FANN 35A. ....	60
Tabela 14. Parâmetros obtidos na caracterização dos sólidos. Fonte autor. ....	65
Tabela 15. Dados reológicos obtidos para o ajuste dos dados experimentais. ....	74
Tabela 16. pH, Densidade e Cs dos fluidos Newtonianos e não-Newtonianos. ....	75
Tabela 17. Valores de coeficiente angular obtidos com os dados típicos apresentados nas Figuras de 67 a 71. ....	91
Tabela 18. Ângulo de deflexão em diferentes velocidades de rotação. ....	107
Tabela 19. Dados de Tensão cisalhante e taxa de deformação. ....	108
Tabela 20. Dados de Tensão cisalhante e taxa de deformação. ....	108
Tabela 21. Dados de Tensão cisalhante e taxa de deformação. ....	108
Tabela 22. Dados de Tensão cisalhante e taxa de deformação. ....	108
Tabela 23. Dados de Tensão cisalhante e taxa de deformação. ....	109
Tabela 24. Dados de Tensão cisalhante e taxa de deformação. ....	109
Tabela 25. Dados de Tensão cisalhante e taxa de deformação. ....	109
Tabela 26. Dados experimentais da Água (pura) na fratura de 2 mm do anular 12 ¼". ....	110
Tabela 27. Dados experimentais da Água (pura) na fratura de 5 mm do anular 12 ¼". ....	110
Tabela 28. Dados experimentais da Água (pura) na fratura de 10 mm do anular 12 ¼". ....	111
Tabela 29. Dados experimentais da Água (pura) na fratura de 2 mm do anular 8 ½". ....	111
Tabela 30. Dados experimentais da Água (pura) na fratura de 5 mm do anular 8 ½". ....	112
Tabela 31. Dados experimentais da Água (pura) na fratura de 10 mm do anular 8 ½". ....	112
Tabela 32. Dados experimentais da solução do Amido na fratura de 2 mm do anular 12 ¼". ....	113
Tabela 33. Dados experimentais da solução do Amido na fratura de 5 mm do anular 12 ¼". ....	113
Tabela 34. Dados experimentais da solução do Amido na fratura de 10 mm do anular 12 ¼". ....	114
Tabela 35. Dados experimentais da solução do Amido na fratura de 2 mm do anular 8 ½". ....	114
Tabela 36. Dados experimentais da solução do Amido na fratura de 5 mm do anular 8 ½". ....	115
Tabela 37. Dados experimentais do Amido na fratura de 10 mm do anular 8 ½". ....	115
Tabela 38. Dados experimentais da solução de GX na fratura de 2 mm do anular 12 ¼". ....	116
Tabela 39. Dados experimentais da solução de GX na fratura de 5 mm do anular 12 ¼". ....	116
Tabela 40. Dados experimentais da solução de GX na fratura de 10 mm do anular 12 ¼". ....	117
Tabela 41. Dados experimentais da solução de GX e amido na fratura de 2 mm do anular 12 ¼". ....	117
Tabela 42. Dados experimentais da solução de GX e amido na fratura de 5 mm do anular 12 ¼". ....	117
Tabela 43. Dados experimentais da solução de GX e amido na fratura de 10 mm do anular 12 ¼". ....	118
Tabela 44. Dados experimentais da solução de GX e amido na fratura de 2 mm do anular 8 ½". ....	118
Tabela 45. Dados experimentais da solução de GX e amido na fratura de 5 mm do anular 8 ½". ....	119
Tabela 46. Dados experimentais da solução de GX e amido na fratura de 10 mm do anular 8 ½". ....	119
Tabela 47. Dados experimentais da suspensão de GX e calcário na fratura de 2mm do anular 12 ¼". ....	120
Tabela 48. Dados experimentais da suspensão de GX e calcário na fratura de 10 mm do anular 12 ¼". ....	121

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1. Classificação de perda de circulação, adaptado de Andrade & Moura (2012) e Oliveira <i>et al.</i> (2013).....	26
Quadro 2. Exemplo LCM's fibrosos.....	29
Quadro 3. Exemplo de LCM's flocosos.....	30
Quadro 4. Exemplo LCM's granulares.....	31
Quadro 5. Exemplo LCM's combinados.....	31
Quadro 6. Exemplo LCM's solúveis.....	32
Quadro 7. Exemplo LCM's para <i>squeeze</i> elevado.....	33
Quadro 8. Exemplo LCM's hidratáveis.....	33
Quadro 9. Componentes do fluidos de perfuração à base água.....	52

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

API	do inglês <i>American Petroleum Institute</i> ;
API	Instituto Americano de Petróleo
DEA-13	do inglês <i>Drilling Engineering Association</i>
DTP	Distribuição de tamanho de partículas
FPR	do inglês <i>fracture Propagation Resistance</i>
FPR	Resistência à propagação de fratura
HFLS	do inglês <i>high fluid loss LCM's squeezes</i>
HFLS	<i>Squeezes</i> de LCM's em elevada perda de fluido
IADC	do inglês <i>Internacional Association of Drilling Contractors</i>
JIP	do inglês <i>Joint Industry Project</i>
LCM	do inglês <i>lost circulation material</i>
LCM	Materiais de controle de perda
MCP	Material de combate a perda
NPT	do inglês <i>no production time</i>
NPT	Tempo não produtivo
OBF	do inglês <i>oil based fluid</i>
OBF	Fluido base óleo (FBO)
RF	Raio da fratura
ROP	do inglês <i>drilling rate of penetration</i>
ROP	Taxa de penetração
RT	Raio da torta
RP	Raio da ponta
SBF	do inglês <i>synthetic based fluid</i>
SBF	Fluido base sintético (FBS)
SEF	Simulador de escoamento em fraturas
WBF	do inglês <i>water based fluid</i>
WBF	Fluido base água (FBA)
WSM	do inglês <i>wellbore strengthening materials</i>
WSM	Materiais de fortalecimento do poço

## LISTA DE SÍMBOLOS

### Caracteres Latinos

$k$	Índice de consistência do fluido.	(Pa.s <sup>n</sup> )
$n$	Índice de comportamento do fluido.	(adim.)
$\langle v \rangle$	Velocidades médias.	(m/s)
$P$	Pressão.	(psi)
$h_t$	Somatórios das perdas	(Pa)
$h_d$	Perda distribuída	(Pa)
$h_s$	Perda localizada	(Pa)
$g$	Aceleração da gravidade.	(m/s <sup>2</sup> )
$z_1$ e $z_2$	Cotas nos pontos 1 e 2.	(adim.)
$K$	Coefficiente de perda	(adim.)
$\Delta P$	Variação de pressão.	(psi)
$f_d$	Fator de atrito de Darcy	(adim.)
$f$	Fator de atrito de Fanning	(adim.)
$D$	Diâmetro da tubulação.	(m)
$D_H$	Diâmetro hidráulico.	(m)
$L$	Comprimento da seção reta.	(m)
$Re$	Número de Reynolds.	(adim.)
$A$	Área da fratura.	(m <sup>2</sup> ).
$R_H$	Raio hidráulico.	(m).

### Caracteres Gregos

$\tau$	Tensão de cisalhamento.	(Pa)
$\tau_0$	Limite de escoamento ou tensão crítica.	(Pa)
$\gamma$	Taxa de deformação.	(s <sup>-1</sup> )
$\mu$	Viscosidade dinâmica do fluido.	(Pa.s)
$\rho$	Massa específica.	(g/cm <sup>3</sup> )

### Índices Inferiores

$x$	Referente à derivada com relação ao eixo $x$ .
$Y$	Referente à derivada com relação ao eixo $y$ .

### Conversão de unidades

1 libra (lbm)	453,59 gramas
1 lbm	1 pounds (pdl)
1 barril (bbl)	163650 cm <sup>3</sup>
1 galão (gal)	3785,41 cm <sup>3</sup>
1 pounds per barrel (ppb)	2,85 kg/m <sup>3</sup>
1 ppb	1 lbm/bbl
1 bar	14,50368 psi
1 Ampère (A)	1000 Miliampère (mA)

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
<b>1.1</b>	<b>Organização do trabalho .....</b>	<b>16</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>17</b>
<b>2.1</b>	<b>Fluidos de Perfuração .....</b>	<b>17</b>
2.1.1	Funções e características do fluido de perfuração .....	18
2.1.2	Composição dos fluido de perfuração .....	18
<b>2.2</b>	<b>Fundamentação da Reologia .....</b>	<b>19</b>
2.2.1	Dependentes do tempo .....	20
2.2.2	Independentes do tempo .....	21
2.2.3	Viscoelásticos .....	21
2.2.4	Modelos reológicos .....	21
<b>2.3</b>	<b>Balanco de Energia no Escoamento de Fluidos .....</b>	<b>23</b>
2.3.1	Coefficiente de perda de carga localizada ( $h_s$ ) .....	23
2.3.2	Coefficiente de perda de carga distribuída ( $h_d$ ) .....	24
<b>2.4</b>	<b>Crítérios de Transição entre os Regimes de Escoamento .....</b>	<b>24</b>
<b>2.5</b>	<b>Perda de Circulação .....</b>	<b>26</b>
2.5.1	Materiais para combater à perda de circulação .....	29
2.5.1.1	Materiais fibrosos .....	29
2.5.1.2	Materiais em forma de flocos: .....	30
2.5.1.3	Materiais granulares: .....	30
2.5.1.4	Combinação de materiais: .....	31
2.5.1.5	LCM's solúveis .....	32
2.5.1.6	Squeezes elevado para perda de fluido LCM's .....	32
2.5.1.7	Hidratáveis e Nanopartículas .....	33
2.5.2	Técnicas para prevenir as perdas de circulação .....	33
2.5.2.1	Resistência à propagação de fratura (Fracture Propagation Resistance_FPR) .....	33
2.5.2.2	Gaiola de tensão (Hoop Stress / Stress cage): .....	35
2.5.2.3	Tensão de fechamento de fratura (Fracture Closure Stress _ FCS): .....	36
2.5.2.4	Isolamento do poço (Wellbore isolation): .....	37
2.5.3	Característica para um LCM/WSM efetivo .....	37
2.5.4	Problemas e soluções relacionadas com à perda de circulação .....	38
2.5.4.1	Tubo preso (Pipe Sticking) .....	38
2.5.4.2	Instabilidade no poço .....	38
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>	<b>40</b>
<b>3.1</b>	<b>Descrição da Unidade Experimental .....</b>	<b>40</b>
3.1.1	Inversor de frequência e medidor de nível .....	42
3.1.2	Tanques e agitadores da unidade .....	43
3.1.3	Bomba e transdutor de pressão manométrica .....	43
3.1.4	Medidor de vazão mássica e Transmissor de temperatura .....	44
<b>3.2</b>	<b>Aparato experimental (SEF) .....</b>	<b>45</b>
3.2.1	Modificação da configuração original do SEF .....	47
3.2.2	Transdutores de pressão diferencial com selo remoto no SEF .....	49
3.2.3	Software "Fraturometro" da unidade .....	51
<b>3.3</b>	<b>Metodologia Experimental .....</b>	<b>51</b>
3.3.1	Materiais de combate à perda .....	51
3.3.2	Planejamento Experimental .....	52
3.3.3	Caracterização do tamanho e forma dos agentes obturantes .....	54
3.3.4	Preparação dos fluidos .....	55
3.3.4.1	Ensaio no simulador de Escoamento em Fratura (SEF) .....	56
3.3.4.2	Ensaio Reológico .....	59
3.3.5	Concentração de Sólidos e Fração Volumétrica de Sólidos .....	60
3.3.6	Solubilidade e cinética em meio ácido .....	62
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>63</b>

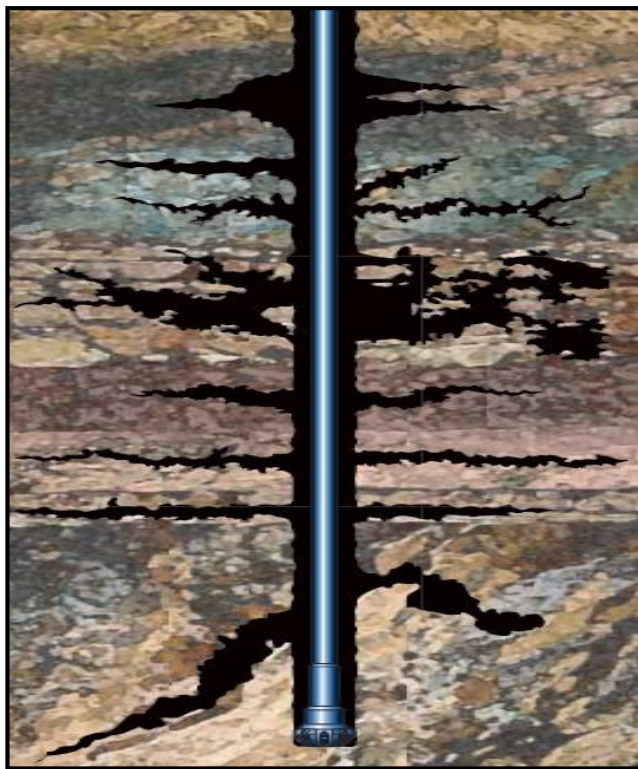
<b>4.1</b>	<b>Caracterização de tamanho das partículas</b> .....	<b>63</b>
<b>4.2</b>	<b>Análise de imagens</b> .....	<b>65</b>
<b>4.3</b>	<b>Avaliação do comportamento reológico</b> .....	<b>67</b>
4.3.1	Soluções de polímeros (GX e Amido) em água industrial. ....	68
4.3.2	Suspensões de materiais particulados (SF, SM, SFM e CaCO <sub>3</sub> ) em polímero (GX). ....	69
4.3.3	Suspensões de materiais particulados (SF, SM, SFM e CaCO <sub>3</sub> ) em polímero (Amido).....	71
4.3.4	Suspensões de materiais particulados (SF, SM, SFM e CaCO <sub>3</sub> ) em polímero (GX e Amido) 72	
4.3.5	Ajustes dos parâmetros dos modelos reológicos .....	74
<b>4.4</b>	<b>Densidade, concentração de sólidos e temperatura</b> .....	<b>75</b>
<b>4.5</b>	<b>Dados do simulador de escoamento em fratura (SEF)</b> .....	<b>75</b>
4.5.1	Avaliação do Calcário .....	75
4.5.2	Avaliação do Soluflake Medium (SM) .....	76
4.5.3	Avaliação do Soluflake Fine e Medium .....	79
4.5.4	Soluflake Fine .....	81
4.5.5	Tempo médio de ataque dos materiais particulados por HCl (15%) .....	83
4.5.6	Avaliação da perda de carga nas fraturas .....	84
<b>4.5</b>	<b>Magnitude da perda de circulação pela fratura de 10 mm</b> .....	<b>86</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>92</b>
<b>6</b>	<b>SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS</b> .....	<b>93</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>94</b>
	<b>ANEXOS</b> .....	<b>103</b>

## 1 INTRODUÇÃO

No campo da engenharia de petróleo, a perfuração de poços mostra-se como uma área que está em constante evolução, de modo que técnicas já conhecidas são cada vez mais aprimoradas e novas tecnologias são buscadas para se adaptarem às diversas condições que vêm sendo encontradas durante a perfuração de um poço, essencialmente em poços *offshore*.

Martins (2004) e Waldmann *et al.* (2014) enfatizam que, durante uma operação de perfuração, quando um diferencial de pressão positivo do poço para a formação acontece, podem ocorrer perdas de fluido. Este fenômeno é intensificado quando estão presentes zonas fraturadas e o efeito pode ser ainda maior se durante as operações de perfuração são encontradas redes de fraturas interligadas o que dificulta ainda mais as possibilidades de tamponamento das mesmas. A Figura 1 representa vários tipos de fraturas encontradas durante uma perfuração.

Perda de circulação é um dos problemas mais críticos durante a perfuração de petróleo e gás, causando *rig down time* (NPT – tempo não-produtivo) que influencia diretamente no custo total da operação. Operações de perfuração e cimentação mal sucedidas são eventos frequentes, especialmente em reservatórios fraturados. Medidas preventivas e corretivas são usadas para mitigar à perda de circulação, incluindo a injeção de material particulado grosso, fluidos e resinas géis (WALDMANN *et al.*, 2014). A utilização desses materiais aumenta o custo de uma perfuração. No entanto, com a redução de problemas causados pelo uso desses materiais particulados, o custo final do poço fica reduzido, resultando em menor impacto no NPT (ALSABA; NYGAARD, 2014).



**Figura 1.** Representação esquemática de fraturas em poço de perfuração.

Fonte: Carson & Lin (1982).



A motivação deste trabalho baseia-se em combater à perda de circulação que representa uma média de 10% dos custos totais em poços de geopressões e, muitas vezes responde por mais de 20% dos custos em poços exploratórios e campos em desenvolvimento. Custos do poço, por sua vez, representam 35-50% dos custos totais de capital de um projeto típico geotérmica. Portanto, cerca de 3,5-10% dos custos totais podem ser atribuídos à perda de circulação (CARSON & LIN,1982; Finger & Blankenship,2010).

Dentro desse contexto, o presente trabalho tem por objetivo estudar o escoamento de suspensões e o selamento de fraturas em um simulador físico, denominado de Simulador de Escoamento em Fraturas (SEF) que demonstre fisicamente o seu mecanismo de operação para caracterizar a eficiência dos efeitos dos materiais particulados no combate à perda de circulação, por meio do selamento das fraturas. Dessa forma, para este estudo, foram utilizadas soluções poliméricas, materiais particulados sólidos e materiais de combate à perda de circulação (calcário na forma granular e carbonato de cálcio na forma de flocos).

## **1.1 Organização do trabalho**

O Capítulo 2 apresenta uma revisão da literatura, traçando um panorama geral sobre o processo de perfuração, dos fluidos de perfuração e de seu comportamento reológico. Ainda neste capítulo faz-se uma breve descrição da perda de circulação que vem ocorrendo em poços de petróleo, e os principais materiais utilizados e métodos empregados para combater à perda de circulação. Esse conhecimento tem um impacto direto na produtividade de um poço;

O Capítulo 3 detalha a unidade experimental (SEF) utilizada para avaliar à perda de carga dos materiais particulados no selamento de fraturas, além da metodologia experimental empregada no desenvolvimento da pesquisa.

O Capítulo 4 apresenta as discussões dos resultados e utiliza como ferramentas gráficos e tabelas a fim de embasar as observações.

O Capítulo 5 relata as conclusões sobre os resultados obtidos no decorrer deste estudo.

O Capítulo 6 reúne sugestões para trabalhos futuros.

O Capítulo 7 apresenta as referências bibliográficas utilizadas.

No Capítulo 8, estão expostos os Anexos: o Anexo A1 - caracterização dos materiais utilizados, o Anexo A2 e A3 - dados obtidos no viscosímetro, o Anexo B - resultados do SEF e o Anexo C - relato de alguns estudos de caso realizados em conjunto com a PETROBRAS.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Fluidos de Perfuração

Conforme Bourgoyne *et al.* (1991) e Thomas (2004), na perfuração rotativa, as rochas são perfuradas pela ação de fricção, corte e esmagamento devido aos efeitos combinados do peso da coluna de perfuração aplicado sobre a broca e da sua rotação sobre a formação rochosa. Os fragmentos da rocha são removidos continuamente pela circulação de fluido de perfuração ou lama, e por sua vez, o fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração por meio da cabeça de injeção, passando pelos jatos existentes na broca até à superfície, por meio do espaço anular formado pela parede do poço e a coluna de perfuração. À medida que a rocha vai sendo esmerilhada e os cascalhos gerados são retirados e armazenados em tanques, há o aprofundamento do poço. A Figura 2 representa um sistema típico de circulação de fluido.

Segundo Finger & Blankenship (2010), o sistema de fluido de perfuração, vulgarmente conhecido como o "sistema de lama" (mistura de água e argila), é o único componente do processo de construção de poço que permanece em contato diretamente com o mesmo durante toda a operação de perfuração, concebido e formulado para executar de forma eficiente sob condições esperadas do poço.

Diferentes tipos de fluidos são utilizados de maneira adequada para as diversas fases da perfuração de um poço *offshore*. Nas fases iniciais de uma perfuração, o método empregado é perfurar sem retorno, com água do mar ou água com argila, quando são requeridas maiores densidades. Trechos mais extensos são perfurados normalmente com fluidos à base de óleo sintéticos que conferem poder de lubricidade e pouca reatividade com formações argilosas. Já em rochas reservatórias, são perfurados com famílias de fluido *drill-in*, constituídos por soluções poliméricas salinas com agentes tamponadores da formação, conhecidos como obturantes (MARTINS, 2004).

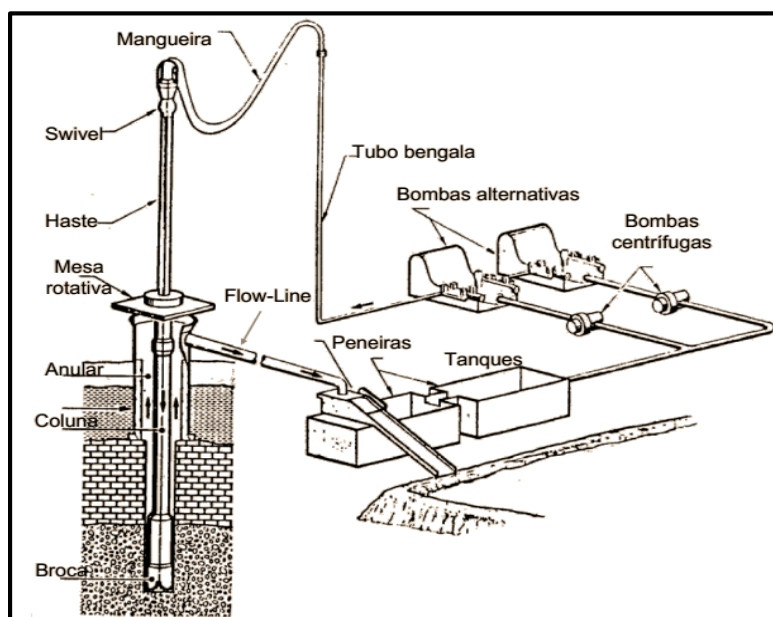


Figura 2. Sistema de circulação de fluido. Fonte: Machado (2002).

Avanços na tecnologia de fluido de perfuração tornaram possível a implementação de um sistema de custo-benefício eficaz. Segundo Falcão *et al.* (2009) um sistema de perfuração corretamente formulado e bem conservado pode contribuir para a contenção de custos durante a operação de perfuração, aumentando a taxa de penetração (ROP), protegendo o reservatório de danos desnecessários, minimizando o potencial para à perda de circulação e estabilizando o poço durante intervalos estáticos.

### 2.1.1 Funções e características do fluido de perfuração

Muitas exigências foram impostas ao fluido de perfuração. Historicamente, o primeiro objetivo do fluido de perfuração era servir como um veículo de remoção de cascalhos do poço. Entretanto, conforme os autores Growcock *et al.* (2005) e Thomas (2004), existem diversas características para fluidos de perfuração, as quais estão listadas a seguir:

As principais são:

- Ser estável quimicamente;
- Ser facilmente separado dos cascalhos na superfície;
- Aceitar qualquer tratamento, físico e químico;
- Ser bombeável;
- Ter baixo grau de corrosão e abrasão;
- Facilitar interpretações geológicas;
- Sustentar as paredes do poço evitando o seu desmoronamento;
- Exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis (*kick*);

As principais funções do fluido são:

- Transportar o cascalho desde a broca até a superfície;
- Suportar as paredes do poço;
- Controlar a pressão da formação;
- Resfriar e lubrificar a broca e coluna de perfuração;
- Manter os cascalho em suspensão;
- Transmitir potência hidráulica para a broca;
- Permitir a separação dos cascalhos;
- Evitar dano à formação produtora;
- Proteger os equipamentos utilizados no poço;
- Evitar dano ao meio ambiente.

### 2.1.2 Composição dos fluido de perfuração

Segundo Darley & Gray (1988), os fluidos de perfuração são classificados de acordo com sua base:

- a) **Aquosos** – São os fluido à base de água (WBF, *water based fluid*): Dessa forma, as partículas sólidas são suspensas em água doce, do mar ou salmoura. O óleo pode ser emulsionado em água, caso em que a água é denominada de fase contínua.
- b) **Não Aquosos** – São os fluido à base de óleo ou sintéticos (OBF, *oil based fluid*) ou (SBF, *synthetic based fluid*): Assim, as partículas sólidas são suspensas no óleo. Água ou salmoura é emulsionada em óleo, isto é, o óleo é a fase contínua.
- c) **Gasosas** – São os fluidos de base ar, gás (nitrogênio), névoa ou espuma; São os chamados fluidos pneumáticos.

Segundo Mason (2003), os WBFs são utilizados para perfurar aproximadamente 80% de todos os poços, pois são considerados menos caros do que os OBFs ou SBFs. Os OBFs e SBFs, também conhecidos como sistema inverter-emulsão, a proporção da percentagem de óleo (fase externa ou contínua) com a percentagem de água, principalmente a salmoura (fase interna), é na ordem de 70/30 a 90/10. Os OBFs são formulados com o gasóleo, o óleo mineral, ou olefinas, e parafinas lineares de baixa toxicidade. As olefinas e parafinas são muitas vezes referidas como "sintéticos" (SBFs), embora algumas sejam derivadas da destilação de petróleo bruto ou são sintetizadas quimicamente a partir de moléculas mais pequenas.

De acordo com Lynos (2001), o uso de fluidos pneumáticos (baixa densidade) é mais aplicado em área onde a pressão de formação é relativamente baixa e o risco de perda de circulação ou danos a formação é elevado.

Conforme Negrão (1999), o uso de fluidos pneumáticos em formações de hidrocarbonetos ou de alta pressão, que exigem um fluido de alta densidade para evitar problemas de controle de poço, oferece várias vantagens, como: pouco ou nenhum dano à formação, à prevenção de perda de circulação etc. Entretanto, o uso de fluidos pneumáticos exige equipamento especializado, bem como tanques, compressores, válvulas e linhas.

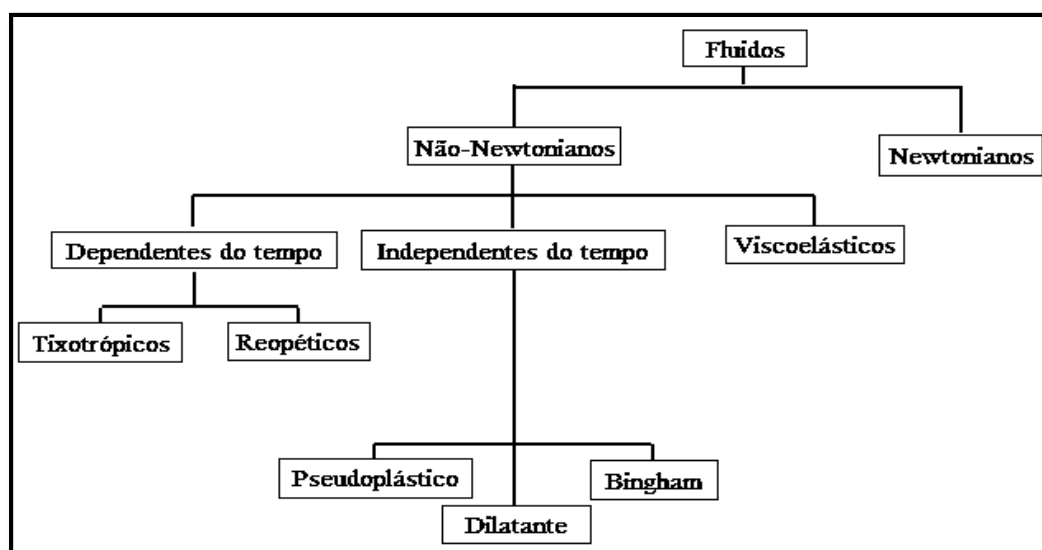
O critério de seleção dos fluidos inclui restrições ambientais, problemas de estabilidade do poço, a integridade da zona de produção e os custos totais de perfuração. A seleção correta do fluido de perfuração é considerada uma parte importante das operações de perfurações de sucesso (MANUAL IADC, 2000; MANUAL API, 2006).

## **2.2 Fundamentação da Reologia**

A reologia é o estudo do fluxo e da deformação da matéria quando submetida a esforços originados por forças externas. O termo origina-se do grego e significa “o estudo daquilo que flui”, tendo sido introduzido por Bingham em 1929. O comportamento dos fluidos sob tensão pode trazer importantes informações a respeito da estrutura e da organização molecular de sistemas (ROHR, 2007).

De acordo com Fox *et al.* (2010), a partir do estudo de Newton, em 1687, inúmeros fluidos foram avaliados e observou-se que nem todos possuíam a relação linear entre a taxa de deformação e a tensão. Desse modo, esses fluidos foram classificados como não Newtonianos e a constante de proporcionalidade passou a ser definida como viscosidade aparente por ser dependente da tensão aplicada.

Os fluidos podem ser classificados de acordo com a variação de suas propriedades reológicas, que para os fluidos não Newtonianos (Figura 3) foram divididos em viscoelásticos, dependentes e independentes do tempo, os quais serão comentados nesta seção.

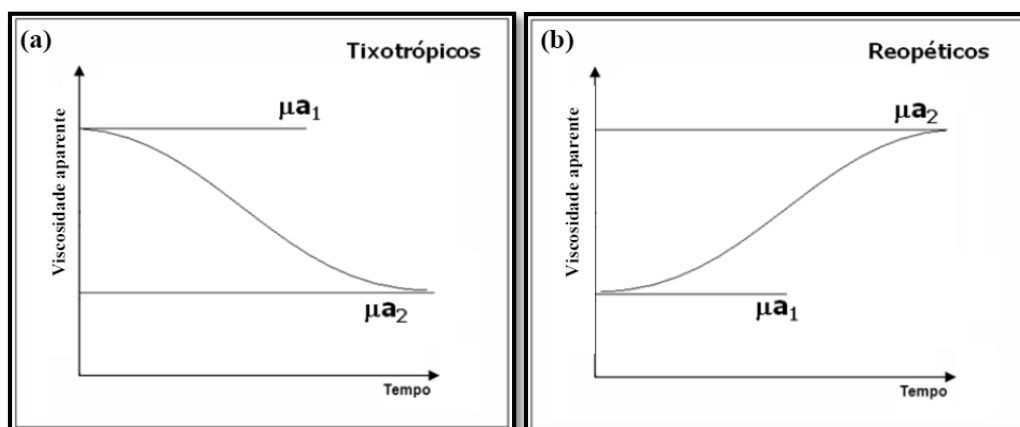


**Figura 3.** Classificação dos fluidos de acordo com o comportamento reológico.  
Fonte: Schramm (2006).

### 2.2.1 Dependentes do tempo

Conforme Schramm (2006), os fluidos dependentes do tempo apresentam como característica a variação da viscosidade aparente com o tempo de aplicação da taxa de cisalhamento, como mostrado na Figura 4, e ainda subdivide este grupo em:

- **Tixotrópicos** – São fluidos que apresentam uma diminuição da viscosidade aparente com o tempo de atuação de uma taxa de cisalhamento constante até alcançar o equilíbrio. De acordo com Machado (2002), os fluidos de perfuração são exemplos típicos de fluidos tixotrópicos. O efeito tixotrópico dos fluidos é de extrema importância na operação de perfuração, pois evita a sedimentação dos detritos gerados quando é necessário interromper a circulação do fluido (AMORIM, 2003).
- **Reopéticos** – São fluidos que apresentam um aumento da viscosidade aparente com o tempo de atuação de uma taxa de cisalhamento constante (AMORIM, 2003).



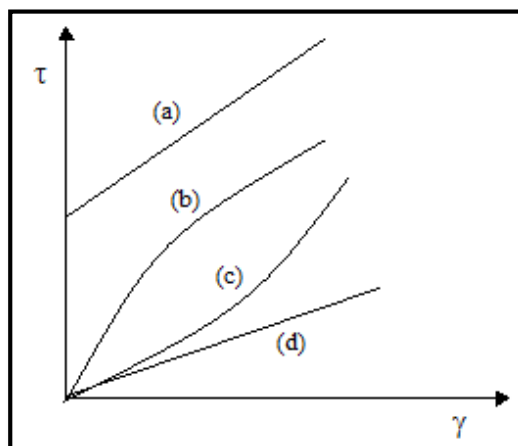
**Figura 4.** a) Queda da viscosidade aparente (tixotrópicos); (b) Aumento da viscosidade aparente (reopéticos), durante cisalhamento constante ao longo do tempo. Fonte: Fox *et al.* (2010).

### 2.2.2 Independentes do tempo

Fox *et al.* (2010) afirmam que os fluidos independentes do tempo são os que mantêm a viscosidade aparente constante sem depender do tempo de exposição a certa taxa de cisalhamento. A Figura 5 apresenta o comportamento reológico, destes fluidos independentes do tempo, que são subdivididos em:

- **Newtonianos (D)** - cuja viscosidade aparente não depende da taxa de cisalhamento;
- **Pseudoplásticos (B)** - viscosidade aparente diminui com o aumento da taxa de cisalhamento;
- **Dilatantes (C)** - viscosidade aparente aumenta com o aumento da taxa de cisalhamento;
- **Bingham (A)** - possuem tensão mínima de escoamento e posterior relação linear entre a tensão e taxa de deformação.

Na Figura 5, podemos constatar que o eixo da ordenada identificado por  $\tau$  representa a Tensão de cisalhamento; já o eixo da abscissa identificado por  $\dot{\gamma}$  representa a taxa de deformação.



**Figura 5.** Diferentes comportamentos de materiais independentes do tempo sob cisalhamento, adaptado de Fox *et al.* (2010).

### 2.2.3 Viscoelásticos

Fox *et al.* (2010) descrevem os viscoelásticos como fluidos que, após serem deformados, retornam parcialmente a sua forma original quando cessada a tensão aplicada. Rocha (2008) acrescenta que, nesses fluidos, uma parte da energia recebida na sua deformação é armazenada, como sólidos elásticos, e a outra parte dissipada, como nos fluidos puramente viscosos (independentes do tempo).

### 2.2.4 Modelos reológicos

De acordo com Darley & Gray (1988), durante uma perfuração, os fluidos de perfuração devem ser monitorados rotineiramente com o intuito de garantir-se 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. Machado

(2002) afirma que as propriedades reológicas dos fluidos são de fundamental importância para remoção de cascalhos no poço, evitando assim problemas relacionados com a perfuração, como por exemplo à perda de circulação do fluido de perfuração no poço.

Nesta pesquisa, além do modelo de Newton da viscosidade, utilizado na calibração da unidade com água, utilizou-se o modelo de Herschel-Buckley, que vem sendo aplicado com sucesso em sistema de fluidos de perfuração (THOMAS, 2004; SHIROMA, 2012). A seguir, são apresentados e discutidos os modelos reológicos utilizados neste trabalho.

#### a) Modelo de Newton da viscosidade

Para fluidos Newtonianos, a força cisalhante por unidade de área é proporcional ao negativo do gradiente de velocidade e essa relação é chamada de “Lei” de Newton da viscosidade de acordo com Equação (1)

$$\tau_{xy} = -\mu \frac{dv_x}{dy}, \quad (1)$$

em que:

$\mu$  - viscosidade dinâmica (Pa.s);

$\tau$  - tensão de cisalhamento (Pa);

$(dv_x/dy)$  ou  $\gamma$  - taxa de deformação ( $s^{-1}$ ).

#### b) Modelo de Herschel-Buckley

O modelo de Herschel-Buckley, representado na Equação (2), possui características dos modelos da potência e de Bingham, ou seja, representam fluidos com tensão mínima para escoamento e que apresentam relação não linear entre tensão e taxa de deformação. Segundo Schramm (2006), fluidos que apresentam essas características são definidos como pseudoplásticos com limite de escoamento ou como fluidos plásticos. A Figura 6 ilustra o comportamento desses fluidos.

$$\tau = \tau_0 + k \gamma^n, \quad (2)$$

em que:

$k$  – índice de consistência (Pa.s<sup>n</sup>);

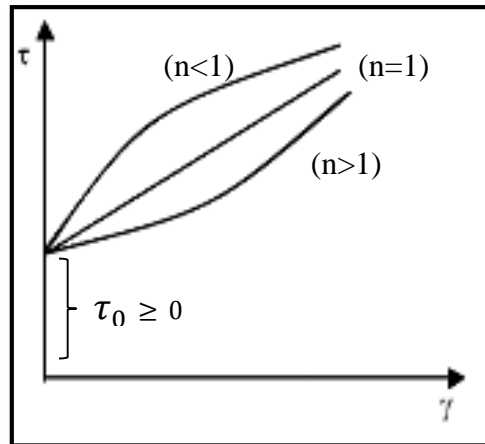
$n$  – índice de comportamento (adim.);

$\tau$  – tensão de cisalhamento (Pa);

$\gamma$  – taxa de deformação ( $s^{-1}$ );

$\tau_0$  – limite de escoamento ou tensão crítica (Pa).

A Figura 6 apresenta um reograma típico desse modelo com três curvas possíveis. Na primeira curva em ( $n < 1$ ), o fluido possui características pseudoplásticas, ou seja, sua viscosidade aparente diminui com o aumento da taxa de cisalhamento; já na segunda curva ( $n > 1$ ), ocorre o inverso e neste caso o fluido é classificado como dilatante. Para ( $n = 1$ ) o fluido equivalente ao de Bingham, dependendo de uma tensão mínima de escoamento e posterior relação linear entre a tensão e taxa de deformação.



**Figura 6.** Ilustração típica do modelo de Herschell-Buckley.  
Adaptado de Schramm (2006).

### 2.3 Balanço de Energia no Escoamento de Fluidos

Com o objetivo de calcular a perda de carga no escoamento de suspensões em fraturas, pode-se utilizar a Equação (3) de Bernoulli que representa o balanço de energia mecânica no escoamento isotérmico e estacionário de um fluido incompressível entre dois pontos quaisquer, neste caso 1 e 2, os quais não há fornecimento de energia (BIRD *et al.*, 2013), dada por:

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{\langle v \rangle_1^2}{2g} + z_1 = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\langle v \rangle_2^2}{2g} + z_2 + h_t, \quad (3)$$

em que  $P_1$  e  $P_2$  são as pressões,  $\langle v_1 \rangle$  e  $\langle v_2 \rangle$  as velocidades médias e  $z_1$  e  $z_2$  são as cotas nos pontos 1 e 2. O termo  $h_t$  representa o somatório das perdas de carga distribuída  $h_d$  e localizada  $h_s$  entre os pontos 1 e 2,  $g$  é a aceleração da gravidade e  $\rho$  é a massa específica do fluido.

#### 2.3.1 Coeficiente de perda de carga localizada ( $h_s$ )

Segundo Fox *et al.* (2010), a perda de carga localizada é resultado do atrito da parede, da alteração na direção do escoamento, obstruções na trajetória do fluido e mudanças abruptas na área de escoamento.

De acordo Bird *et al.* (2013), as perdas de carga localizada,  $h_s$ , em qualquer tipo de acidente podem ser expressas pelo coeficiente de perda de carga  $K$ , que é calculado na Equação 4

$$K = \frac{h_s}{\langle v \rangle^2 / 2g}. \quad (4)$$

Se o escoamento for na horizontal em uma seção com área de escoamento constante, sem bomba e que os pontos de referência (1 e 2) estejam imediatamente antes e após o acidente, a Equação 3 pode ser reduzida a,



$$h_s = \frac{P_1 - P_2}{\rho g} = \frac{\Delta P}{\rho g} . \quad (5)$$

Conhecendo-se a queda de pressão  $\Delta P$ , a aceleração da gravidade  $g$ , a velocidade média  $\langle v \rangle$  e a massa específica do fluido  $\rho$ , pode-se determinar o coeficiente  $K$ , como

$$K = \frac{2\Delta P}{\langle v \rangle^2 \rho} . \quad (6)$$

### 2.3.2 Coeficiente de perda de carga distribuída ( $h_d$ )

Segundo Bird *et al.* (2013), se o escoamento for na horizontal em uma seção de tubo reto com área de escoamento constante, sem bomba e na ausência de qualquer forma de acidentes, a Equação (3) pode ser simplificada para Equação (7). A queda de pressão ao longo de tubulação reta pode é dada pela Equação (8). Dessa forma temos:

$$h_d = \frac{P_1 - P_2}{\rho g} = \frac{\Delta P}{\rho g} , \quad (7)$$

$$\frac{\Delta P}{\rho g} = f_d \frac{L}{D} \frac{\langle v \rangle^2}{2g} , \quad (8)$$

Conforme a Equação (8),  $f_d$  é o fator de atrito de Darcy, que pode ser correlacionado com o fator de atrito de Fanning  $f$ , pela relação  $4f=f_d$ . Conhecendo-se a queda de pressão  $\Delta P$ , a velocidade média  $\langle v \rangle$ , a massa específica do fluido  $\rho$ , o comprimento da seção reta  $L$  e o diâmetro da tubulação  $D$ , pode-se determinar o fator de atrito  $f$ , pela expressão:

$$f = \frac{\Delta P D}{2\rho L \langle v \rangle^2} , \quad (9)$$

No entanto, é necessário determinar o regime de escoamento antes de calcular o fator de atrito (BIRD *et al.*, 2013).

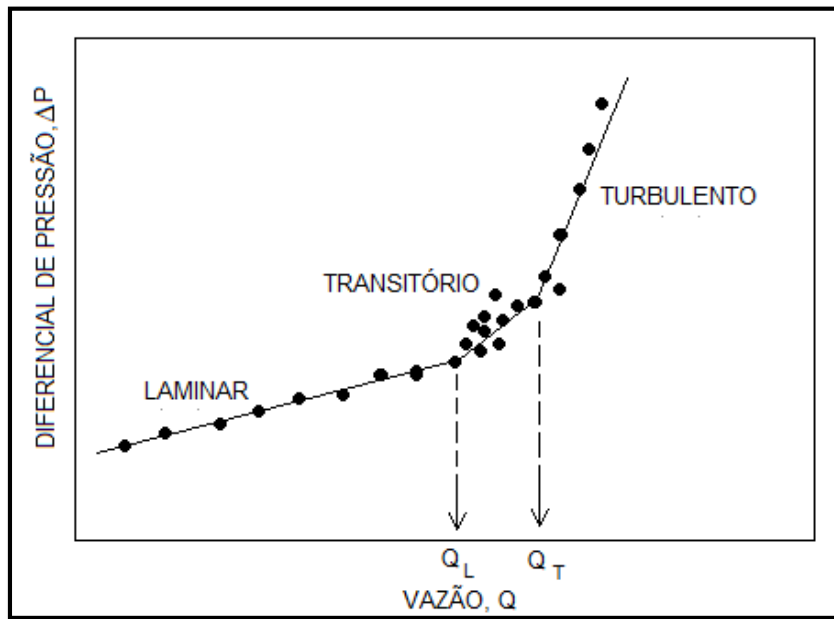
## 2.4 Critérios de Transição entre os Regimes de Escoamento

O regime de escoamento laminar é caracterizado pelo movimento das partículas fluidas em camadas lisas, ou lâminas, e o regime turbulento é aquele no qual as partículas fluidas rapidamente se misturam enquanto se movimentam ao longo do escoamento, devido a flutuações aleatórias no campo tridimensional de velocidades. A passagem do regime laminar para o turbulento ocorre pela região denominada região de transição (BOURGOYNE, 1991).

Para todos os fluidos, a natureza do escoamento é governada pela ação entre forças viscosas e inerciais. Para fluidos Newtonianos, o balanço entre essas forças é traduzido pelo número adimensional de Reynolds. O número de Reynolds para fluidos Newtonianos que caracteriza o início da transição (final do regime laminar), frequentemente utilizado pela literatura, é igual a 2100 e o final da transição (início do regime turbulento) está em torno de 4000 (BIRD *et al.*, 2013).

No caso de fluidos não-Newtonianos, são necessários outros parâmetros, além do número de Reynolds, para definir a transição entre os regimes. Normalmente, segundo as inúmeras correlações presentes na literatura, os parâmetros reológicos do fluido aliados ao número de Reynolds (modificado em função do modelo reológico) são suficientes para estabelecer os regimes de escoamento (BIRD *et al.*, 2013).

Além da determinação por meio de correlações, os regimes de escoamento podem ser definidos para qualquer sistema em que não há alteração das propriedades físicas do fluido com o tempo, por meio de gráficos experimentais de vazão versus queda de pressão Silva (1989 apud PARAISO, 2011), como mostra a Figura 7.



**Figura 7.** Representação esquemática dos regimes de escoamento.  
Fonte: Paraiso (2011).

Para fluidos Newtonianos, Bird *et al.* (2013) a Equação 10 representa o fator de atrito de Fanning, aplicada no regime laminar.

$$f = \frac{16}{Re} , \quad (10)$$

em que:

$$Re = \frac{\rho \langle v \rangle D_H}{\mu} , \quad (11)$$

$$\langle v \rangle = \frac{Q}{A} = \frac{Q}{ab} , \quad (12)$$

Para sistemas de área da seção não circular, é necessário calcular o diâmetro hidráulico, por meio da Equação 13 que foi desenvolvida analiticamente considerando-se a região anular que apresenta três fendas laterais em forma de placas planas. Essa teoria é conhecida como *Slot* e suas considerações são válidas quando a razão entre os diâmetros interno e externo é maior que 0,3 (BOURGOYNE, 1991).

$$D_H = 0,816 (D_2 - D_1) , \quad (13)$$

Para seções retangulares, foi utilizado a Equação 14, desenvolvida analiticamente a partir da teoria do raio hidráulico, o diâmetro é determinado pela razão entre a área da seção transversal sobre o perímetro molhado da região anular, que é equivalente a quatro vezes o valor do raio hidráulico (BOURGOYNE, 1991). Os valores de (a) e (b) são dados do equipamento.

$$D_H = 4R_H = 4 \frac{ab}{2a + 2b} . \quad (14)$$

## 2.5 Perda de Circulação

As perdas de fluidos são um dos problemas desafiadores da construção de poços, gerando custos líquidos adicionais e, em situações extremas, comprometendo e inviabilizando a conclusão da perfuração. A perda de circulação é definida como a perda de fluido de perfuração pelos poros ou fissuras das formações rochosas a serem perfurados, que dizer é um fluxo descontrolado de lama em toda a formação e por vezes referido como “zona ladrão” (GOINS, 1952).

Um incidente com perda de circulação cobra um custo pesado que vai muito além do preço dos produtos que são usados para tratá-la. A perda de circulação sempre causa tempo improdutivo (NPT), que inclui o custo de tempo de sonda e todos os serviços que suportam a operação de perfuração. A perda de lama para dentro do reservatório de óleo e gás pode reduzir drasticamente, ou mesmo eliminar, a capacidade de produção da zona (Sweatman *et al.*, 2004). Assim, conforme estudo feito por Nayberg & Petty (1986) e posteriormente por Kumar & Savari (2011) e Andrade & Moura (2012), os tipos de perda de circulação são classificados segundo sua severidade ou taxa de perdas (bbl/h) demonstrado no Quadro 1.

**Quadro 1.** Classificação de perda de circulação, adaptado de Andrade & Moura (2012) e Oliveira *et al.* (2013).

Tipo de fluido	Tipo de perda	Severidade (bbl/h)	Cenários
FBA	Pequena (infiltração)	< 25	Qualquer tipo de formação (Areias permeáveis)
	Parcial (média)	25 a 100	Areias Grosseiras (cascalhos), Fraturas naturais ou induzidas
	Severa (massiva)	100 a 500	Fraturas, falhas, vugs <sup>1</sup> , cavernas, formações altamente permeáveis
	Total (completa)	Impossível de manter o poço cheio	Fraturas, falhas, vugs, cavernas
FNA	Pequena (infiltração)	<10	Qualquer tipo de formação (Areias permeáveis)
	Parcial (média)	10 a 30	Areias Grosseiras (cascalhos), Fraturas naturais ou induzidas
	Severa (massiva)	>30	Fraturas, falhas, vugs, cavernas, formações altamente permeáveis
	Total (completa)	Impossível de manter o poço cheio	Fraturas, falhas, vugs, cavernas

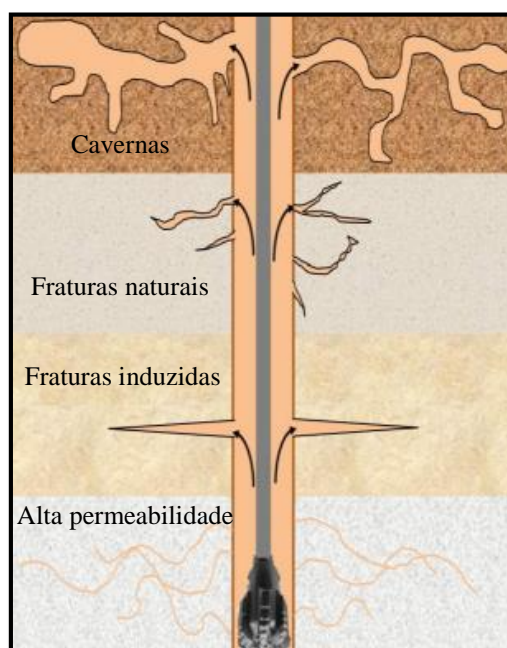
\* Fluidos Não Aquosos (FNA) – São os fluido à base de óleo ou sintéticos (OBF, *oil based fluid*) ou (SBF, *synthetic based fluid*);

<sup>1</sup> Pequenas cavidades nas rochas abertos pela atividade tectônicas que são parcialmente preenchidos por quartzo e calcita. Disponível em: <[en.wikipedia.org/wiki/Vug](http://en.wikipedia.org/wiki/Vug)>. Acesso em: 10 nov. 2014.

A Figura 8 representa um esquema generalizado dos eventos de perda de circulação, que podem ocorrer em formações naturalmente fraturadas, formações cavernosas, formações altamente permeáveis ou devido à fraturas de perfuração induzida, detalhado no Quadro 1.

Na zona com perda de circulação, pequena ou parcial, a lama continua a fluir para a superfície com um pouco de perda para a formação, entretanto, na zona com perda de circulação, severa ou total, a lama flui em uma formação sem volta para a superfície.

Conforme Murchison (2006), a perfuração também pode continuar durante à perda de circulação, em zonas severas ou total, visto que é reconhecida como perfuração “cega”. No entanto, não é uma prática comum no campo, a menos que a formação acima da zona ladrão seja mecanicamente estável, não haja retirada de petróleo e seja economicamente viável e segura para perfuração.



**Figura 8.** Representação esquemática da classificação da perda de circulação. Adaptada de Alsaba & Nygaard (2014).

Segundo Oliveira *et al.* (2013), a maior parte dos poços exploratórios marítimos perfurados atualmente pela PETROBRAS no Brasil apresenta profundidades médias em torno de 5.500 m, sendo que alguns alcançam 7.000 m. Neste cenário, abrangem reservatórios depletados<sup>2</sup>, zonas sub-salinas e carbonatos naturalmente fraturados, cuja características geológicas de algumas dessas formações perfuradas apresentam falhas, fraturas naturais, fraturas induzidas ou inerentes, zona de alta permeabilidade (superior a 10 Darcies) e/ou de alta porosidade, e formações com características vulgares<sup>3</sup> (por exemplo, calcário e giz), que são responsáveis por aumentar à perda de circulação em cenário exploratórios.

Da mesma forma, Waldmann *et al.*(2005) afirmam que nesse contexto é observada eventual perda de circulação severa ou total, que eleva consideravelmente o tempo de construção do poço, o seu custo e, também, compromete a segurança operacional e ambiental.

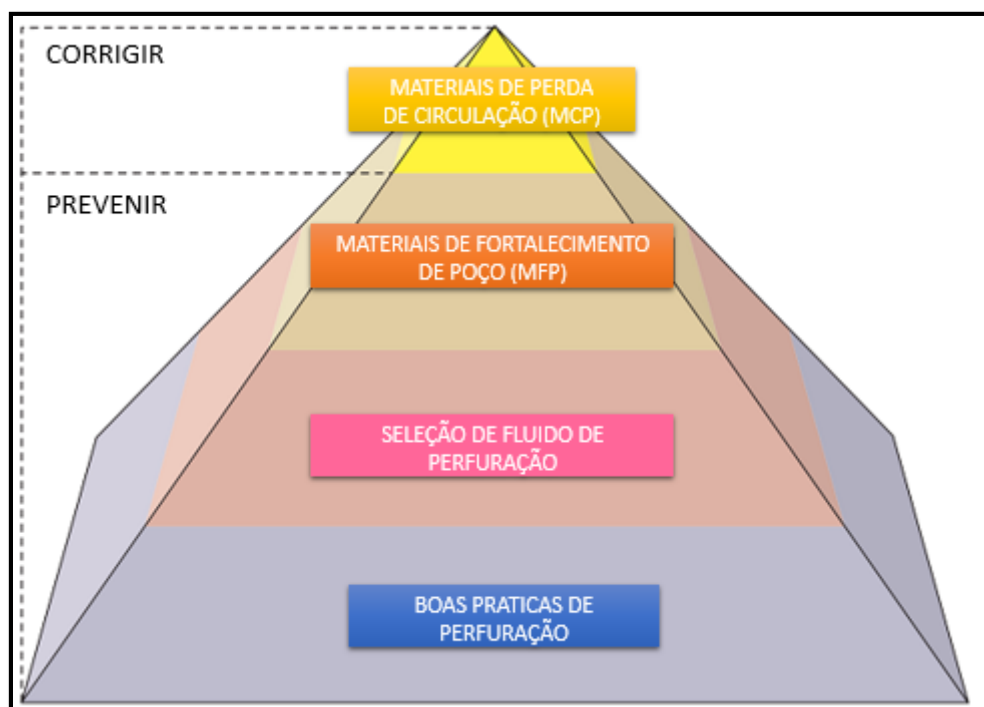
<sup>2</sup> Reservatório exaurido, esgotado. Disponível em: <<http://www.slb.com/search.aspx?q=depleted>> Acesso em: 10 nov. 2014.

<sup>3</sup> Cavidades, vazios ou poros dilatados, que ocorrem em rochas propensas a dissolução. Disponível em: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=vug>> Acesso em: 10 nov. 2014.

Ressaltam, ainda, que, em média, cerca de um terço dos poços perfurados pela PETROBRAS apresentam perdas de circulação do fluido de perfuração.

Conforme Growcock *et al.* (2007), as perdas de circulação ocorrem normalmente através de fraturas induzidas pelo processo de perfuração. Essas fraturas tendem a propagar facilmente porque a pressão necessária para alongar uma fratura é frequentemente inferior ao que é necessário para iniciar. Portanto, a correção é comumente considerada uma contingência para ser usada somente depois das medidas preventivas terem falhadas.

Cook *et al.* (2012) enfatizam que, para contrariar este fenômeno, um programa de gerenciamento de perda de circulação, proporciona uma abordagem para mitigar as perdas de fluido, em função da gravidade do problema. Uma dessas abordagens é uma estratégia de quatro níveis consistindo de prevenção e medidas de remediação, conforme a Figura 9.



**Figura 9.** Programa de gerenciamento de perda de circulação. Adaptado de Cook *et al.* (2012).

De acordo com a Figura 9, os últimos três níveis da pirâmide focam na prevenção de perda de circulação. Cook *et al.* (2012) afirmam que a prevenção é fundamental, mas como a perda de circulação é uma ocorrência tão comum, métodos eficazes de remediação são também uma alta prioridade.

Melhores práticas de perfuração abrangem modelos geomecânicos precisos para calcular o risco de um colapso no poço ou perda de circulação. A seleção do fluido de perfuração depende de propriedades reológicas próprias para minimizar ou curar perda de circulação. Materiais de fortalecimento do poço (*WSM's – wellbore strengthening materials*) consistem em materiais particulados especialmente formulados de tamanhos diferentes que entram numa fratura e impedem a sua propagação, isolando o poço. A camada superior é dedicada a remediar à perda de circulação por meio da utilização de materiais de controle de perda (*LCM's – lost circulation material*), que é rotineiramente realizada em zonas prováveis de perda de circulação, tais como zona de baixo sal ou zona esgotada (MURCHISON, 2006; COOK *et al.*, 2012).

### 2.5.1 Materiais para combater à perda de circulação

Conforme White (1956), um dos primeiros esforços para curar as perdas ou evitar que aconteçam foi introduzido por M.T. Chapman em 1890, por meio da adição de materiais granulares no fluido de perfuração. Desde então, as técnicas para combater à perda de circulação de material têm sido amplamente utilizadas. De acordo com a Figura 9, os LCM são utilizados para corrigir e os WSM para prevenir à perda de circulação. Dessa forma, qualquer material que atua para parar ou retardar a perda de lama é chamado de material de combate à perda de circulação (LCM), os quais incluem: material particulado, pelotas maciças, sais solúveis, flocos, fibras e lâminas.

A maior parte deles pode ser útil para mitigar, tratar ou curar a perda de lama. Materiais de reforço de poço (WSM) são considerados como uma maneira preventiva para desafios de perda de circulação, que são um subconjunto especializado dos LCM's, os quais incluem: mármore, grafite sintético, fibras granulares duras, casca de nozes, micas, carbonato de cálcio, coque de petróleo calcinado e etc (CLAPPER *et al.*, (2011); CASTRO *et al.*, (2011); AREVAVALO-VILLAGRAN *et al.*, (2009); NIZNIK *et al.*, (2011)).

Segundo Canson (1985), quatro categorias de materiais particulados são usadas na tentativa de curar à perda de circulação, conforme suas aparências que são divididas da seguinte forma (fibrosos, flocos, granular e uma mistura entre eles). Entretanto Alsaba & Nygaard (2014) acrescentam mais quatro categorias (solúveis em ácido, *Squeezes* de LCM's para elevada perda de fluido (HFLS), hidratáveis e nanopartículas).

#### 2.5.1.1 Materiais fibrosos

Os materiais fibrosos podem ser definidos como um tipo de LCM que é longo, fino e flexível, de vários tamanhos e comprimentos de fibra. Como caules de cana-de-açúcar triturados (bagaço), pneus de automóveis triturados, fibras de algodão, fibras de madeira, pó de serragem, papel picado, fibras de nylon, fibras de celulose e pelo de porco (Quadro 2).

Esses materiais têm relativamente pouca rigidez, porém são fortes e resilientes dentro das grandes aberturas, irão formar um tapete semelhante a uma "ponte", que serve como um meio de filtragem para partículas menores em fraturas ou formações vulgares. Se grandes quantidade de lama contendo uma elevada concentração de material fibroso forem bombeadas na formação, uma resistência de atrito suficiente poderia se desenvolver e gerar uma vedação. Se as aberturas forem muito pequenas para que as fibras entrem, um reboco externo volumoso se forma nas paredes do poço, e é removido quando o poço é limpo (HOWARD; SCOTT (1951); NAYBERG; PETTY (1986); DARLEY; GRAY (1988)).

**Quadro 2.** Exemplo LCM's fibrosos.

Nome Comercial	Aplicações e características
<b>M-I-X II</b>	Produtos à base de fibra de celulose. Utilizados em fluido base água, óleo e sintético. O tratamento recomendável para perdas pequenas é de 5 a 10 lb/bbl (14 a 29 kg/m <sup>3</sup> ), para perdas parciais é de 10 a 20 lb/bbl (29 a 57 kg/m <sup>3</sup> ) e para perdas severas é de 20 a 35 lb/bbl (57 a 100 kg/m <sup>3</sup> ). 55% solúvel em ácido, HCl (15%) a 100 °C (MI SWACO, 2013).
<b>CHEK-LOSS,</b>	Produto à base de fibra de Celulose. Utilizado para controlar infiltração e perdas em cenários de formações depletadas, fraturas e zonas permeáveis. Utilizado em fluido base água e não aquosos e proporciona mínimo efeito na viscosidade (BAKER HUGHES, 2014).
<b>FIBER SEAL</b>	O produto à base de fibra de micro celulose. Utilizado em fluidos base água e óleo. O tratamento recomendável para selar infiltrações é de 4 a 8 ppb e para zonas de perdas severas é de 15 a 40 ppb (GEO DRILLING FLUID, 2010).
<b>CYBERSEAL</b>	Produto composto de fibra de celulose. Utilizado para colmatar e selar formações permeáveis sem afetar a reologia do fluido ou estabilidade elétrica. O tratamento recomendável para selar infiltrações é de 2 a 10 lb/bbl e para zonas severas é de 20 a 35 lb/bbl (NEWPARK, 2012).

### Continuação do Quadro 2.

<b>DYNARED, DYNA-SEAL</b>	Produto fibrosos à base de micro celulose. O <b>DYNARED</b> usado em fluido base água. O <b>DYNA-SEAL</b> usado em fluido base óleo. 45,6% solúvel em ácido em HCl 15% na temperatura de 150°F após 4 horas de saturação. Ambos são aplicados na concentração de 2 a 10 ppb (6 a 28,5 kg/m <sup>3</sup> ) para controlar infiltrações ou areias depletadas. De 25 a 60 ppb (71 a 171 kg/m <sup>3</sup> ) para perdas de circulação (DRILLING SPECIALTIES, 2014).
<b>FIBER PLUG</b>	É adicionado a todo sistema de fluido de perfuração. É aplicável onde as perdas são moderadas na concentração de 5 a 25 lb/bbl (14,3 a 71,25 kg/m <sup>3</sup> ) ou 40 lb/bbl (114 kg/m <sup>3</sup> ) para perdas severas (ANCHOR DRILLING FLUIDS, 2010).
<b>N-SEAL</b>	Produto à base de fibra de mineral especialmente formulado. Facilmente removido em reservatório de produção, devido a sua solubilidade em meio ácido. Formulado para perda de circulação na concentração de até 30 lb/bbl (85,6 kg/m <sup>3</sup> ), como aditivo para todo sistema de fluido (HALLIBURTON 2014).
<b>STRATA-FLEX</b>	Material elastômero (pneu de automóvel triturado) e inerte. Altamente compressível e deformável e apresenta alta resistência a tração e ao cisalhamento. Usado na concentração de 5 a 10 ppb para controlar perda de infiltração em formações esgotadas e previne a degola do tubo (STRATA CONTROL SERVICES, 2014).

#### 2.5.1.2 Materiais em forma de flocos:

Materiais flocosos são definidos como um tipo de LCM, de forma fina e plana, com uma grande área de superfície. Como celofane triturado, flocos de mica, cascas de algodão, vermiculite, espigas de milho, plástico laminado e carbonato de cálcio em flocos (Quadro 3). Acredita-se que esses materiais permaneçam planos ao longo da face da formação, podendo ou não apresentar algum grau de rigidez e que são capazes de formar um tapete na face da formação permeável. Se forem suficientemente fortes para resistir à pressão da lama, formarão um reboco externo compacto. Se não forem suficientemente fortes, serão forçados para dentro das aberturas e sua ação de obturação será então semelhante à dos materiais fibrosos (HOWARD; SCOTT (1951); NAYBERG; PETTY (1986); GOCKEL *et al.*, (1987)).

**Quadro 3.** Exemplo de LCM's flocosos.

Nome Comercial	Aplicações e características
<b>GLO MICA</b>	Produto à base de flocos de mica. Utilizado em fluido base água e óleo, como um aditivo químico para evitar à perda de circulação na concentração de 10 a 60 ppb e para infiltração de 2 a 10 ppb (GLOBAL DRILLING, 2014).
<b>MESUCO-MICA</b>	Produto à base de flocos de mica. Resistente a degradação química. Utilizado como medida preventiva contra leves perdas de circulação, principalmente em formações porosas. O tratamento indicado é 3 a 8 ppb (8,6-22,8 kg/m <sup>3</sup> ) (MESSINA CHEMICALS, 2012).
<b>SOLUFLAKE</b>	Produto laminar à base de flocos de carbonato de cálcio. Utilizado para controle de infiltração e perdas de circulação severas. Utilizado em fluidos base água, sintético e óleo. Não absorve água. O tratamento deve ser de 6 a 12 lb/bbl (17,1 a 34,2 kg/m <sup>3</sup> ). Excelente aditivo para ser utilizado nas zonas produtoras. 85 a 99,99% solúvel em ácido, HCl 10-15% (BAKER HUGHES, 2014).
<b>MICA</b>	Produto à base de flocos de mica. Utilizado em fluido base água, óleo ou sintético. Sela infiltração e ajuda a reduzir zonas de perdas de circulação parcial (GEO DRILLING FLUID, 2010).

#### 2.5.1.3 Materiais granulares:

Conforme Howard & Scott (1951) e Nayberg & Petty (1986), os materiais granulares são definidos como aditivos que são capazes de formar uma vedação na superfície da formação ou dentro da fratura para evitar as perdas no interior da formação. Materiais granulares (grafite, cascas de nozes, casca de amendoim, carbonato de cálcio, glisonite, bentonita, asfalto e perlita) têm maior resistência de esmagamento (Quadro 4).

Goins & Nash (1957) e Gatlin & Nemir (1961) afirmam que cascas de nozes moídas ou partículas de folhelho vitrificado e expandido possuem resistência e rigidez na vedação por preenchimento dentro das ranhuras, desde que apresentam partículas do tamanho

aproximadamente da abertura e partículas menores. Howard & Scott (1951) demonstraram por meio de experimentos que, quando maior a concentração de partículas na lama, maior a abertura e que materiais granulares fortes, como casca de nozes, obturaram aberturas maiores do que os materiais fibrosos ou floculados; entretanto, o mesmo não ocorreu em relação aos materiais granulares fracos, como perlita expandida.

Pasta composta de atapulgita, casca de nozes e fibras de algodão e barita são apropriadas para alta perda de filtrado, com intuito de vedar fraturas ou canais em formações permeáveis (RUFFIN, 1978). Outra mistura, segundo Moore *et al.* (1963), consiste em atapulgita e terra diatomácea e materiais para perda de circulação (LCM).

**Quadro 4.** Exemplo LCM's granulares.

Nome Comercial	Aplicações e características
<b>MIL-PLUG, LC-LUBE</b>	O <b>MIL-PLUG</b> é granular à base de casca de nozes. Promove o selamento mais efetivo. O produto fino pode ser mantido em circulação sem a necessidade de by-pass pelas peneiras. O <b>LC-LUBE</b> é à base de grafite de carbono. Minimiza o risco de prisão por diferencial de pressão. Utilizado em fluido base água, óleo ou sintético. Utilizado em procedimentos de FCS (BAKER HUGHES, 2014).
<b>WALNUT HULLS</b>	Produto à base de casca de nozes moídos e secos. Devido à sua elevada resistência à compressão, são os mais resistentes ao colapso e degradação de todos os LCM. Na concentração de 2 a 10 ppb são adaptados para pluguear fraturas induzidas e formações de alta porosidade. Na concentração de 5 a 10 sacos (50 pounds) é usado como varredura para vasculhar o poço, quando há problema de degola e para reduzir torque (GEO DRILLING FLUID, 2010).
<b>New Plug</b>	O <b>New Plug</b> característica granular à base de amendoim. Utilizado em qualquer fluido de perfuração. Na concentração de 2 a 20 lbm/bbl é usado para infiltração. Utilizado para em qualquer fluido de perfuração (NEWPARK, 2012)..
<b>SURE-SEAL,</b>	O <b>SURE-SEAL</b> é um produto granular que têm elevada resistência a compressão. 41,76% solúvel em ácido em HCl 15% na temperatura de 150 °F após 16 horas de saturação. É um aditivo para prevenção de perda de materiais em procedimento para reforçar poço. Apresenta pouco impacto sobre a densidade do fluido ou reologia, mesmo em concentrações de 50 ppb (DRILLING SPECIALTIES, 2014).

#### 2.5.1.4 Combinação de materiais:

A mistura de dois ou conjunto com mais de LCM irá produzir um melhor desempenho em perdas de circulação, devido às diferentes propriedades e tamanhos das partículas do LCM (NAYBERG; PETTY 1986; WITHFILL, 2008; VAN OORT *et al.*, 2007). No entanto, distribuição de tamanho inadequado de mistura de LCM poderia resultar num pobre desempenho de tamponamento (WHITE, 1956).

Testes de laboratório e testes em campo realizado por Kumar & Savari (2011) foram realizados para avaliar o efeito da combinação (granular, fibrosos e flocos) de dois tipos de LCM (mármore moído e grafite resiliente). Observou-se que têm um melhor desempenho do que quando foram utilizados sozinhos. As combinações de LCM foram otimizadas com base na distribuição de tamanho de partículas que é capaz de vedar uma ampla gama de tamanhos de fratura. O Quadro 5 mostra alguns exemplos de LCM's combinados.

**Quadro 5.** Exemplo LCM's combinados

Nome Comercial	Aplicações e características
<b>CHEM SEAL</b>	Mistura de materiais granulares, flocos, fibras, celofane e vários tamanhos de casca de noz. Utilizado para selar fraturas, vugs ou zonas extremamente porosas, na concentração de 25 a 40 lb/bbl (71,3 a 114 kg/m <sup>3</sup> ), para todos o sistema de fluido de perfuração (ANCHOR DRILLING FLUIDS, 2010).
<b>WELL-SEAL</b>	Mistura de materiais granulares, flocos e fibras. Utilizado em fraturas, vugs e zonas extremamente porosas. 49,22% solúvel em ácido em HCl 15% na temperatura de 150 °F após 16 horas de saturação. Para leito de areia empobrecido e camada de cascalhos utiliza a concentração de 10 lb/bbl (28,6 kg/m <sup>3</sup> ) e fratura de até 0,05 polegadas (1,3 mm) utiliza a concentração de 10-25 lb/bbl (28,6-71,3 kg/m <sup>3</sup> ). Fraturas de até 0,20 polegadas (5,1 mm) utiliza a concentração de 25-50 lb/bbl (71,3-142 kg/m <sup>3</sup> ) (DRILLING SPECIALTIES, 2014).



Continuação do Quadro 5.

<b>BARO-SEAL</b>	É uma combinação de fibras, granulares e flocos. Utilizado em fluidos base água e óleo. Na concentração de 30 a 50 lb/bbl (85,59 a 142,65 kg/m <sup>3</sup> ) para perda de circulação severa (HALLIBURTON 2014).
<b>MESUCO-SEAL</b>	Combinação de vários tamanhos de materiais granulares (casca de nozes), fibrosos (fibras de madeira) e flocos (celofane). Projetado para lidar com todos os problemas de perda de circulação (fraturas, zonas altamente permeáveis ou formações consolidadas quebradas). Não contém materiais que mudam quimicamente as propriedades reológicas da lama. Como medida preventiva na concentração de 2-10 ppb e como colchão na concentração de 25- 40 lb/bbl (MESSINA CHEMICALS, 2012).
<b>QUIK-WEDGE</b>	Utilizado em perdas severas na concentração de 50 a 80 ppb. Para fratura de 3 mm é recomendável mistura o QUICK-WEDGE (10-20 ppb) com FOAM-WEDGES na concentração de 0,5 a 0,8 ppb (SHARP-ROCK, 2014).

2.5.1.5 LCM's solúveis

Segundo Sweatman (1988 apud ALSABA & NYGAARD, 2014), LCM's convencionais têm a desvantagem de danificar a formação quando utilizados na seção de reservatório. O desenvolvimento de LCM's solúveis em ácido (carbonato de cálcio e fibras de minerais) e solúveis em água (sais de LCM) são utilizados para curar perdas registradas nas seções do reservatório. O Quadro 6 mostra alguns tipos de LCM's solúveis.

**Quadro 6.** Exemplo LCM's solúveis.

Nome Comercial	Aplicações e características
<b>MAGMA FIBER</b>	Produto à base de fibra de mineral, solúvel em ácido. Utilizado em fluido base água e óleo. Pode ser usado na combinação com outros LCM. Para perdas de infiltração são usados na concentração de 3 a 5 lb/bbl (ANCHOR DRILLING FLUIDS, 2010).
<b>EZ-PLUG</b>	O <b>EZ-PLUG</b> é uma mistura de partículas solúveis em ácido e fibras em forma de pastilha e é concebido para ser usado em seções do reservatório. Utilizado em fluido base água e não aquosos. Na concentração de 15-30 lb/bbl (42,8-85,6 kg/m <sup>3</sup> ) é usado para perda de infiltração e para perda severa é usado 70-90 lb/bbl (200-256 kg/m <sup>3</sup> ). 97% solúvel em ácido (15% HCl) (HALLIBURTON 2014).
<b>CAVI-SEAL-AS, HOLE-SEAL-II</b>	O <b>CAVI-SEAL-AS</b> é à base de fibra de mineral, utilizado em fluido base água e óleo. Na concentração 5-15 lb/bbl para infiltrações parciais. O <b>HOLE-SEAL-II</b> é à base de pó de fibra, utilizado em fluido base água e óleo. Na concentração de 2 a 8 pdl (5,7 a 22,8 kg/m <sup>3</sup> ) é utilizado como aditivo para perda de infiltração (MESSINA CHEMICALS, 2012).
<b>SAFE-CARB</b>	Produto à base de carbonato de cálcio. Usado para controlar densidade e combater a infiltração. Utilizado em fluido aquosos e não aquosos. Utilizado na combinação com outros LCM, na concentração de 10 a 50 lb/bbl (29 a 143 kg/m <sup>3</sup> ) (MI SWACO, 2013).
<b>New Carb</b>	Produto à base de mármore moído. Utilizado em formações de arenito, calcário ou dolomita. É particularmente útil na vedação de fraturas induzidas, na concentração de 25-50 lb/bbl. É usado em intervalos de produção, devido a sua solubilidade em ácido (NEWPARK, 2012)..
<b>FRAC-ATTACK</b>	Produto à base de hidróxido de cálcio, cristais de sílica. Na concentração de 112 lb/bbl em água é usado para zonas de perdas elevadas (fraturas, canais fracos e situações de <i>blowout</i> ). Compatível para todos os fluidos de perfuração (STRATA CONTROL, 2014).

2.5.1.6 *Squeezes* elevado para perda de fluido LCM's

Estes tipos de LCM's são usados para curar as perdas severas ou totais, em fraturas, em formações altamente permeáveis e cavernas. Esses tratamentos muitas vezes necessitam de procedimentos especiais, a fim de espremê-los para a zona de perdas e são geralmente realizados por meio da compressão (*squeeze*) do material em zonas fraturadas (ALSABA; NYGAARD, 2014). O Quadro 7 mostra alguns exemplos desses materiais.

**Quadro 7.** Exemplo LCM's para *squeeze* elevado.

Nome Comercial	Aplicações e características
<b>X-LINK, SOLU-SQUEEZ</b>	O <b>CROSS-LINK</b> , composto de polímeros sintético e agentes obturantes para remediação de perdas de circulação severa. Ativado por temperatura. Após cura forma um gel rígido. O <b>SOLU-SQUEEZ</b> foi projetado para perdas de circulação severas, vugs e fraturas com perdas maiores de 37 bbl/hr (6 m <sup>3</sup> /h). Utilizado em fluido base água, óleo e sintético. Pode ser aplicado a reservatórios por sua alta solubilidade em ácido (15% HCl). Pode ser utilizado para pesos de até 18 lbs/gal (BAKER HUGHES, 2014).
<b>X-Prima</b>	É uma mistura de materiais fibrosos e granulares. Utilizado em perdas de circulação severas. A compressão ( <i>squeeze</i> ) proporciona uma vedação profunda em fratura naturais e induzidas. Para concentrações acima de 112,5 lbs/bbl adiciona barita (NEWPARK, 2012).
<b>DUO-SQUEEZE</b>	Composto de materiais granulares e fibrosos. Utilizado em fluido base água e óleo na concentrações de até 80 ppb (230 kg/m <sup>3</sup> ), para perdas menores de 50 bbl/hr (HALLIBURTON 2014).

### 2.5.1.7 Hidratáveis e Nanopartículas

Conforme Alsaba & Nygaard (2014), os materiais hidratáveis são basicamente uma mistura de LCM com polímeros (Quadro 8). Esses tratamentos serão ativados tanto por reagentes químicos ou sempre que entrarem em contato com fluidos de perfuração ou até mesmo com fluidos da formação. O tampão, por sua vez, será formado uniformemente no interior da zona de perdas. As nanopartículas incluem sílica, hidróxido de ferro e carbonato de cálcio (CONTRERAS, 2014 apud ALSABA & NYGAARD, 2014).

**Quadro 8.** Exemplo LCM's hidratáveis.

Nome Comercial	Aplicações e características
<b>HYDRO-PLUG</b>	Produto que hidrata e incha na presença de água doce e também contém material grafite, na sua composição. Utilizado em fluido base água ou óleo. Ideal para perdas severas em operações de águas profundas (HALLIBURTON 2014).
<b>SUPER-STOP</b>	Produto tixotrópicos (polímeros sintéticos, minerais inorgânicos e enchimento orgânico), que incha na presença de água doce, na concentração de 25-45 ppb. Utilizado para perdas severa (MESSINA CHEMICALS, 2012).
<b>PRO HG</b>	Produto à base de polímero expansível (pó fibroso). Utilizado em zonas de perda de circulação com grandes fraturas. Utilizado em fluido base água e óleo. Para água na concentração de 50-80 ppb (PROCOR CHEMICALS, 2014)

### 2.5.2 Técnicas para prevenir as perdas de circulação

De acordo com Cook *et al.* (2012), quatro diferentes técnicas que são empregadas para prevenir as perdas de circulação por meios físicos ou mecânicos são agrupadas da seguinte forma:

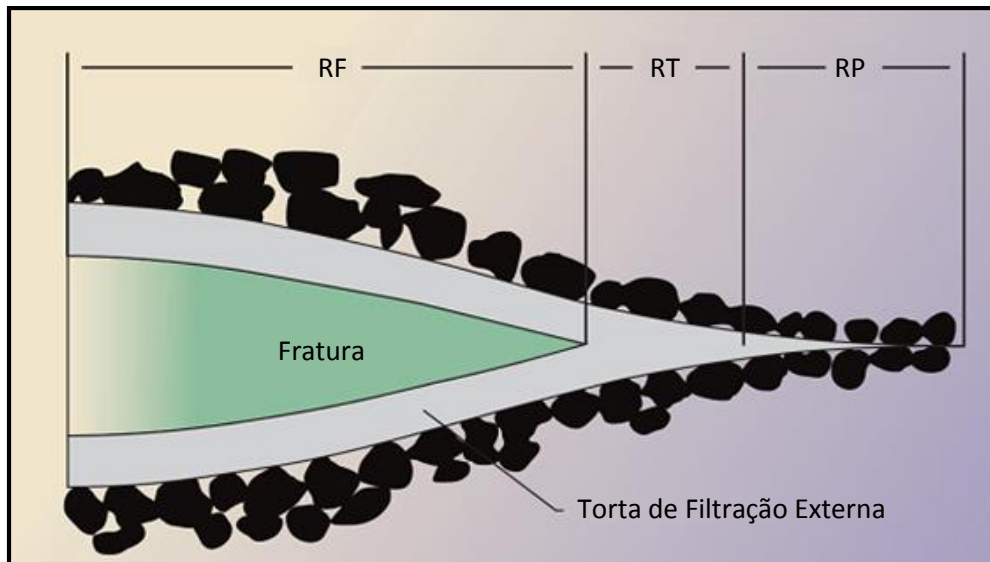
#### 2.5.2.1 Resistência à propagação de fratura (*Fracture Propagation Resistance\_FPR*)

O mecanismo para a FPR teve origem em um projeto conjunto JIP (*Joint Industry Project*) com o DEA-13 (*Drilling Engineering Association*), que foi realizado em meados dos anos 1980 (VAN OORT *et al.*, 2009).

A teoria da FPR para prevenir à perda de circulação postula a utilização de LCM, que é empurrado para ponta de uma fratura incipiente ou já existente, isolando e vedando a ponta da fratura. Dessa forma, a pressão de reabertura da fratura é aumentada, o que amplia a resistência da formação à propagação da fratura (M-I SWACO, 2011).

A Figura 10 ilustra um sistema usando FBA, observa-se que a ponta da fratura é selada por uma torta de filtração externa que impede a comunicação efetiva da pressão entre o fluido de perfuração e a ponta, impedindo assim a extensão da fratura. A distância radial a partir do

poço que o fluido de perfuração ocupa na ruptura é definida como RF. A espessura da torta de filtração que se acumula entre o fluido de perfuração e o início da ponta de ruptura é definido como RT. O comprimento da ponta de filtro é RP, medido a partir da extremidade de RT até a borda externa, onde ficam os sólidos do fluido de perfuração (partículas pretas).

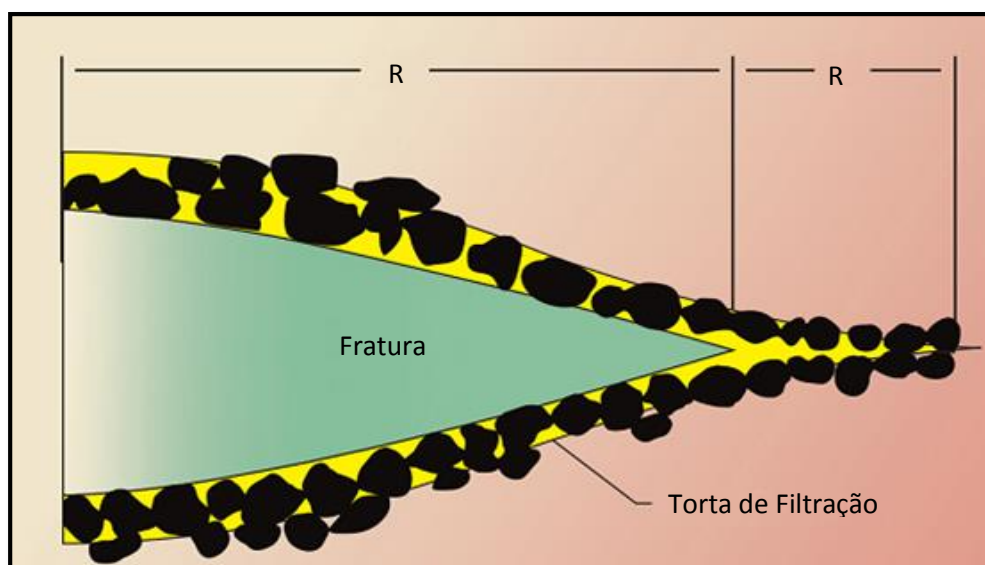


**Figura 10.** O reboco é formado depois da entrada das partículas maiores. A ponta é isolada da pressão do fluido (FBA), adaptado de Cook *et al.*(2012).

O uso de LCM num FBA geralmente provoca elevação na pressão de propagação de fratura. Dessa forma, a fratura continua a crescer apenas se a pressão do fluido for suficientemente elevada para perfurar a barreira de LCM e atingir a ponta da fratura novamente. No entanto, uma vez que isso ocorre, a propagação da fratura começa novamente e o LCM adicional começa a depositar na ponta até que seja selado novamente (MORITA *et al.*, 1990).

Em um sistema que utiliza OBM ou SBM, observado na Figura 11, uma torta de filtração interna permite toda a comunicação da pressão à ponta da fratura, o que facilita a extensão da fratura na propagação de pressões mais baixas do que os FBA. De acordo com van Oort *et al.*(2009), os fluidos FBA apresentaram menores tensões de propagação de fratura. Dessa forma, são mais efetivos no isolamento da ponta da fratura da pressão do fluido de perfuração do que no caso dos FBO.

Nota-se que RT é a distância entre o RF e o comprimento da ponta de filtro, o qual incorpora também os sólidos do fluido de perfuração (partículas pretas).



**Figura 11.** O reboco é formado junto às partículas maiores. A pressão do fluido se comunica com a ponta, propagando a fratura (FBO), adaptado de Cook *et al.*(2012).

Utilizar fluido aquoso emulsionado (OBMs ou SBMs) para penetrar em rocha permeável, acaba criando uma parede interna de torta de filtração muito apertada e ultrafina na fratura, não há a propagação da fratura, pois o inverte-emulsão veda rapidamente as faces da fratura, limitando assim a perda de fluido para a formação. Por conseguinte, muito pouco material sólido é depositado na fratura, logo uma barreira de LCM não é formado (MORITA *et al.*, 1990).

Deste modo, para fluidos FNA, o resultado é que a pressão perto da ponta da fratura esteja próximo do poço, enquanto que para FBA, a pressão perto da ponta da fratura diminui significativamente. Como consequência, a propagação da fratura ocorre menos facilmente para FBAs do que para FNAs, de modo que gradiente de fratura (GF) é maior para FBAs do que para FNAs (VAN OORT *et al.*, 2009).

De acordo com o projeto DEA-13, observaram-se diferenças significativas para o comportamento de propagação de fratura, que foi influenciada pelo tipo e composição do fluido. Mostrou-se também que a composição e a distribuição de tamanho de partícula no fluido, na faixa de 250 e 600 micra ( $\mu\text{m}$ ), eram criticamente importante para o sucesso da FPR. Os tipos de WSM considerados mais eficazes no selamento de fraturas foram grafite sintético, cascas de nozes moídas e partículas de celulose dispersas em óleo, os quais na presença da lama em concentrações de 15 a 20 lbm/bbl mostraram um bom desempenho em campo (FUH; MORITA, 1992).

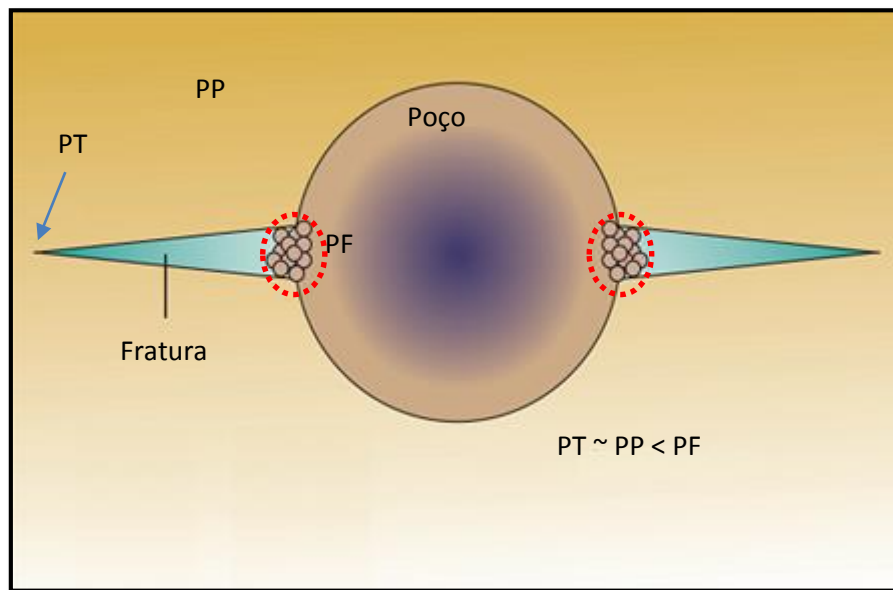
#### 2.5.2.2 Gaiola de tensão (*Hoop Stress / Stress cage*):

Um segundo modelo de reforço do poço, conhecido como gaiola de tensão foi apresentado por Alberty & Mclean (2004). Neste modelo o aro saliente na borda do furo do poço pode ser aumentado pela adição de um WSM adequado a um fluido de perfuração em sobrepeso para induzir fraturas superficiais na parede do poço, cujo objetivo é melhorar os esforços tangenciais.

Inicialmente, as partículas de WSM começam a se acumular e obturar a boca da fratura. Acumulação adicional de WSM forma um selo hidráulico que veda a boca da fratura.

O fluido contido atrás do selo se perde para a formação, diminuindo assim a pressão no interior da fratura. A fratura tende, então, a fechar mas é impedida pelos WSM, desde que possuam tamanho para entrar e resistência para suportar as tensões de fechamento (SANDERS *et al.*,2008).

Na Figura 12, as fraturas induzidas são rapidamente obstruídas e o seu crescimento para, por meio da adição de WSM's que ligam e selam a boca da fratura (identificados pelo círculo de vermelho). As fratura geram uma tensão tangencial adicional ou gaiola de tensão na rocha adjacente, o que efetivamente fortalece o poço. Para obter uma instabilidade no poço, a pressão na ponta da fratura (PT) ou a pressão de poros (PP) deve ser inferior à pressão do fluido (PF) (COOK *et al.*,2012).

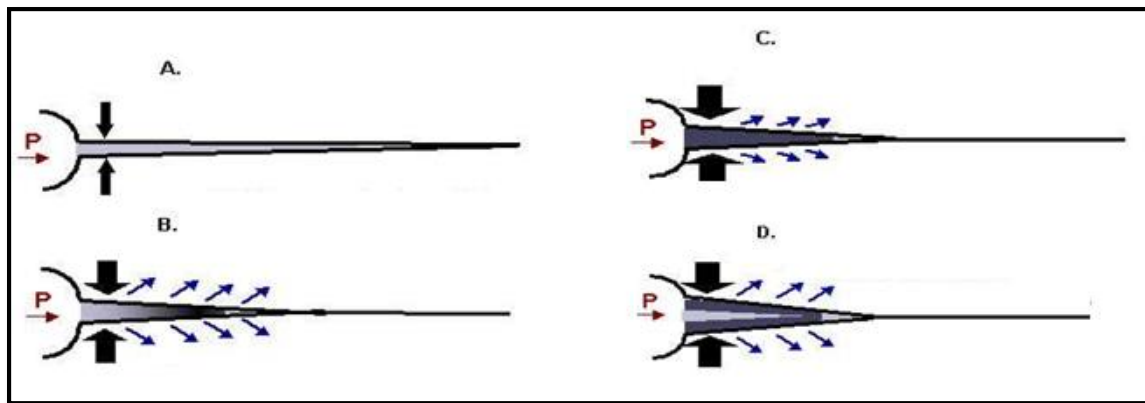


**Figura 12.** Estratégica de fortalecimento do poço pelo método *Hoop Stress*, adaptado de Cook *et al.*(2012).

Os materiais WSM que invadem e selam a boca da fratura são à base de grafite, mármore, cascas de nozes e coque de petróleo moído, cuja finalidade é aumentar gradualmente e manter a largura da fratura. Para obter uma abertura de 1 mm (0,04 in) na fratura, têm sido sugeridas o uso de argilas colidais com uma distribuição granulométrica de até 1 mm. Historicamente, o tratamento de *stress cage* geralmente exige pelo menos 9 lbm/bbl de WSM na lama, que tem sido aplicada na forma de colchões por injeção forçada (*squeeze*) de volume relativamente pequeno 200 bbl de uma só vez (FUH *et al.*, 1992; ASTON *et al.*, 2004).

#### 2.5.2.3 Tensão de fechamento de fratura (Fracture Closure Stress \_ FCS):

O modelo FCS foi introduzido por Dupriest (2005). Semelhante à gaiola de tensão, o isolamento da ponta da fratura deve se dar à medida que as partículas se comprimem e se aglutinam durante a injeção forçada e assim formam um tampão na fratura. Conforme o esquema representado na Figura 13, o tampão rapidamente se torna imóvel e corta a comunicação entre a ponta da fratura e o fluido do poço, permitindo o aumento da pressão do fluido com um consequente aumento da largura da fratura.



**Figura 13 (A-D).** A largura é construído através do isolamento da ponta com uma massa imóvel, de modo que a pressão pode ser aplicada. Adaptado de Dupriest (2005).

Esta teoria, FCS, se aplica à fraturas existentes responsáveis por grandes perdas de fluido. Geralmente é aplicada por meio do uso de colchões. Nesse caso, é importante que as partículas tenham capacidade de deformar-se ou de serem esmagadas durante a aplicação do tratamento de injeção forçada.

Segundo a M-I SWACO (2004-2006), o WSM ideal deve ser composto de partículas relativamente grandes de tamanho similar e rugosidade considerável que não empacotem o poço, como a terra diatomácea e a barita. Geralmente, mais de um tratamento de FCS é requerido. Como esta teoria sustenta que o tampão de partículas pode aparecer em qualquer posição, e não somente na boca da fratura, a resistência compressiva do WSM não é importante, mas altas perdas de fluido são uma condição crítica para a formação do tampão. Já a perda do filtrado pode ocorrer por geração de micro fraturas ou extensão da fratura existente, permitindo a drenagem dos sólidos e formação de um tampão antes da perda total do fluido.

#### 2.5.2.4 Isolamento do poço (*Wellbore isolation*):

O conceito implica na redução da permeabilidade da rocha até próximo a zero usando um material de igual ou maior resistência à tração do que a original. Esse efeito seria semelhante a “cimentar” a formação, isolando tanto o poço na invasão de fluidos da formação quanto da pressão do poço (MURCHISON, 2006; COOK *et al.* 2012).

#### 2.5.3 Característica para um LCM/WSM efetivo

O desempenho de um LCM/WSM é dependente de vários fatores, difíceis de quantificar. Pesquisas realizadas por Sanders *et al.* (2008) apresentam algumas características mais importantes para o adequado desempenho de um LCM/WSM em formações impermeáveis e estão listadas a seguir:

- Tamanho das Partículas;
- Distribuição do Tamanho das Partículas (DTP);
- Forma;
- Textura da Superfície;
- Concentração;
- Resistência à Compressão;
- Resiliência.

Os tamanhos maiores de partículas aumentam o FCS por meio do aumento da largura das fraturas mas se houverem poucas partículas finas, a condutividade será elevada. Assim, além do tamanho médio, a DTP adequada é fundamental.

As formas esferoidais (elipsóides), comparadas com as esféricas, são as que produzem melhores empacotamentos, mantendo a flexibilidade do embuchamento/tampão e reduzindo a condutividade. A forma depende do tipo de matéria e do tipo de moagem, mas materiais mais duros, como barita, coque ou calcário, tendem a produzir partículas alongadas e com superfícies rugosas.

Como o tamanho da fratura tende a aumentar com o aumento pressão de bombeio, tamanhos maiores de partículas passam a ser necessários para obturar as novas aberturas. Excesso de partículas maiores, porém, terão efeito negativo sobre a condutividade do tampão.

De forma semelhante, o excesso de partículas finas, como a maioria dos coques grafíticos comerciais, impede o embuchamento de fraturas de tamanhos maiores que 500  $\mu\text{m}$ .

O desempenho das concentrações está relacionada ao tamanho das fraturas mas raramente se obtém melhorias de desempenho para concentrações acima de 40 lbm/bbl. O uso de MCP nos fluidos pode selar rapidamente fraturas pequenas, evitando que cresçam e demandem maiores concentrações nos tratamentos.

#### 2.5.4 Problemas e soluções relacionadas com à perda de circulação

De acordo com Cameron (2001), é quase certo que os problemas irão ocorrer durante a perfuração de um poço, mesmo em poços cuidadosamente planejados. Os problemas operacionais mais comuns encontrados durante uma operação de perfuração incluem: tubo preso, desvio do poço, instabilidade no poço, contaminação do fluido, limpeza no poço e perda de circulação. O tubo preso e a instabilidade no poço estão relacionados com à perda de circulação, o qual será a linha de estudo desta pesquisa.

##### 2.5.4.1 Tubo preso (Pipe Sticking)

Segundo Bourgoyne et. al. (1986), durante as operações de perfuração, um tubo é considerado preso se não puder ser liberado do poço, sem danificar a tubulação e sem exceder a carga máxima permitida pelo gancho da plataforma de perfuração.

Conforme Isambourg et.al. (1999), as complicações relacionadas ao tubo preso podem ser responsáveis por quase a metade do custo total do poço, além de ser um dos problemas mais caros durante uma perfuração. A prisão de tubo está associada a controle de poço e eventos de perda de circulação, que ocorrem em poços direcionais de ângulos elevados e poços horizontais, principalmente em zonas de folhelhos.

Desta forma, Dumbar *et al.* (1986) enfatizam que a prevenção da degola do tubo é baseada pelo uso de materiais de perda de circulação (LCM, *lost circulation material*) em regiões específicas e, caso necessário, o uso de alargadores durante as manobras de tubo. Entretanto, uma diminuição na densidade do fluido de perfuração pode aliviar a degola do tubo.

##### 2.5.4.2 Instabilidade no poço

A instabilidade do poço é uma condição indesejável durante um intervalo de poço aberto, que não consegue manter a sua forma ou a sua integridade estrutural. Existem quatro tipos diferentes de instabilidade do poço: fechamento ou estreitamento do poço, aumento ou desmoronamento do poço, fratura e colapso. As causas prováveis pela ocorrência desses tipos são: falha mecânica provocado pela tensão *in situ*, erosão causada pela perda de circulação e química causada pela interação rocha e fluido (McLEAN; ADDIS 1990).

De acordo com Santos (2000), mais de 75% das formações perfuradas em todo o mundo são formações de xisto, cujo custo de perfuração é atribuído a problemas de instabilidade, podendo ser superior a meio bilhão de dólares por ano. Devido à saturação e à baixa permeabilidade da formação, a penetração de um pequeno volume de lama filtrado para a formação provoca um considerável aumento da pressão do fluido nos poros.

Zoback *et al.* (1985) afirmam que a prevenção total da instabilidade do poço é irrealista, porque restabelecer as condições *in situ* físicas e químicas da rocha é impossível, no entanto boas práticas, como: seleção adequada de LCM, utilização de lama compatível com a formação a ser perfurada e a utilização de sistemas hidráulicos apropriados para controlar o ECD (densidade de circulação equivalente) podem mitigar os problemas de instabilidade.



### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo apresenta a metodologia empregada, bem como o planejamento de instalação do simulador de escoamento em fratura (SEF), as adaptações realizadas no SEF e os equipamentos utilizados para a aquisição de dados de perda de carga em função da vazão nas fraturas. Também serão apresentadas as técnicas e os métodos empregados na elaboração desta dissertação.

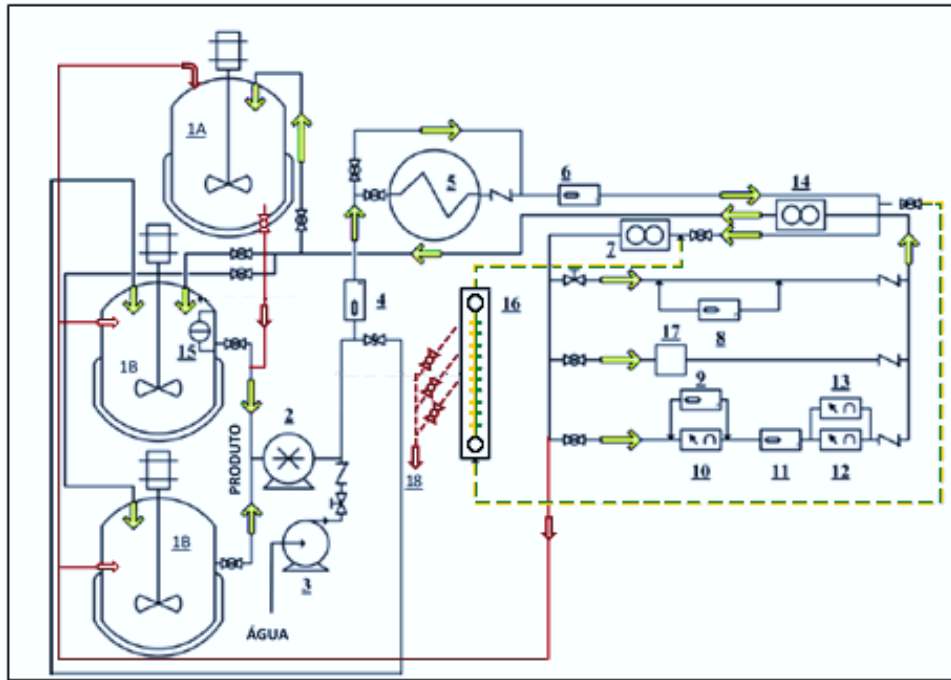
Para avaliar os tampões de combate à perda de circulação em meios porosos fraturados foi realizado um estudo que analisa a perda de carga dos materiais particulados em fraturas. O Simulador de Escoamento em Fraturas (SEF) foi planejado e desenvolvido pelo grupo de Interação Rocha Fluido (CENPES/PDGP/IRF) em conjunto com a ESSS (*Engineering Simulation and Scientific Software*) para simular várias etapas de uma perfuração, nas quais estão sendo investigadas estratégias e tecnologias para minimizar os problemas de perda de circulação que vêm ocorrendo nas perfurações de alguns poços operados pela PETROBRAS.

#### 3.1 Descrição da Unidade Experimental

Houve a necessidade de instalar o SEF, juntamente com a unidade *on line*, visto que a unidade tem por objetivo viabilizar testes de desempenho em instrumentos de automação e apresentar requisitos necessários de proteção operacional. A unidade *on line*, representada pelas Figuras 14 e 15, foi projetada para trabalhar com fluidos de perfuração tanto base água quanto base óleo, e possui capacidade para confeccioná-los em dois tanques de volumes de até 500 litros cada (~ 6 bbl) e armazená-los em um tanque “pulmão” de volume de 2000 litros (~ 12 bbl). Tecnicamente, a unidade é capaz de operar em pressões de até 6 bar, vazões em até 10 m<sup>3</sup>/h e temperaturas de até 70 °C.

A unidade experimental SEF, juntamente com a unidade *on line*, consiste de um sistema que opera em circuito fechado composto de conexões de ferro galvanizado, 12 m de tubos Aquatherm e 16 m de mangueiras industriais de 1300 psi para pontos específicos da linha de operação. Além de uma bomba de deslocamento positivo do tipo helicoidal de 25 HP de potência do fabricante WEATHERFORD, cuja finalidade é circular o fluido de perfuração do tanque de mistura/armazenamento por todo o sistema com vazões de até 20 m<sup>3</sup>/h e pressões de recalque da ordem de 12 kgf/cm<sup>2</sup>. A Figura 14 ilustra um esquema dessa unidade demonstrando a disposição física das tubulações, assim como todos os instrumentos que atualmente se encontram instalados.

O sistema de operação do SEF disponibiliza equipamentos eletrônicos, cuja finalidade é monitorar em tempo real o comportamento dos materiais particulados no selamento de fraturas. Dentre esses equipamentos eletrônicos temos: dois transdutores de pressão diferencial, dois medidores de vazão mássica e um medidor de Temperatura. Estão listados na Tabela 1 os equipamentos instalados na unidade *on line*, representados pelo esquema na Figura 14.

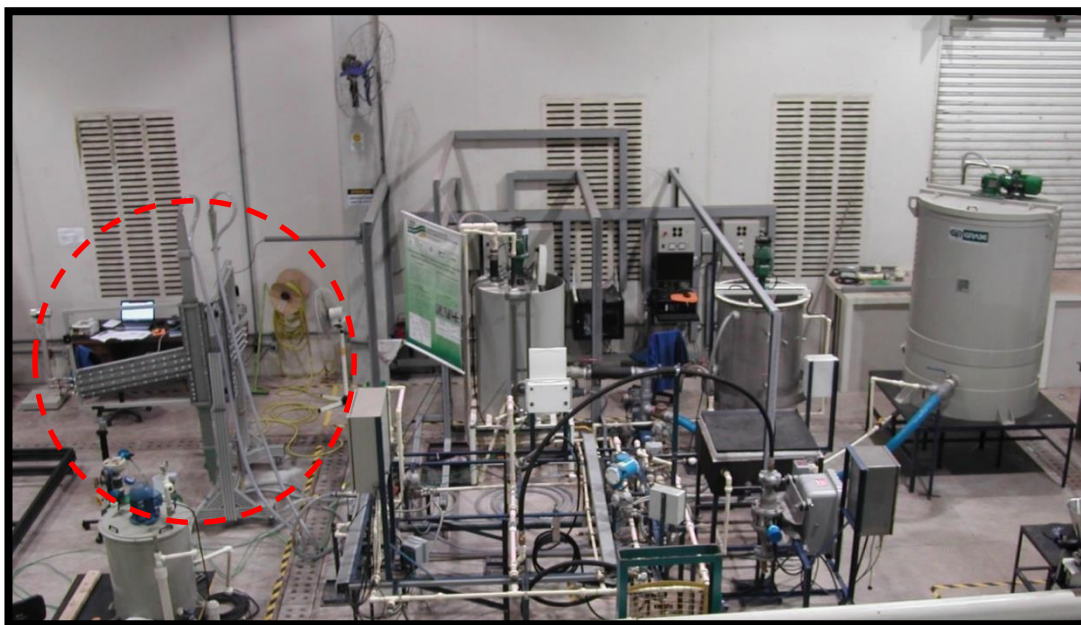


**Figura 14.** Desenho esquemático do SEF acoplado à unidade *on line*, adaptado de Magalhães *et al.* (2013).

**Tabela 1.** Descrição da legenda encontrada na Figura 14.

Número	Descritivo
1	Tanque agitado
2	Bomba de deslocamento positivo
3	Bomba centrífuga
4, 11	Transmissor de pressão manométrica
5	Trocador de calor
6	Transmissor de temperatura
7	Medidor de vazão volumétrica
8, 9	Transdutor de pressão diferencial
10	Viscosímetro de processo (modificado)
12	Condutivímetro de processo
13	Medidor de estabilidade elétrica (protótipo)
14	Densímetro
15	Medidor de nível
16	Simulador de Escoamento em Fratura (SEF)
17	Distribuidor de tamanho e analisador de geometria de partículas <i>Inline</i> .
18	Coletor de dados

Na Figura 15, pode ser observada (linha pontilhada) uma foto da unidade abrigada no Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, na UFRRJ. O aparato experimental vem sendo constantemente reavaliado para que se torne cada vez mais apto a operar nos cenários necessários, e cada vez mais versátil.



**Figura 15.** Foto da unidade *on line*, juntamente com SEF.

Já a interface de automação projetada admite que todos os instrumentos e motores (bombas e agitadores) sejam controlados e monitorados pelo usuário. Os instrumentos se dividem em duas categorias, aqueles para monitoramento e controle das condições operacionais e aqueles que se destinam para monitoramento das propriedades físico químicas dos fluidos de perfuração, os quais são detalhados a seguir.

### 3.1.1 Inversor de frequência e medidor de nível

A velocidade de rotação dos motores, tanto das bombas quanto dos agitadores é alterada utilizando-se dispositivos variadores de velocidade (inversores de frequência) instalados no painel de controle (Figura 16).

De acordo com a potência de cada motor, permite-se a operação do sistema com vazões e rotações variáveis, possibilitando assim o uso da vazão como uma variável manipulada para o controle da pressão, bem como alteração da frequência de agitação dos tanques, promovendo a homogeneização do fluido. A Figura 16 mostra o sistema de segurança da unidade *on line*, onde estão presentes os inversores de frequência da marca WEG.

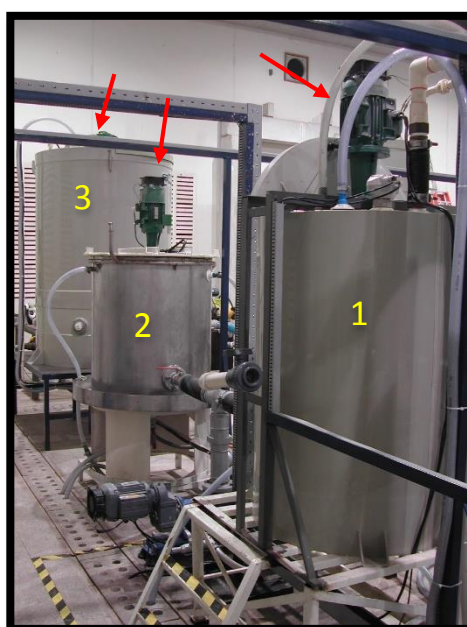


**Figura 16.** Inversores de frequência.

### 3.1.2 Tanques e agitadores da unidade

Uma vez iniciado os teste no SEF, o procedimento de montagem e desmontagem do equipamento para limpeza, pode demorar dias. Dessa maneira, para auxiliar e agilizar os experimentos na análise da perda de carga em fratura, houve necessidade de instalar outro tanque na linha, denominado de tanque pulmão.

Dessa forma, o sistema ficou composto de três tanques, ilustrados na Figura 17; dois tanques para misturar produtos particulados (tanques 1 e 2) e um tanque pulmão para armazenar Goma Xantana (tanque 3), visto que grande parte dos materiais particulados utilizam Goma Xantana em sua composição. Com a instalação do tanque pulmão, pode-se preparar duas misturas de uma única vez. Desse modo, sobra mais tempo para limpeza do equipamento e da linha de operação, além de economizar materiais.



**Figura 17.** Tanques de operação.

Os tanques 1 e 3 foram adquiridos da empresa GRABE, de tal forma que conseguisse sustentar o peso do agitador e resistir à dilatação sofrida pelo fluido quente. O tanque 1 apresenta uma capacidade de 500 L e o tanque 3, uma capacidade de 1000 L, ambos construídos de PVC com suporte interno. O tanque 2 por sua vez foi construído pelo LEF em aço inox, com volume útil de 200 L.

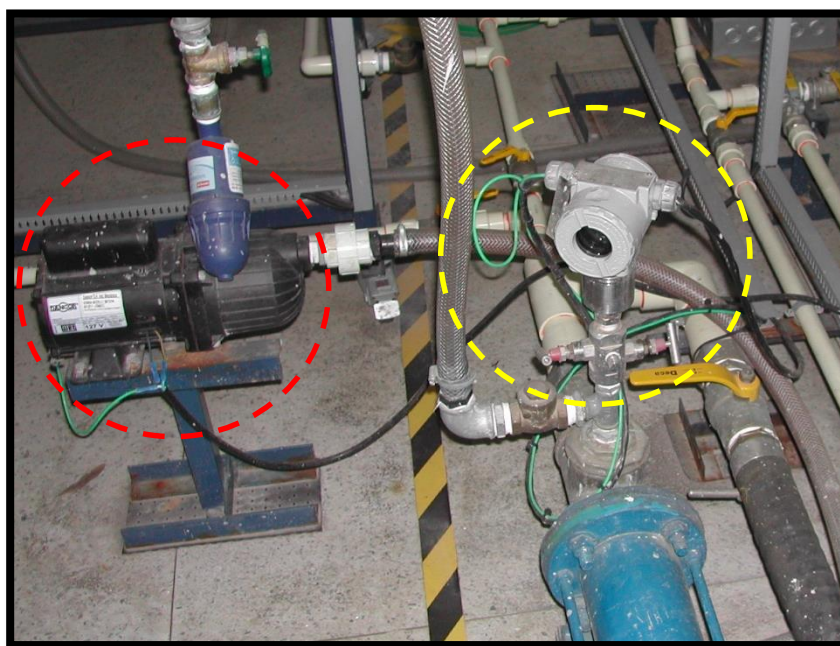
A homogeneização dos tanques de alimentação é feita através de agitadores mecânicos modelo Fluxomix F4D-015M da Grabe com potência de 1,5 cv e rotação de até 1800 rpm, equipados com impelidor do tipo hélice naval. Ambos identificados na Figura 17 pela seta em vermelho.

### 3.1.3 Bomba e transdutor de pressão manométrica

A unidade experimental possui uma bomba helicoidal de deslocamento positivo (Figura 18) que é conectada a uma tubulação de 1" na direção horizontal, que posteriormente sofre uma divisão para duas linhas: a primeira é uma tubulação de 2" de *by-pass* que segue em direção aos tanques de alimentação. Essa linha tem como finalidade principal fornecer alívio ao sistema caso a pressão ultrapasse o valor de 150 psi. Além de minimizar o efeito aríete

exercido pela bomba, especialmente durante seu acionamento. A outra tubulação sofre uma redução para 1", sendo 3,5 m de tubos Aquatherm e 9,5 m de mangueiras industriais de 1300 psi até chegar à região anular do SEF. Da saída do SEF até os tanques, passando por todas as instrumentações da linha, são mais 8,0m de mangueiras industriais de 1300 psi e aproximadamente 30 m de tubos Aquatherm até chegar aos tanques.

Logo após a saída da bomba, observa-se na Figura 18, uma linha pontilhada em amarelo, que demonstra o local onde foi instalado o transdutor de pressão manométrico da SMAR modelo LD 301M, cujo objetivo é monitorar a pressão de saída da bomba, com intuito de controlar as vazões estudadas (0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5 e 3,0 m<sup>3</sup>/h). Na Figura 18, a linha pontilhada em vermelho ilustra uma bomba centrífuga da DANCOR modelo WEG, cuja finalidade é lavar a linha e encher os tanques com água industrial.



**Figura 18.** (A) Bomba helicoidal, (B) bomba centrífuga e (C) transdutor de pressão manométrico.

#### 3.1.4 Medidor de vazão mássica e Transmissor de temperatura

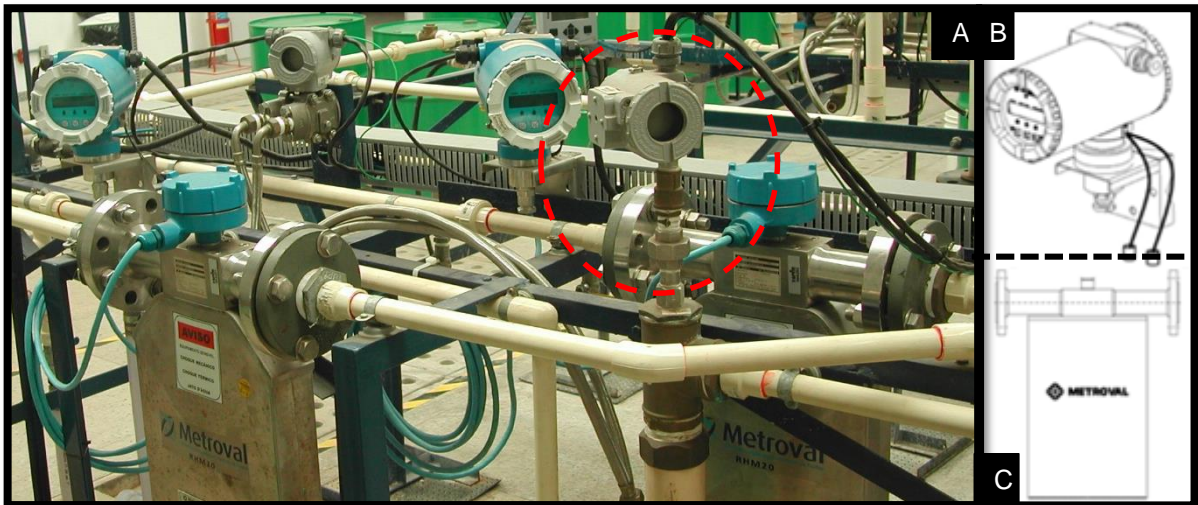
Para simular o que ocorre no campo, a unidade conta com dois medidores de vazão mássico da marca Metroval, ambos dos modelos RHM20, que fornece dados de vazão (medido de acordo com o efeito Coriollis) e de densidades, ilustrado na Figura 19C.

Os valores de vazão e densidade são verificados no transmissor remoto de modelo CMM01 com display de cristal líquido que é um periférico do medidor de vazão ilustrado na Figura 19B, cujo dados são aquisitados pelo programa Fraturômetro.

De acordo com o manual da Metroval (2013), os transmissores, ambos instalados no retorno do anular para os tanques na posição horizontal da linha de operação, conforme a Figura 19A, são indicados para medição de líquidos de alta e baixa viscosidade, lamas, suspensões e emulsões contendo partículas sólidas em suspensão. Além dessas características, o medidor possui tubulações internas de inox sendo, então, resistente a fluidos corrosivos.

O transmissor de Temperatura, da marca SMAR modelo LD301D identificado na Figura 19 (linha pontilhada em vermelho), fornece dados de temperatura do fluido durante todo o teste.

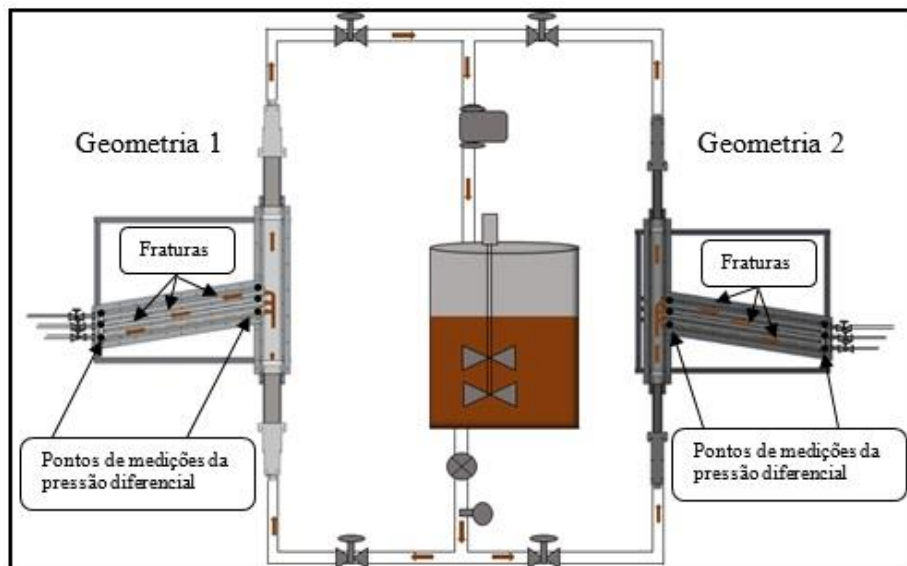




**Figura 19.** (A) Foto do medidor mássico, instalado na unidade. (B) Transmissor remoto modelo CMM01 (cabeça) e (C) medidor de vazão modelo RHM20 (corpo).

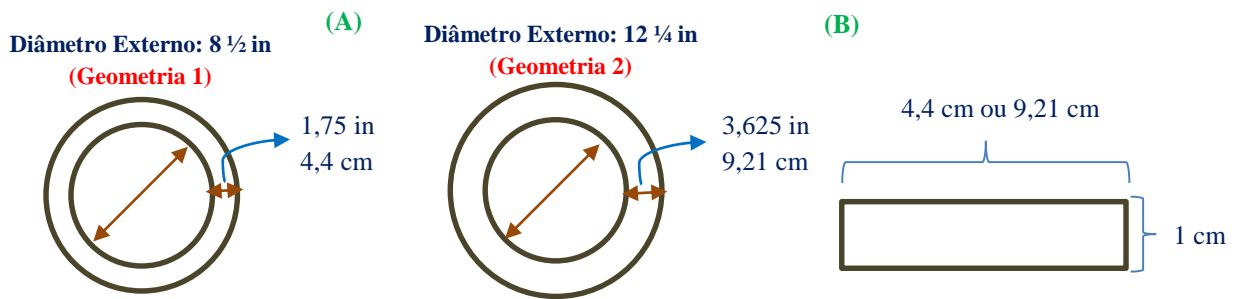
### 3.2 Aparato experimental (SEF)

O Simulador de Escoamento em Fratura (SEF) consiste em um loop (Figura 20) que simula o escoamento numa região anular do poço. O equipamento possui duas seções de fluxo ascendente onde é possível simular números de Reynolds em anulares representados por um poço aberto de 12 ¼ (Geometria 1) e 8 ½ (Geometria 2) polegadas com coluna de perfuração de 5 polegadas, que são comumente encontradas nos poços perfurados pela PETROBRAS. As duas seções do poço são ilustradas na Figura 21A.



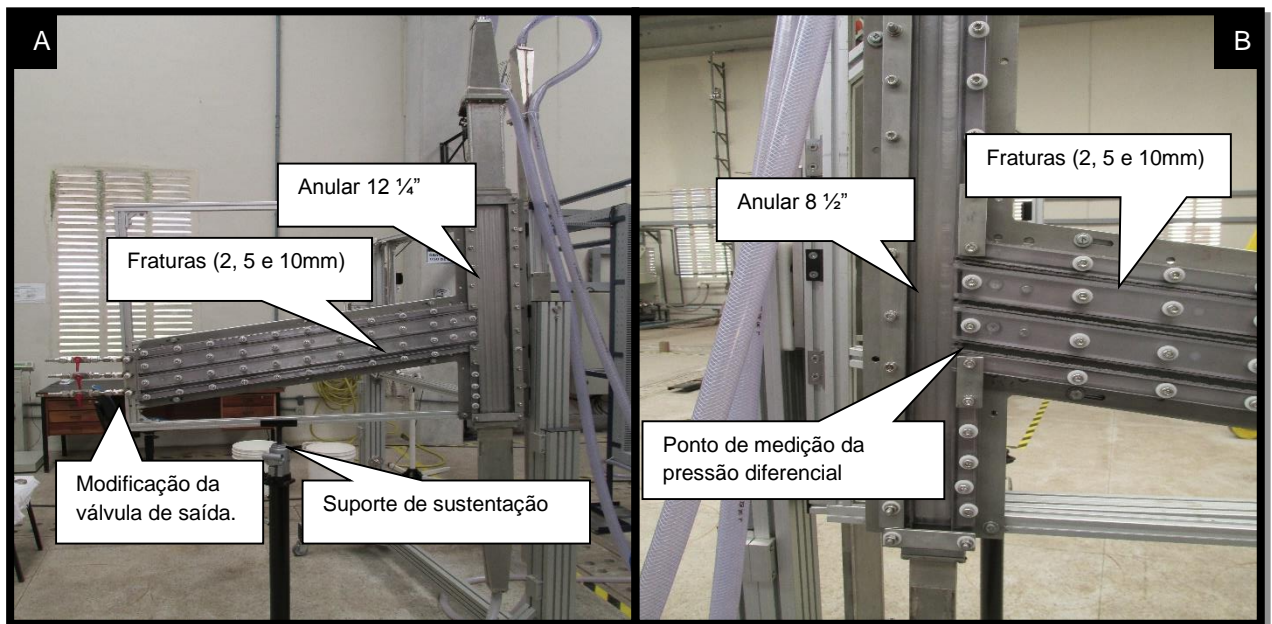
**Figura 20.** Esquema de circulação com fraturas.

O experimento foi projetado para representar regiões anulares a partir de seções retangulares, simplificado para um formato em duas dimensões. Basicamente, a seção transversal de escoamento do fluido é retangular, observada na Figura 21B.



**Figura 21.** (A) Geometrias a serem representados pelo experimento em 2D. (B) Seção retangular representativa das regiões anulares.

Nessas seções verticais, são originadas três saídas laterais lineares (Figura 22), com uma inclinação de  $8,92^\circ$  (estimada a partir de dados técnicos da PETROBRAS) e com uma rugosidade que simulam fraturas. As fraturas laterais possuem aberturas de 2 mm, 5 mm e 10 mm, ambas com um comprimento de 1,5 m e com válvulas instaladas no final de cada fratura na qual é possível realizar ensaios, considerando múltiplas fraturas ou simplesmente uma única fratura. Escolheu-se trabalhar com diferentes fraturas para avaliar qual seria o grau de tamponamento da fenda quando diferentes geometrias estão presentes.



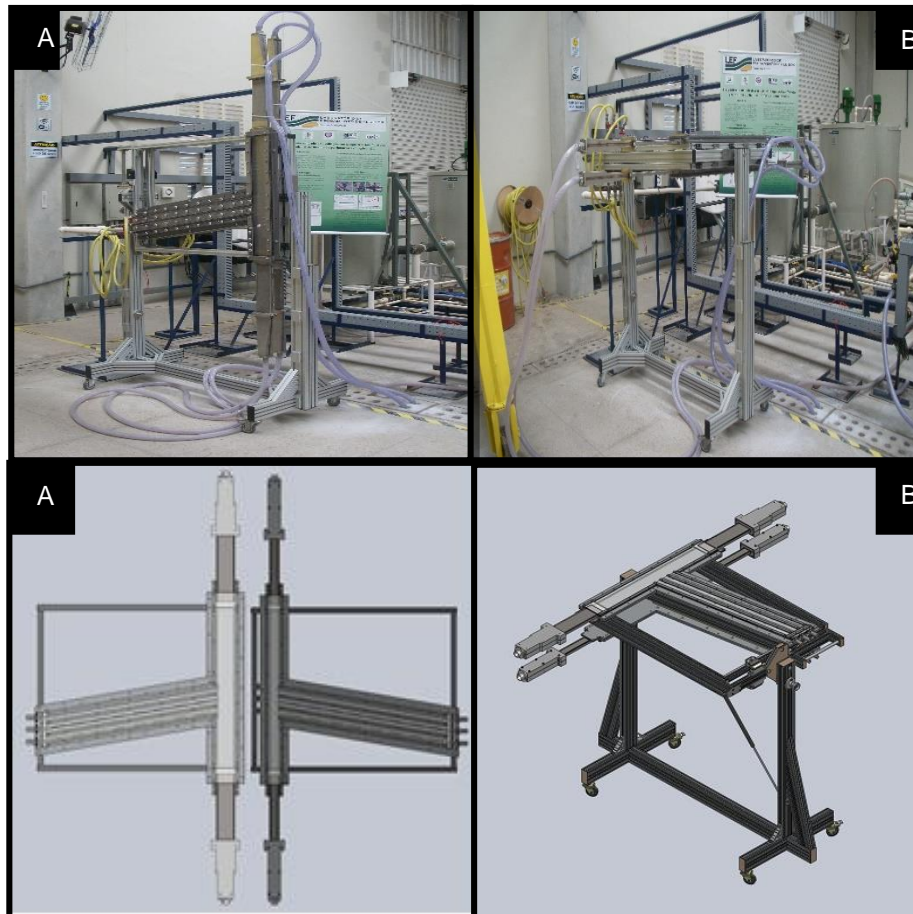
**Figura 22.** Visão geral do equipamento.

A estrutura do equipamento foi fabricado todo em aço inox para evitar a corrosão e obter uma maior vedação do sistema de fluido. O equipamento apresenta uma tampa em acrílico, permitindo uma boa visualização do escoamento. Esse material, contudo, limita a pressão máxima de operação em torno de 150 psi. As demais regiões do equipamento por onde circula fluido foram fabricadas por aço inox. A Figura 22 representa a visão geral das geometria (1) e (2), detalhadas anteriormente na Figura 21.

As fendas, presente na Figura 22, apresentam características de naturezas tortuosas, que foram mantidas para ambas as fraturas, visando uma reprodução mais fiel da mesma e assim uma melhor avaliação da deposição de partículas no seu interior. Nas extremidades de cada fratura, foram instalados pontos de medição para coletar a pressão diferencial, com

intuito de analisar a perda de carga durante o escoamento dos materiais particulados e fluido de perfuração.

O SEF foi desenvolvido para simular o escoamento de fluido de perfuração em fraturas durante toda a fase de uma perfuração de poço, desde uma perfuração na vertical até uma perfuração na horizontal. Para a elaboração desta dissertação foram realizados testes apenas na posição vertical, pois se assemelha aos cenários perfurados pela PETROBRAS. O posicionamento do equipamento pode ser observado na Figura 23, tanto na forma horizontal (A), quanto na forma vertical (B), juntamente com um desenho esquemático.



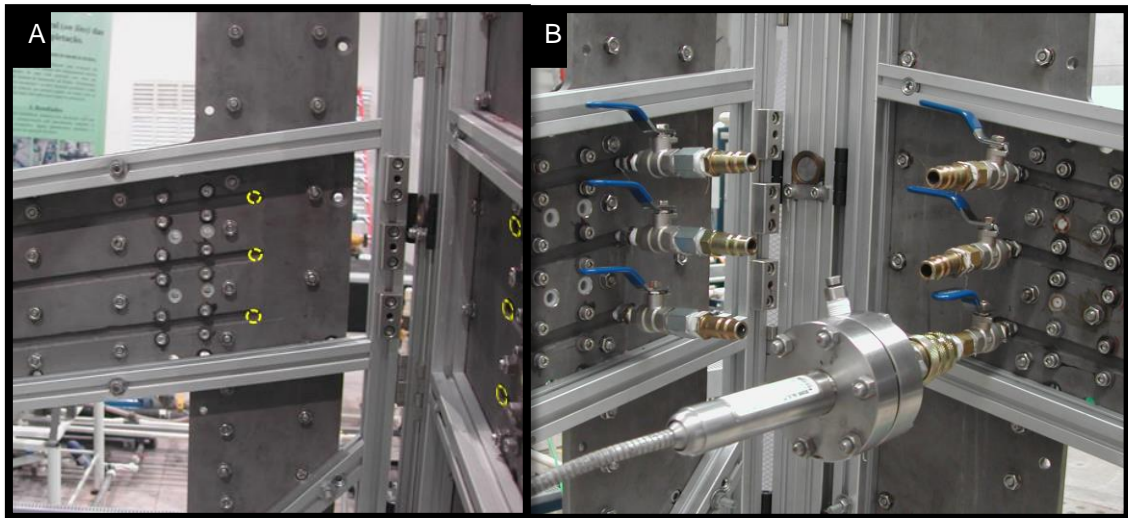
**Figura 23.** Posicionamento do SEF; (A) na posição vertical e (B) na posição horizontal de uma coluna de perfuração.

### 3.2.1 Modificação da configuração original do SEF

Na etapa inicial do projeto, os objetivos foram concentrados em instalar transdutores de pressão diferencial para fornecer uma leitura mais precisa da perda de carga dos materiais particulados em cada fratura, pois a unidade (SEF) inicialmente só conseguia identificar a perda de carga do sistema como um todo.

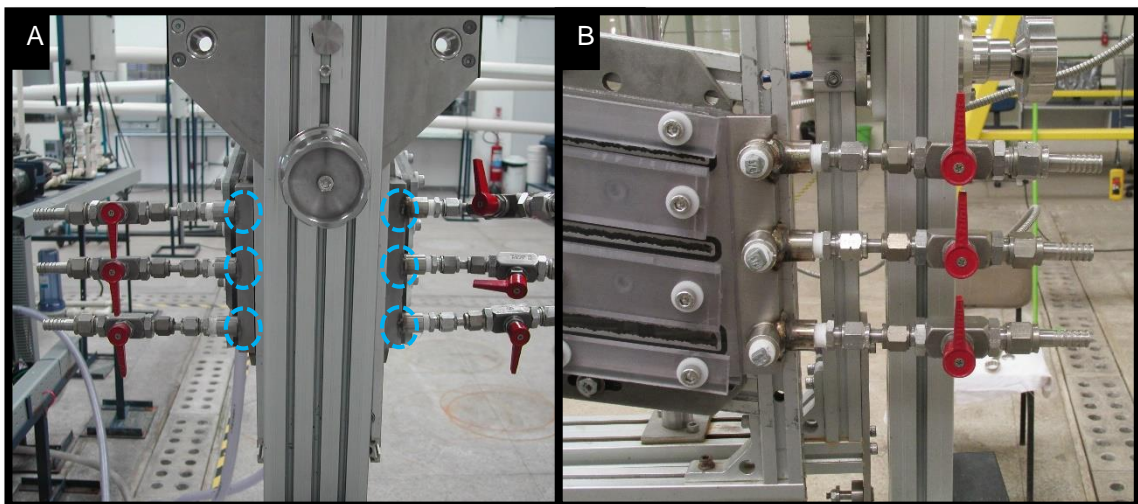
Os pontos de medições para coletar as pressões diferenciais dos materiais LCM's e/ou dos WSM's, foram posicionados na entrada e na saída de cada fratura, que podem ser observados na Figura 24.





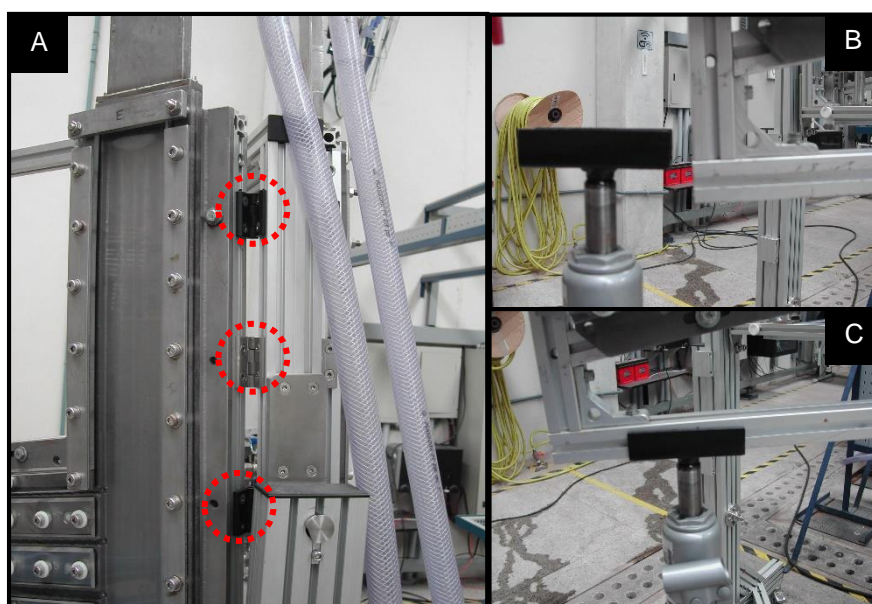
**Figura 24.** Visão interna do SEF; (A) antes da instalação e (B) depois da instalação

Durante alguns testes realizados no SEF, observou-se que materiais particulados, principalmente os WSM, plugavam primeiro na válvula e depois na fratura, logo nota-se que as válvulas apresentavam uma inclinação de 90° graus. Essa inclinação estava prejudicando o selamento das fraturas e a leitura do transdutor de pressão. A Figura 25 mostra duas situações de antes (A) e depois (B) da modificação da válvula.



**Figura 25.** Modificação da válvula; (A) antes e (B) depois da instalação

Notou-se também que o suporte original do aparato experimental já não conseguia suportar o próprio peso do equipamento, detalhado em vermelho na Figura 26A. Dessa maneira, comprometia diretamente a segurança do operador e indiretamente a obtenção dos resultados, visto que as fraturas adquiriram uma nova angulação. Logo, houve a necessidade de construir um suporte hidráulico para o SEF. A Figura 26 (B-C) ilustra o projeto desenvolvido pelo corpo técnico do laboratório, além de detalhar a inclinação do equipamento com e sem o suporte.



**Figura 26.** Suporte do aparato experimental (A) e suporte hidráulico (B) e (C).

### 3.2.2 Transdutores de pressão diferencial com selo remoto no SEF

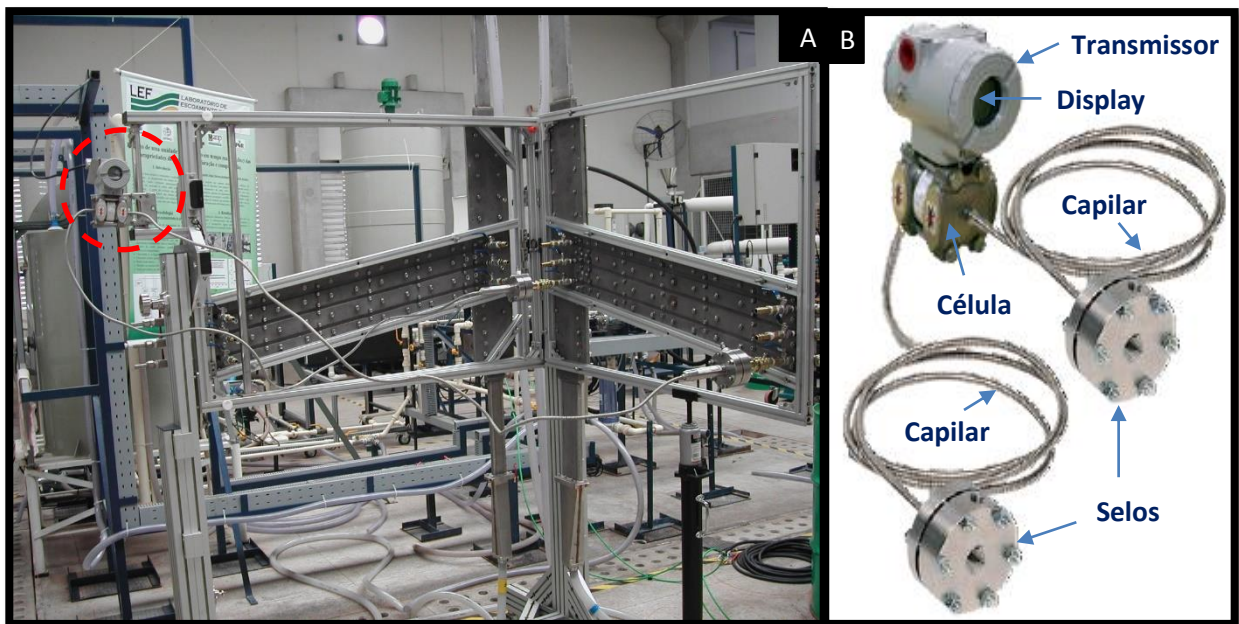
Para avaliar os efeitos dos tampões de combate à perda de circulação em meios porosos fraturados, foi preciso instalar no SEF (Figura 27A) um transdutor de pressão diferencial da marca SMAR modelo LD301D, com selo remoto para fornecer a diferença de pressão em cada arranjo estudado das fraturas. Por meio da diferença de pressão que o material particulado impõe dentro da fratura, pode-se calcular a perda de carga do material particulado. A preocupação com a abrasividade do fluido e a sedimentação dos produtos particulados no interior da célula de medição eram menores. Visto que, segundo Rocha (2008) e Braga (2009) os transdutores de pressão diferencial apresentaram ótimos desempenhos em pesquisa com fluidos de perfuração.

Da mesma forma, Paraiso (2011) obteve bons resultados na utilização do mesmo modelo LD301D ao escoar pasta de cimento. Além disso, de acordo com o manual da SMAR (2008), esse selo permite que a leitura seja realizada por intermédio de uma membrana (diafragma) de inox externa, não havendo contato direto com a célula de medição do aparelho.

O transdutor de pressão diferencial foi posicionado para permitir uma boa visualização dos valores de pressões durante os testes de selamento nas fraturas, Figura 27A. A Figura 27B detalha o transdutor de pressão de selo remoto instalado no SEF (linha pontilhada de vermelho). A medição das pressões é realizada pelo “golpe” imposto pelo fluido no diafragma contido dentro do selo. Assim, os dados ou sinais na forma de binário são transferidos pelo “capilar” até a célula do transmissor, a qual transforma e transmite o sinal correspondente para o “display” contido no transmissor.

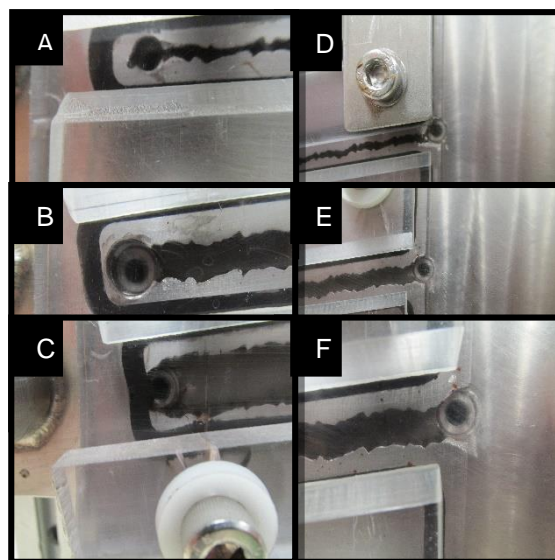
A faixa de calibração solicitada para este transdutor é de 0 a 7 kgf/cm<sup>2</sup>, podendo ser alterada, segundo a empresa SMAR, para intervalos contidos entre 0 e 24 kgf/cm<sup>2</sup>. Entretanto, a faixa de calibração foi modificada pelos autores, visto que durante vários testes preliminares não se conseguia medir com exatidão os diferentes produtos testados. Dessa maneira, houve necessidade de se manter uma faixa de calibração na ordem de 0 a 7 kgf/cm<sup>2</sup>. Dessa forma, os testes poderiam ser realizados tanto para água, Goma Xantana, Amido e materiais particulados, sem a necessidade de alteração da faixa durante os experimentos.





**Figura 27.** (A) Transdutor de pressão diferencial de selo remoto instalado no SEF. (B) Detalhamento do transdutor de pressão. Adaptado do Manual da SMAR (2013).

Na Figura 28, observa-se a localização dos pontos de medição do transdutor de pressão diferencial nas fraturas de 2 mm, 5 mm e 10 mm, os quais estão posicionados na entrada da fratura e na saída da fratura, perto da região anular.



**Figura 28.** Ponto de medição: (A), (B) e (C) posicionado da saída da fratura; (D), (E) e (F) posicionado na entrada da fratura.

As fraturas (2 mm, 5 mm e 10 mm) apresentadas na Figura 28 correspondem apenas ao anular 12 ¼". O conjunto (A), (B) e (C) corresponde às saídas das fraturas e o conjunto (D), (E) e (F) corresponde à entrada das fraturas. Dessa maneira, a distribuição do arranjo das letras ficaram agrupadas da seguinte forma: (A) e (D) corresponde à fratura de 2 mm, (B) e (E) corresponde à fratura de 5 mm e, por fim, (C) e (F) que corresponde à fratura de 10 mm.

### 3.2.3 Software “Fraturômetro” da unidade

Além das mudanças físicas, também foi feito um software de gerenciamento exclusivo para o controle e monitoramento da unidade *on line* durante o uso do simulador de escoamento em fratura. O software foi desenvolvido pelo engenheiro químico Sérgio Magalhães Filho. O software conhecido como “Fraturômetro”, tem por objetivo armazenar os dados de maneira eficiente e que minimize os esforços manuais, tornando o funcionamento da unidade *on line* o mais preciso possível. Esse programa utiliza ferramentas de controle clássico para gerenciamento da vazão, pressão e temperatura da unidade (Figura 29).

Na Figura 29, há três caixas em branco onde são apresentadas as curvas de pressão da bomba, de vazão de retorno e a diferença de pressão na fratura ao longo do teste. Dessa forma, fica exposto todo o histórico destas variáveis, uma vez que o eixo da abscissa é acumulativo. À esquerda das caixas em branco encontra-se a temperatura do fluido em bombeamento, representada graficamente pelo termômetro e, ao lado, está o nível do tanque.

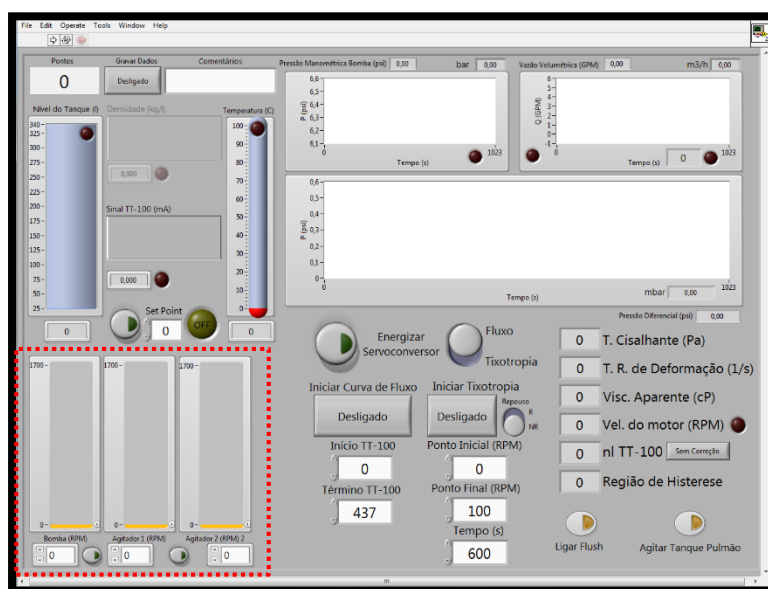


Figura 29. Interface gráfica do programa.

Dentro da linha pontilhada de vermelho, estão três potenciômetros virtuais que comandam respectivamente, da esquerda para a direita, a rotação da bomba de deslocamento positivo, do agitador mecânico do primeiro tanque e do agitador mecânico do segundo tanque.

O programa consegue automaticamente rejeitar qualquer perturbação indesejada, manipulando os comandos sem a intervenção humana. Por isso a escolha de implementar o SEF na unidade *on line*.

## 3.3 Metodologia Experimental

### 3.3.1 Materiais de combate à perda

A seleção do Soluflake, produto laminar a base de flocos de carbonato de cálcio, foi baseada na escolha de materiais que são comumente utilizados em poços que apresentam perdas moderadas (120 bbl/h) e com uma ampla faixa de distribuição granulométrica. A escolha do calcário se deve ao fato de que o material, mesmo tendo em sua composição carbonato de cálcio apresenta uma distribuição granulométrica bem diferente dos Soluflakes, e são usados como adensantes no fluido de perfuração para minimizar a perda de circulação.

Segue, no Anexo A1, a especificação do carbonato de cálcio utilizado como obturante na perda de circulação.

Dessa forma, trabalhou-se com escoamento de suspensões de combate à perda de carga que visam selar as fraturas e materiais adensantes perdidos nas fraturas.

Para estudar o efeito dos materiais particulados em fraturas, foi preciso validar o aparato experimental (SEF) com água industrial e depois através da preparação de fluidos brancos (soluções de água industrial, goma xantana e amido) e de fluidos de testes (suspensões de materiais particulados). O Quadro 9 apresenta os componentes usados no preparo dos fluidos, os quais serão abordados nesta seção.

**Quadro 9.** Componentes do fluidos de perfuração à base água.

<b>Material</b>	<b>Função</b>	<b>Fornecedor</b>
Goma Xantana (GX)	Viscosificante a baixas taxas de cisalhamento	System Mud
Amido	Atua na redução e controlador de filtrado	Companhia Lorez
Calcário	Material obturante / adensante	Brasilminas
SOLUFLAKE FINE™ (SF)	Controle de perdas de circulação e infiltração	Baker Hughes
SOLUFLAKE MEDIUM™ (SM)		
SOLUFLAKE FINE e MEDIUM™ (SFM)		

### 3.3.2 Planejamento Experimental

Antes de iniciar os testes no SEF, houve a necessidade de realizar um planejamento experimental fatorial simples, para duas situações diferentes: um planejamento para os fluidos brancos e outro planejamento para os fluidos de teste. Dessa forma, há como objetivos do planejamento:

- Averiguar a influência dos materiais particulados;
- Construir curvas de selamento;
- Construir as curvas reológicas;
- Construir as curvas de perda de carga.

Para os fluidos brancos foi realizado um planejamento experimental com dois níveis para duas variáveis. Os níveis foram agrupados da seguinte forma; baixo (-1) e alto (+1), conforme apresentado na Tabela 2.

**Tabela 2.** Níveis utilizados no planejamento experimental para fluidos brancos.

<b>VARIÁVEIS</b>	<b>NÍVEIS</b>	
	<b>-1</b>	<b>1</b>
<b>Goma Xantana (lb<sub>m</sub>/bbl)</b>	0	1,5
<b>Amido (lb<sub>m</sub>/bbl)</b>	0	6,0

Fonte: dados do autor.

Esse planejamento (Tabela 2), consiste apenas nos polímeros como variáveis, com o intuito de verificar o comportamento individual desses compostos antes da utilização dos materiais particulados para preparação dos fluidos. Esse delineamento experimental resultou

na preparação de 4 ensaios (Tabela 3) realizado em 6 diferentes vazões (0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5 e 3,0 m<sup>3</sup>/h), resultando assim em 24 testes. Entretanto esses 24 testes foram realizados em cada fratura do equipamento (2 mm, 5 mm e 10 mm), apenas para o anular 12 ¼”, totalizando assim 72 experimentos.

**Tabela 3.** Planejamento fatorial das soluções.

<b>Experimento</b>	<b>Goma Xantana</b>	<b>Amido</b>	<b>Descrição</b>
<b>1</b>	-1	-1	Água
<b>2</b>	-1	1	Amido
<b>3</b>	1	-1	GX
<b>4</b>	1	1	Amido e GX

Fonte: dados do autor.

A Tabela 3, apresenta 4 condições experimentais, que foram realizadas 18 vezes cada um no SEF. Por meio desse planejamento foi possível construir as curvas reológicas dos fluidos de perfuração na temperatura ambiente e averiguar a influência dos materiais particulados no selamento de fraturas.

Para os fluidos de teste, foi realizado um planejamento experimental para os materiais de combate à perda de circulação (LCM). A Tabela 4 apresenta o planejamento dos LCM, utilizados por empresas no selamento de fraturas. Esse planejamento foi constituído de três níveis para duas variáveis. Os níveis foram agrupados da seguinte forma; baixo (-1), médio (0) e alto (+1), conforme apresentado na Tabela 4. O nível baixo (-1) corresponde à ausência de material particulado, o nível médio (0) corresponde à concentração mínima estipulado pelo fabricante do produto (Soluflake Fine e Medium) para selar fraturas menores ou iguais a 2 mm e o nível alto (1) corresponde à concentração adequada estipulado pelo fabricante para selar fraturas menores ou iguais a 10 mm.

**Tabela 4.** Níveis utilizados no planejamento experimental das suspensões.

<b>VARIÁVEIS</b>	<b>NÍVEIS</b>		
	<b>-1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>
<b>Soluflake Fine™ (SF) (lbm/bbl)</b>	0	17,5	35
<b>Soluflake Medium™ (SM) (lbm/bbl)</b>	0	17,5	35
<b>Calcário (lbm/bbl)</b>	0	0	50

\*Fixo: Goma Xantana (1,5 lbm/bbl).

Esse planejamento (Tabela 4) consiste apenas dos LCM's como variáveis, cujo intuito é verificar o comportamento individual desses compostos no selamento de fraturas. Esse delineamento experimental resultou na preparação de 6 ensaios (Tabela 5) realizados em 6 diferentes vazões (3,0; 2,5; 2,0; 1,5; 1,0 e 0,5 m<sup>3</sup>/h), resultando assim em 36 testes.

Os teste começaram da maior vazão para menor vazão, pois dessa forma não haveria a possibilidade de deposição antecipada do material particulado na fratura. Os 36 testes foram realizados primeiramente na fratura de 10 mm e, caso não houvesse tamponamento da fratura, os testes prosseguiriam para as demais fraturas de 5 mm e 2 mm. Os testes foram realizados apenas no anular 12 ¼” (Anexo B).

**Tabela 5.** Planejamento fatorial, para os LCM's.

Experimento	SF	SM	Calcário	Descrição
1	-1	-1	1	calcário
2	-1	0	0	½ SM
3	-1	1	0	SM
4	0	-1	0	½ SF
5	0	0	0	½ SFM
6	1	-1	0	SF

Fonte autor.

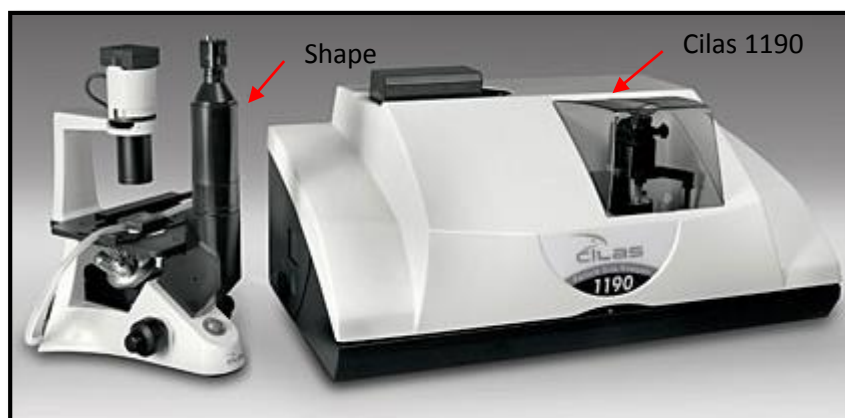
\*sem repetições

A utilização do calcário como variável consiste em verificar se o material em alta concentração é capaz de tamponar fraturas (2 mm, 5 mm e 10 mm), como os materiais LCM/WSM, bem como determinar a perda de carga no escoamento destas suspensões em fraturas. Por intermédio da malha experimental abordada na Tabela 5, foi possível construir as curvas reológicas dos fluidos de perfuração na temperatura ambiente e averiguar a influência dos materiais particulados no selamento de fraturas.

### 3.3.3 Caracterização do tamanho e forma dos agentes obturantes

Para a caracterização dos materiais particulados (calcário, Soluflake fine, Soluflake médium e Soluflake fine e medium) foi utilizado um analisador de partículas do equipamento “*Cilas-1190 Líquido*”, Figura 30. O equipamento utiliza técnica de difração a laser para determinação de distribuição de tamanho de partículas, que é função do ângulo de espalhamento apresentado. A fim de manter a amostra em suspensão e homogênea, esta é recirculada 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 compõe as bandas do detector. O equipamento permite analisar uma faixa analítica de 0,04 a 2500 µm.



**Figura 30.** Equipamento *Cilas-1190 Líquido*. Fonte: “*Cilas*” (2014).

Adicionalmente, a microscopia eletrônica de varredura (*Shape*) foi realizada depois de cada análise de distribuição granulométrica, identificada na Figura 30. 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. Para caracterização do

carbonato de cálcio não foi utilizado dispersante, apenas a função *ultrasonic* do próprio equipamento.

### 3.3.4 Preparação dos fluidos

Foram utilizados para ensaios no SEF, os fluido 1 ao 4 (fluidos brancos ou fluidos base), os quais foram preparados com água industrial (pura) e água industrial mais polímeros. Os fluidos de teste (fluidos 5 ao 8) foram preparados com soluções de goma xantana em água mais materiais particulados. Na utilização dos materiais LCM, foi preciso consultar o manual do fabricante (BAKER HUGHES, 2014). Para os ensaios reológicos, foram utilizados todos os fluidos presentes na Tabela 6, cujas concentrações são próximas daquela usada por fluidos de perfuração.

**Tabela 6.** Classificação dos fluidos Newtoniano e não-Newtoniano.

Fluido	Composição						Características
	Água [L]	GX [lbm/bbl]	Amido [lbm/bbl]	SF [lbm/bbl]	SM [lbm/bbl]	Calcário [lbm/bbl]	
<b>Fluido 1</b>	300	-	-	-	-	-	Newtoniano
<b>Fluido 2</b>	300	1,5	-	-	-	-	não-Newtoniano
<b>Fluido 3</b>	300	-	6,0	-	-	-	não-Newtoniano
<b>Fluido 4</b>	300	1,5	6,0	-	-	-	não-Newtoniano
<b>Fluido 5</b>	300	1,5	-	35	-	-	não-Newtoniano
<b>Fluido 6</b>	300	1,5	-	-	35	-	não-Newtoniano
<b>Fluido 7</b>	300	1,5	-	17,5	17,5	-	não-Newtoniano
<b>Fluido 8</b>	300	1,5	-	-	-	50	não-Newtoniano
<b>Fluido 9</b>	300	1,5	-	35	-	50	não-Newtoniano
<b>Fluido 10</b>	300	1,5	-	-	35	50	não-Newtoniano
<b>Fluido 11</b>	300	1,5	-	17,5	17,5	50	não-Newtoniano
<b>Fluido 12</b>	300	-	6,0	35	-	-	não-Newtoniano
<b>Fluido 13</b>	300	-	6,0	-	35	-	não-Newtoniano
<b>Fluido 14</b>	300	-	6,0	17,5	17,5	-	não-Newtoniano
<b>Fluido 15</b>	300	-	6,0	-	-	50	não-Newtoniano
<b>Fluido 16</b>	300	-	6,0	35	-	50	não-Newtoniano
<b>Fluido 17</b>	300	-	6,0	-	35	50	não-Newtoniano
<b>Fluido 18</b>	300	-	6,0	17,5	17,5	50	não-Newtoniano
<b>Fluido 19</b>	300	1,5	6,0	-	-	-	não-Newtoniano
<b>Fluido 20</b>	300	1,5	6,0	35	-	-	não-Newtoniano
<b>Fluido 21</b>	300	1,5	6,0	-	35	-	não-Newtoniano
<b>Fluido 22</b>	300	1,5	6,0	17,5	17,5	-	não-Newtoniano
<b>Fluido 23</b>	300	1,5	6,0	-	-	50	não-Newtoniano
<b>Fluido 24</b>	300	1,5	6,0	35	-	50	não-Newtoniano
<b>Fluido 25</b>	300	1,5	6,0	-	35	50	não-Newtoniano
<b>Fluido 26</b>	300	1,5	6,0	17,5	17,5	50	não-Newtoniano

Fonte: dados do autor.



### 3.3.4.1 Ensaio no simulador de Escoamento em Fratura (SEF)

#### a) Fluidos Brancos

Realizou-se primeiramente um teste com 300 litros de água industrial (fluido 1) para as vazões de 0,5, 1,0, 1,5, 2,0, 2,5 e 3,0 m<sup>3</sup>/h, em cada anular do equipamento (12 ¼” e 8 ½”), nas três fraturas presentes (2 mm, 5 mm e 10 mm), com intuito medir a pressão e a vazão originais nas fraturas, mediante a abertura de cada fratura. A temperatura do fluido foi de 26 °C durante todo o teste. O tempo suficiente para comprovar a eficiência do material no selamento da fratura, foi de 2 min. Na Tabela 7, está relacionada a condição de fluxo da água industrial na fratura, para a vazão de 1,0 m<sup>3</sup>/h. Para a calibração, foi adotado o seguinte procedimento, para todos os testes:

- Circular com fratura fechada durante 2 min na vazão de 0,5 m<sup>3</sup>/h.
- Com a vazão em 0,5 m<sup>3</sup>/h, abrir a fratura de 2 mm e aquisitar os dados durante 2 min.
- Em seguida fechar a fratura e manter fechada por 2 min, para que o sinal da queda da vazão e simultaneamente o da pressão se estabeleçam.
- Repetir o procedimento experimental para as demais fraturas e demais vazões.

**Tabela 7.** Condição de escoamento da água (pura) na vazão de 1,0 m<sup>3</sup>/h.

	Anular 8 ½”		Anular 12 ¼”	
	Q <sub>F</sub> (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>DF</sub> (psi)	Q <sub>F</sub> (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>DF</sub> (psi)
Fratura fechada	0	0	0	0
2 mm	0,07	1,58	0,09	1,55
5 mm	0,21	0,93	0,17	1,16
10 mm	0,32	0,18	0,31	0,60

Em seguida, preparou-se uma suspensão de 1,5 lbm/bbl de goma xantana em 300 litros de água industrial (fluido 2), com o tempo de agitação de 2 h e velocidade de rotação em 1800 rpm. Depois da homogeneização da GX, foi realizado um levantamento do perfil das fraturas (2 mm, 5 mm e 10 mm) para cada anular (12 ¼” e 8 ½”), seguindo o mesmo procedimento da água. Na Tabela 8 está relacionada a condição de fluxo da GX nas fraturas, para a vazão de 1,0 m<sup>3</sup>/h.

**Tabela 8.** Condição de escoamento da solução de GX na vazão de 1,0 m<sup>3</sup>/h.

	Anular 8 ½”		Anular 12 ¼”	
	Q <sub>F</sub> (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>DF</sub> (psi)	Q <sub>F</sub> (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>DF</sub> (psi)
Fratura fechada	0	0	0	0
2 mm	0,05	4,95	0,07	4,85
5 mm	0,32	3,08	0,29	3,21
10 mm	0,52	0,88	0,36	0,74

Com a unidade limpa, preparou-se uma suspensão de 6,0 lbm/bbl de Amido em 300 litros de água industrial (fluido 3), cujo o tempo de homogeneização foi de 1h30min e velocidade de rotação em 1800 rpm. Depois da hidratação do amido, foi realizado um levantamento do perfil das fraturas (2 mm, 5 mm e 10 mm) para cada anular (12 ¼” e 8 ½”), seguindo o mesmo procedimento pra água. Na Tabela 9 está relacionada a condição de fluxo da GX nas fraturas, para a vazão de 1,0 m<sup>3</sup>/h.

**Tabela 9.** Condição de escoamento da solução de Amido na vazão de 1,0 m<sup>3</sup>/h.

	Anular 8 ½"		Anular 12 ¼"	
	Q <sub>F</sub> (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>DF</sub> (psi)	Q <sub>F</sub> (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>DF</sub> (psi)
Fratura fechada	0	0	0	0
2 mm	0,06	2,22	0,08	2,19
5 mm	0,20	1,37	0,18	1,53
10 mm	0,32	0,31	0,26	0,25

Preparou-se uma suspensão de 6,0 lbm/bbl de amido em 200 litros de água, cujo tempo de homogeneização foi de 1h30min e velocidade de rotação em 1800 rpm. Depois da homogeneização do amido, adicionaram-se 1,5 lbm/bbl de GX e 100 litros de água, cujo tempo de agitação para o homogeneizar a mistura (Amido e GX) foi de 3 h com uma velocidade de rotação em 1800 rpm. Depois da hidratação da mistura, foi realizado um levantamento do perfil das fraturas (2 mm, 5 mm e 10 mm) para cada anular (12 ¼" e 8 ½"), seguindo o mesmo procedimento da água. Na Tabela 10 está relacionada a condição de fluxo da solução de GX e amido nas fraturas, para a vazão de 1,0 m<sup>3</sup>/h.

**Tabela 10.** Condição de escoamento da solução de GX e Amido na vazão de 1,0 m<sup>3</sup>/h.

	Anular 8 ½"		Anular 12 ¼"	
	Q <sub>F</sub> (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>DF</sub> (psi)	Q <sub>F</sub> (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>DF</sub> (psi)
Fratura fechada	0	0	0	0
2 mm	0,09	9,54	0,13	9,54
5 mm	0,43	7,19	0,39	7,16
10 mm	0,63	2,80	0,50	2,51

#### b) Fluidos de Teste

Antes de cada teste no simulador, foi preparada uma mistura de goma xantana em água na concentração de 1,5 lbm/bbl, e posicionada nas fraturas (2 mm, 5 mm e 10 mm). O objetivo desse procedimento é evitar o pré-preenchimento das fraturas durante a circulação dos fluidos com os materiais obturantes que serão testados, uma vez que as fraturas apresentam uma inclinação negativa de 8,92° com o anular do poço. Para tal procedimento utilizou-se um tanque pulmão de 1000 litros, com intuito de minimizar o gasto de goma xantana e agilizar nos teste, mas detalhe na seção 3.1.2.

Para os fluidos com materiais particulados, foi adotado um novo procedimento experimental, que consiste em trabalhar da maior vazão para menor vazão, evitando assim deposição antecipada de materiais. Houve a necessidade de aumentar o tempo de aquisição de dados (durante a fratura aberta), visto que alguns materiais particulados demoraram a selar a fratura (falsos plugueamentos) ou até mesmo selam temporariamente, pois qualquer pico de pressão é suficiente para reestabelecer o escoamento por dentro da fratura (teste de *squeeze*). Dessa forma, para essa calibração, foi adotado o seguinte procedimento:

- Circular com fratura fechada durante 2 min na vazão de 3,0 m<sup>3</sup>/h.
- Com a vazão em 3,0 m<sup>3</sup>/h, abrir a fratura de 10 mm e aquisitar os dados durante 3 min.
- Em seguida fechar a fratura e manter fechada por 2 min, para que o sinal da queda da vazão e simultaneamente o da pressão se estabeleçam.
- Repetir o procedimento experimental para as demais fraturas e demais vazões.

Conforme o procedimento, preparou-se uma suspensão de 1,5 lbm/bbl de goma xantana em 300 litros de água industrial com o tempo de agitação de 2 h e velocidade de

rotação em 1800 rpm. Depois da hidratação, adicionaram-se 50 lbm/bbl de calcário, cujo tempo de agitação da mistura foi de 2h30min. Depois da homogeneização da mistura, foi realizado um levantamento do perfil das fraturas (2 mm, 5 mm e 10 mm) para cada anular (12 ¼” e 8 ½”). Na Tabela 11 está relacionada a condição de fluxo da suspensão do calcário em GX nas fraturas (2, 5 e 10 mm) do anular 12 ¼”.

**Tabela 11.** Condição de escoamento da suspensão do calcário em GX na vazão de 1,0 m<sup>3</sup>/h.

	Anular 12 ¼”	
	Q <sub>F</sub> (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>DF</sub> (psi)
Fratura fechada	0	0
2 mm	0,10	6,11
5 mm	0,30	3,21
10 mm	0,40	1,14

Com a unidade limpa, preparou-se uma suspensão de 1,5 lbm/bbl de goma xantana em 300 litros de água industrial com o tempo de agitação de 2 h e velocidade de rotação em 1800 rpm. Depois da hidratação, adicionaram-se 17,5 lbm/bbl de Soluflake Fine, cujos tempos de agitação da mistura foi de 2h30min. Depois da homogeneização da mistura, foi realizado teste na fratura de 10 mm no anular 12 ¼”, utilizando o mesmo procedimento do calcário.

Em seguida preparou-se uma suspensão de 1,5 lbm/bbl de goma xantana em 300 litros de água industrial com o tempo de agitação de 2 h e velocidade de rotação em 1800 rpm. Depois da hidratação, adicionaram-se 17,5 lbm/bbl de Soluflake Medium, cujos tempos de homogeneização das misturas foram de 2h30min. Depois da homogeneização da mistura, foi realizado teste na fratura de 10 mm no anular 12 ¼”.

Preparou-se uma suspensão de 1,5 lbm/bbl de goma xantana em 300 litros de água industrial com o tempo de agitação de 2 h e velocidade de rotação em 1800 rpm. Depois da hidratação, adicionaram-se 17,5 lbm/bbl de Soluflake Fine e Medium, cujos tempos de homogeneização das misturas foi de 3 h. Depois da homogeneização da mistura, foi realizado teste na fratura de 10 mm no anular 12 ¼”. Os aditivos foram pesados conforme as especificações da Tabela 6.

Na Tabela 12 está relacionada a condição de fluxo de suspensões do SOLUFLAKE™ FINE (SF), SOLUFLAKE™ MEDIUM (SM) e SOLUFLAKE™ FINE e MEDIUM (SFM) em GX na fratura de 10 mm do anular 12 ¼”.

**Tabela 12.** Condição de escoamento da suspensão (SF, SFM e SM) de GX na vazão de 3,0 m<sup>3</sup>/h

	Anular 12 ¼”	
	Q <sub>F</sub> (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>DF</sub> (psi)
Fratura fechada	0	0
10 mm (SF)	0,18	9,53
10 mm (SFM)	0,60	2,20
10 mm (SM)	0,40	1,12

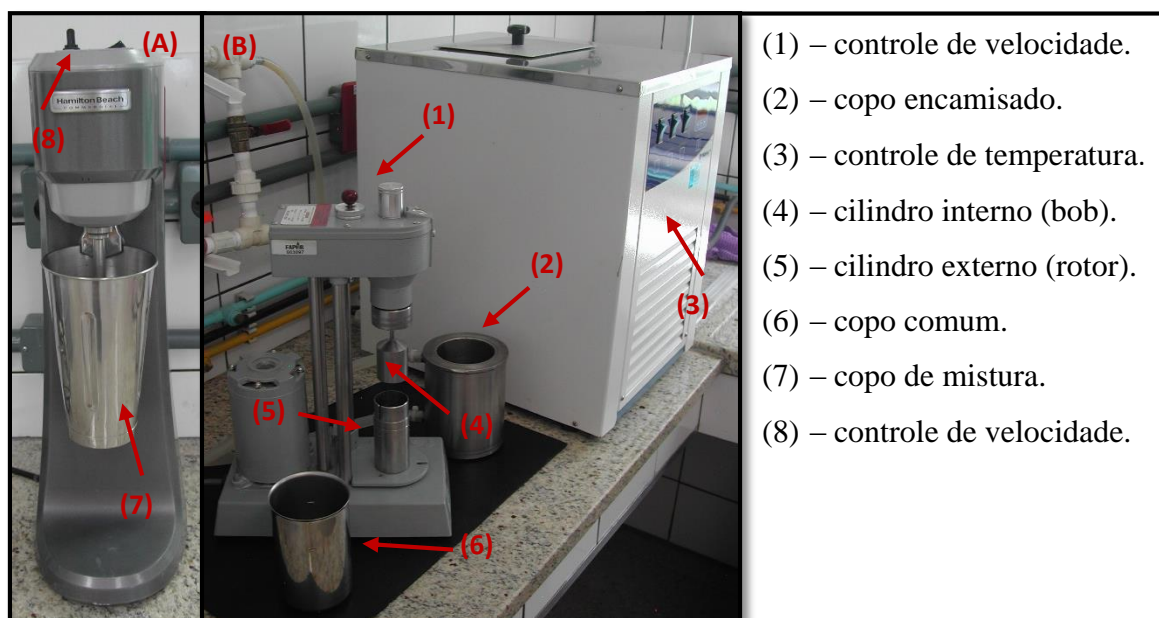
Todos os fluidos testados foram descartados em tambores e posteriormente coletados pelo CENPES para setor de tratamento de resíduo da PETROBRAS. Posteriormente iniciava-se a circulação de água nos dutos da unidade para remoção de resíduos e incrustações presentes nos tubos.

Durantes os testes de perda de carga realizados no SEF, eram coletados 300 mL de amostras do fluido para verificar o seu comportamento reológico. As amostras eram coletadas

em três locais diferentes do SEF; no tanque, na válvula de descarte e nas regiões anulares do equipamento.

### 3.3.4.2 Ensaio Reológico

Foram realizados ensaios reológicos para os fluidos apresentados na Tabela 6. As soluções de GX e/ou Amido foram hidratadas com aproximadamente 200 mL de água sob baixa agitação no misturador Hamilton Beach-Fann® (Figura 31A), na velocidade de 13000 rpm, durante 10 minutos. O volume foi completado com a água até atingir 300 mL. Após a hidratação do(s) polímero(s), os materiais particulados foram colocados no copo do agitador (b) aos poucos e sob constante agitação, alternando a velocidade entre 13000 e 16000 rpm. Ao acrescentar todos os componentes, a velocidade do agitador foi alterada para 18000 rpm por 10 minutos para garantir a homogeneização dos fluidos. Essa metodologia segue a norma N-2605 (PETROBRAS, 2005).



**Figura 31.** (A) Agitador Hamilton Beach ®. (B) viscosímetro Fann 35A e termostatzado Technal® Te-2005.

Após a preparo, o fluido foi transferido para o copo encamisado do viscosímetro FANN 35A para a obtenção da viscosidade aparente do fluido de perfuração (Figura 31B). De acordo com Machado (2003), este instrumento trabalha com o sistema Couette, isto é, o cilindro externo ou rotor é impulsionado a uma velocidade rotacional constante expressa em rotações por minuto (rpm). O cilindro externo de raio  $r_2 = 1,84 \times 10^{-2}$  m gira a uma velocidade constante, pré-selecionada, enquanto o cilindro interno “bob” de raio  $r_1 = 1,72 \times 10^{-2}$  m fica estático. O “bob” sofre uma força de arraste, que é função da viscosidade do fluido, e é transmitida pelo fluido. A constante  $K_m$  desta mola é igual a  $3,87 \times 10^{-5}$  N.m/grau. A velocidade de rotação  $N$  é controlada por meio de um sistema de engrenagens e motor e pode variar conforme os valores 3, 6, 100, 200, 300 e 600 rpm. O controle da temperatura do fluido foi realizado por um banho termostatzado do Technal® Te-2005, acoplado a um copo encamisado capaz de circular e resfriar a água na faixa de -10 a 800 °C.

De posse da velocidade de rotação e do ângulo de deflexão (Anexo A2) podem-se calcular a viscosidade, a tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento de acordo com as equações 15, 16 e 17 respectivamente, (FANN, 1996).

$$\mu = \frac{k_1 \cdot k_2}{k_3} \cdot (100) \cdot \frac{\theta}{N}, \quad (15)$$

$$\tau = k_1 \cdot k_2 \cdot \theta, \quad (16)$$

$$\gamma = k_3 \cdot N, \quad (17)$$

Nas Equações 15, 16 e 17,

$\mu$  - viscosidade do fluidos (Pa.s);  
 $\tau$  - tensão de cisalhamento (Pa);  
 $\gamma$  - taxa de cisalhamento (s<sup>-1</sup>);  
 $\theta$  - ângulo de deflexão lido no equipamento;  
 $N$  - velocidade de rotação imposta ao sistema;  
 $k_1, k_2$  e  $k_3$  - constantes do equipamento.

As constantes do equipamento  $k_1, k_2$  e  $k_3$  dependem do modelo de rotor, bob e mola de torção, os quais foram utilizados (R1-B1-F1). Os valores presentes foram obtidos através do manual do fabricante (Tabela 13).

**Tabela 13.** Constantes do viscosímetro FANN 35A.

Constante	Valor	Unidade
$k_1$	$386 \times 10^{-7}$	(N.m)/defl.
$k_2$	13,2	1/L
$k_3$	1,7023	1/s.rpm

Fonte: dados do autor.

### 3.3.5 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 a seguir.

Durante cada teste no SEF, foram coletados 100 mL de amostras em 3 pontos diferentes (dentro do tanque, no dreno do tanque e na região do anular), para isso utilizaram-se 3 béqueres de 1000 mL, 3 provetas de 50 mL. A balança "SHIMADZU\_AUY220"(max 2000 g min 0,5 g; divisão de verificação 0,1 g e menor divisão 0,01 g), foi utilizada para medir a massa das forminhas. Dessa forma, aferiu-se a massa da forminha sem fluido, em seguida aferiu-se a massa da forminha com 30 mL de fluido de perfuração. Esta foi levada à estufa e deixou-se secar por 24 horas à 100 °C. Após a secagem da alíquota, aferiu-se a massa da forminha com o fluido seco (Figura 32).



**Figura 32.** Retirada da amostra seca em triplicata dos 3 pontos diferentes

A concentração de sólidos foi fixada para os fluidos Newtoniano e 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 18.

$$C_s = \frac{m_s}{V_f}, \quad (18)$$

sendo,  $C_s$  (g/cm<sup>3</sup>) a concentração de sólidos,  $m_s$  (g) a massa de sólidos e  $V_f$  (cm<sup>3</sup>) 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 19,

$$s = \frac{V_s}{V_s + V_l}, \quad (19)$$

em que,  $s$  é a fração volumétrica de sólidos,  $V_s$  (cm<sup>3</sup>) é o volume de sólidos e o  $V_l$  (cm<sup>3</sup>) é o volume de líquido. O volume de sólidos e o volume de líquido podem ser calculados nas Equações 20 e 21,

$$V_s = \frac{m_s}{\rho_s}, \quad (20)$$

$$V_l = \frac{m_l}{\rho_l}, \quad (21)$$

em que,  $m_s$  (g) a massa de sólidos,  $\rho_s$  (g/cm<sup>3</sup>) a densidade de sólidos,  $m_l$  (g) a massa de líquido e  $\rho_l$  (g/cm<sup>3</sup>) a densidade de líquido. Substituindo as Equações 20 e 21 na Equação 19 obtemos a Equação 22 que será utilizada na determinação da fração volumétrica de sólidos.

$$s = \frac{\frac{m_s}{\rho_s}}{\frac{m_s}{\rho_s} + \frac{m_l}{\rho_l}} \quad (22)$$

Na Figura 33, as formas de alumínio contêm sólidos após a secagem das alíquotas. Cada exemplar de fluido à base de água foi realizado em triplicata.



**Figura 33.** Formas de alumínio com fluido de perfuração. (A) calcário, (B) Soluflake fine e (C) Soluflake médium

### 3.3.6 Solubilidade e cinética em meio ácido

A solubilidade em meio ácido comprova que o material pode ser usado em fluidos *drill-in* no selamento de fraturas de reservatórios de petróleo, pois estes produtos tem a facilidade de ser removidos mais rápidos e com mais facilidade na fratura. Dessa forma, preparou-se uma solução de 15% (m/v) para verificar a solubilidade sob ação ácida sobre as amostras (Calcário, Soluflake Fine e Soluflake Medium). Em seguida, pesou-se 1,5 g de cada amostra condicionadas em béqueres de 400 mL secos e limpos. Com o auxílio de uma pipeta volumétrica, pipetaram-se 10 mL da solução de ácido clorídrico do fabricante Vetec 15% adicionando 10 mL de ácido em cada amostra. A reação foi acompanhada de constante agitação por 1 h.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, são apresentados e discutidos os efeitos das partículas sólidas, quanto à forma e ao tamanho, à concentração dos materiais obturantes e aos polímeros em soluções no selamento de fraturas. Foram avaliados os comportamentos reológicos por intermédio do ajuste dos parâmetros dos modelos reológicos para os testes de soluções de polímeros e suspensões de materiais particulados.

Foram realizados testes de escoamentos dos fluidos em fraturas de 2, 5 e 10 mm de largura em um simulador de escoamento de fluidos (SEF). Os testes de escoamento permitiram avaliar a capacidade dos fluidos em atuar como materiais selantes. Para os casos em que não ocorreu o selamento das fraturas, foi possível determinar o coeficiente de perda para as fraturas analisadas. Com o objetivo de calcular a perda de carga em fraturas com escoamento de fluidos, foi realizado teste de *squeeze* para determinar a eficiência dos materiais particulados na cura de fratura.

Foram utilizados fluidos Newtoniano (água industrial) e fluidos não-Newtonianos (água + polímeros) e, posteriormente, foram adicionados materiais particulados de combate à perda: calcário granular (alta concentração) e SOLUFLAKE™ FINE (SF), SOLUFLAKE™ MEDIUM (SM) e SOLUFLAKE™ FINE e MEDIUM (SFM), que são produtos laminar a base de flocos de carbonato de cálcio.

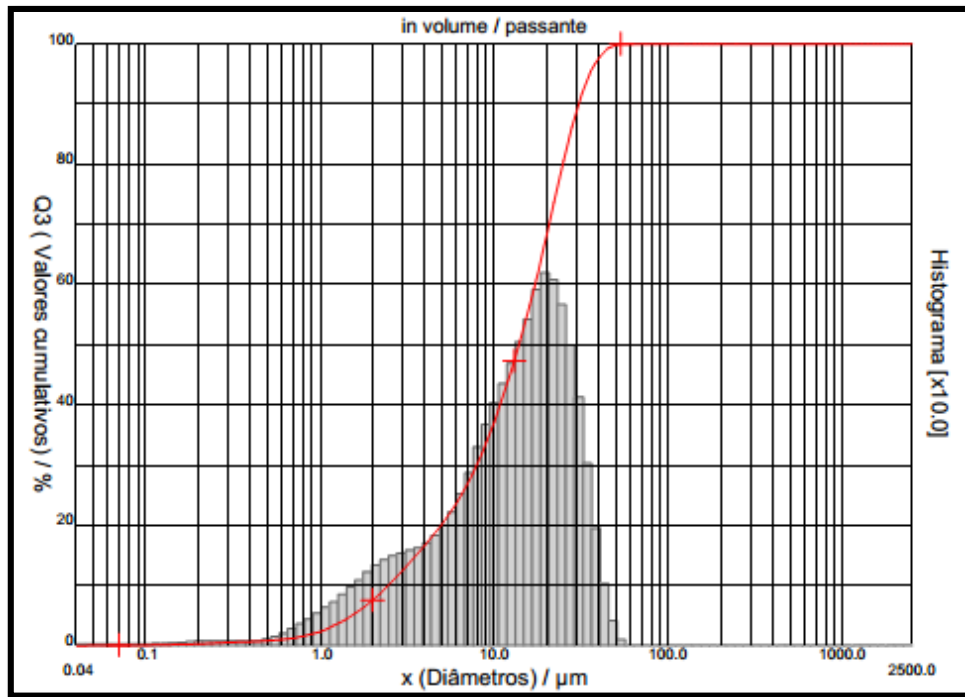
Os experimentos foram realizados da seguinte maneira:

- 4.1 Caracterização de distribuição de partículas;
- 4.2 Análise de imagens dos materiais particulados;
- 4.3 Avaliação do comportamento reológico;
- 4.4 Dados no Simulador de escoamento em fratura (SEF);
- 4.5 Magnitude da perda de circulação pela fratura de 10 mm.

### 4.1 Caracterização de tamanho das partículas

Foi avaliada as distribuições de tamanho de partículas por meio do teste de granulometria para os materiais obturantes (calcário, SF e SM), que foram realizados pelo analisador de partículas “*Cilas-1190*” (CENPES). Encontram-se no Anexo A1 todos os resultados gerados pelo equipamentos citados. As Figuras de 34 a 36 apresentam os resultados em triplicata da distribuição de tamanho dos materiais obturantes. Os testes foram realizados durante 60 segundos com ultrassom evitando a aglomeração das partículas. Na Figura 34 o pico indica que 60% do total da distribuição de calcário está na categoria de tamanho entre 17,8 e 24,2 micra ( $\mu\text{m}$ ).

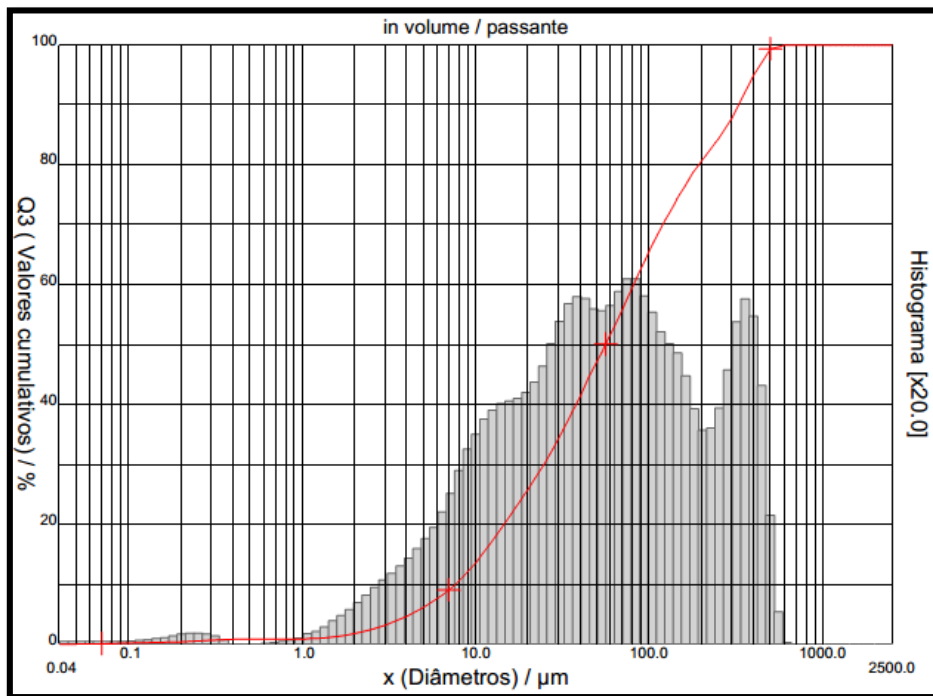




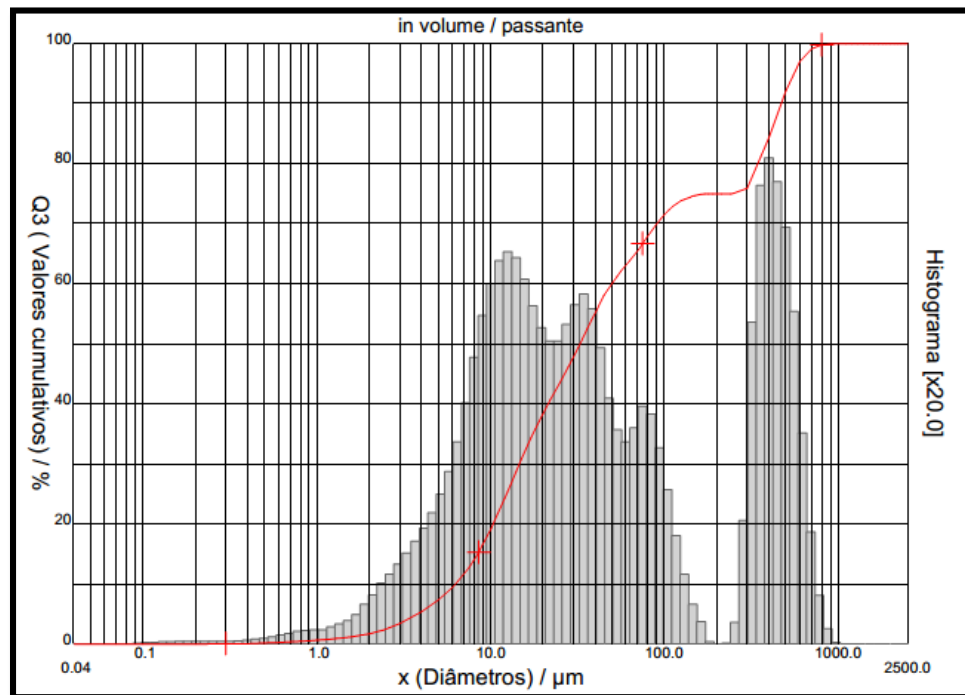
**Figura 34.** Distribuição granulométrica do calcário.

Na Figura 35 e 36 foram observados distribuições bimodais dos LCM, cuja característica não é encontrada no calcário. Essa característica bimodal influencia no tempo de cura de fraturas.

Nota-se também (Figura 36) que 80% do total da distribuição de SM estão na categoria de tamanho entre 390,6 e 469,8 micra ( $\mu\text{m}$ ). Essas características influenciam no selamento das fraturas, cujos resultados são visto na seção 4.5.



**Figura 35.** Distribuição granulométrica do SF.



**Figura 36.** Distribuição granulométrica do SM.

A Tabela 14 apresenta de forma resumida a leitura das Figuras 35 a 36 relativo à percentagem a partir da análise dos parâmetro de diâmetro  $d(0.1)$ ,  $d(0.5)$  e  $d(0.9)$ , além do diâmetro médio referente à caracterização dos materiais obturantes. O  $d(0.1)$  é o diâmetro máximo representado por 10% das partículas ( $\mu\text{m}$ ) presentes na amostra. Da mesma forma,  $d(0.5)$  é o diâmetro máximo representado por 50% das partículas e o  $d(0.9)$  é o diâmetro máximo representado por 90% das partículas ( $\mu\text{m}$ ) presentes na amostra. Outro parâmetro apresentado e o diâmetro médio das amostras, identificado por  $(\bar{d}_p)$ .

**Tabela 14.** Parâmetros obtidos na caracterização dos sólidos. Fonte autor.

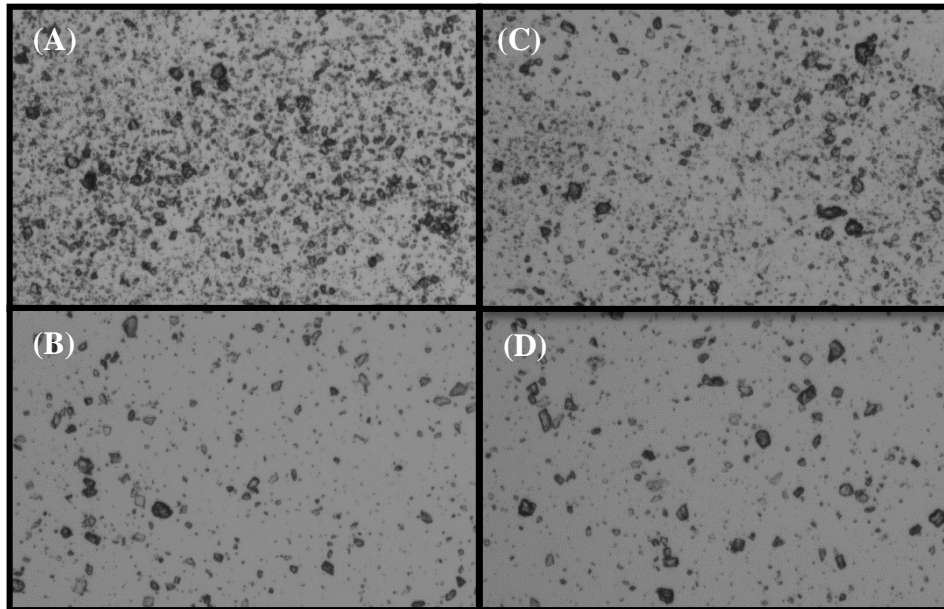
Material	$d(0.1)$ ( $\mu\text{m}$ )	$d(0.5)$ ( $\mu\text{m}$ )	$d(0.9)$ ( $\mu\text{m}$ )	$\bar{d}_p$
Calcário (0-53 $\mu\text{m}$ )	2.45	13.84	30.70	15.45
SF (0-400 $\mu\text{m}$ )	7.82	58.00	338.50	114.50
SM (0-580 $\mu\text{m}$ )	6.23	32.64	470.49	137.93

## 4.2 Análise de imagens

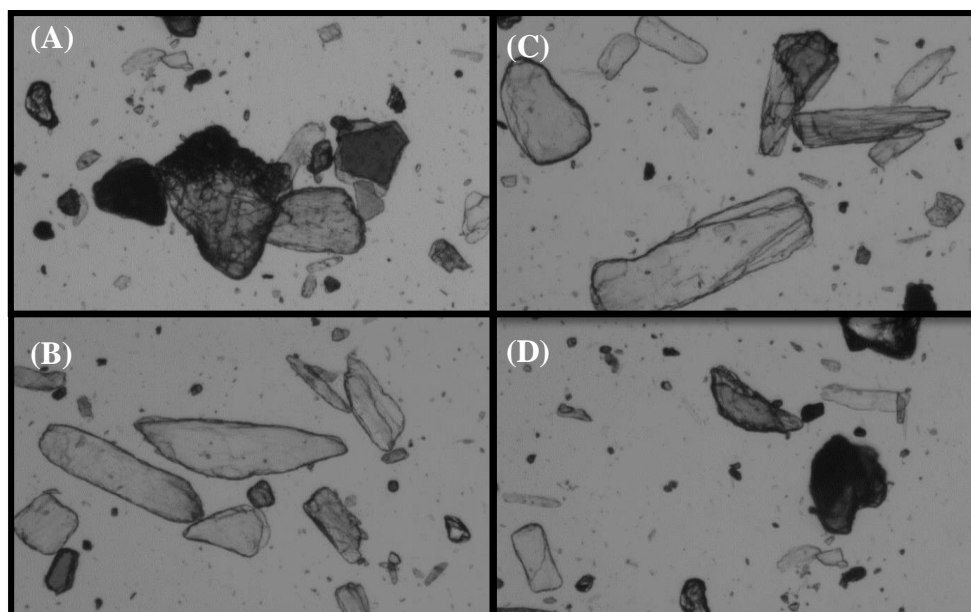
A caracterização de imagens das partículas foram realizados para os materiais obturantes (calcário, SF e SM), pois o objetivo era mostrar por meio da microscopia a diferença de tamanho e de forma dos materiais obturantes. O analisador de partículas “*Cilas-1190*”, emprega a técnica de microscopia eletrônica de varredura (MEV), na qual registra imagens durante a análise granulométrica dos materiais.

As imagens apresentadas nas Figuras de 37 a 39, foram realizadas por intermédio do *shape*, que é um microscópio acoplado ao MEV. A ampliação utilizada para todas as amostras foi de 10x. Houve a necessidade de ultrassom durante 60 segundos, visto que os materiais obturantes aglomeram, dificultando a leitura da amostra. Nas Figuras de 37 a 39, observam-se que os materiais (SF e SM) apresentam formas laminares e tamanhos diferentes do calcário,

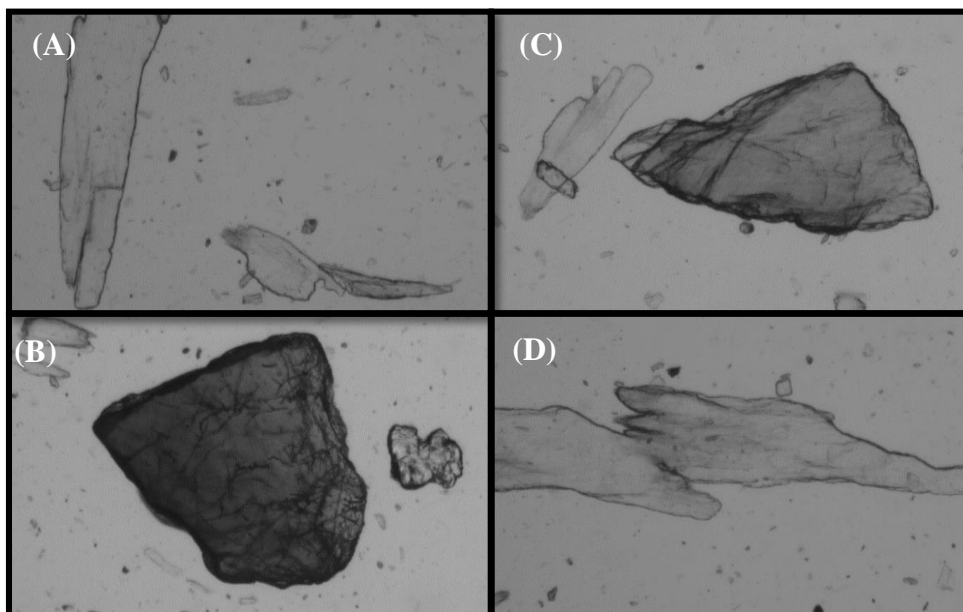
uma característica fundamental no tamponamento da fratura. Nota-se nas Figuras 38 e 39, que mesmo o SF apresentando formas semelhantes ao SM, os tamanhos das partículas do SM influenciaram no tempo de selamento da fratura.



**Figura 37.** Imagem do calcário, ampliação 10x. (A), (B), (C) e (D) são fotos do mesmo material



**Figura 38.** Imagem do SF, ampliação 10x. (A), (B), (C) e (D) são fotos do mesmo material.



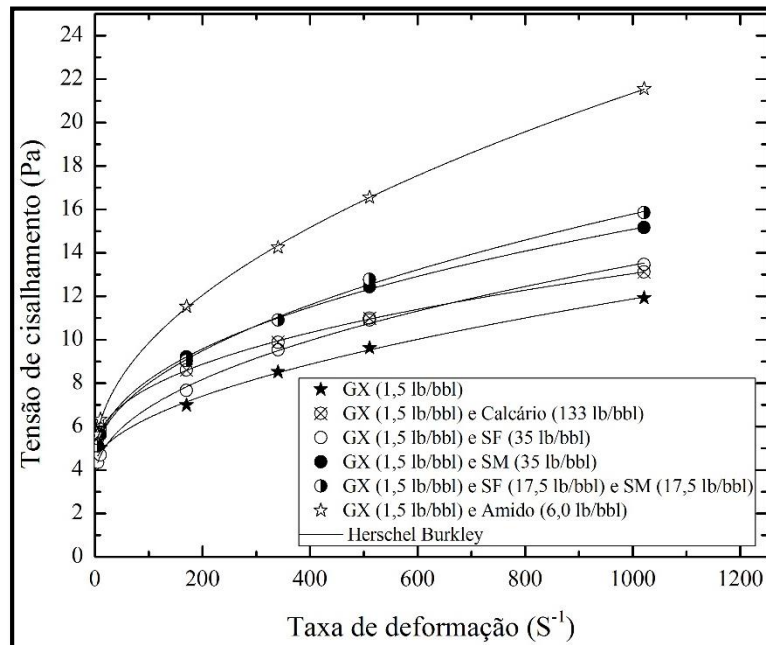
**Figura 39.** Imagem do SM, ampliação 10x. (A), (B), (C) e (D) são fotos do mesmo material.

### 4.3 Avaliação do comportamento reológico

De acordo com o planejamento preliminar, descrito na seção 3.3.2, utilizou-se o viscosímetro FANN 35A em 6 velocidades. Foram construídas as curvas reológicas de cada fluido de perfuração na temperatura ambiente, em torno de 26,5 °C. Os dados obtidos do viscosímetro FANN 35A encontram-se na Tabela 18 (Anexo A2).

Os valores do ângulo de deflexão foram lidos em triplicata, para cada uma das velocidades impostas pelo equipamento. A partir dos dados, foram construídos os gráficos de tensão cisalhante *versus* taxa de deformação, que permitiram inferir sobre o comportamento reológico dos fluidos. Os valores de tensão de cisalhamento *versus* taxa de deformação estão distribuídos nas Tabelas de 19 a 25. (Anexo A2).

Os dados obtidos foram ajustados ao modelo Herschell-Buckley, pelo software OriginPro®, versão 8.5 para os fluidos não-Newtonianos deste planejamento. A Figura 40 apresenta as curvas de comportamento reológico dos fluidos não-Newtonianos, que possuem características pseudoplásticas. Nesse caso, uma solução de goma xantana com a variação dos diferentes LCM's (SF, SM e SFM) e sólidos (calcário e amido) em água industrial.

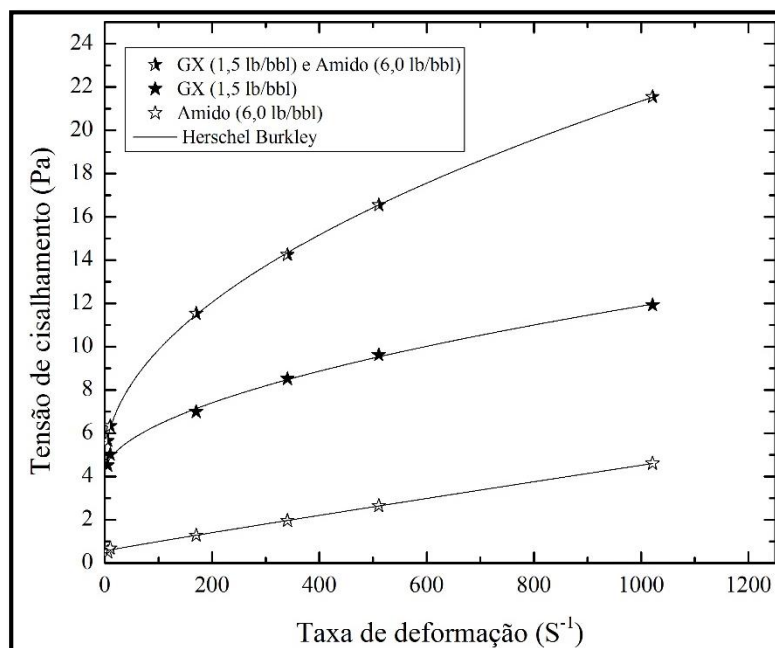


**Figura 40.** Tensão cisalhante versus taxa de deformação. Pontos dados experimentais e as curvas são ajustada pelo modelo.

As curvas da Figura 40 ilustram a variação da taxa de deformação com a tensão de cisalhamento imposta pelo fluido, utilizadas para ajustar os parâmetros reológicos dos fluidos. Na solução de GX contendo SM, a tensão cisalhante aplicada para o fluido escoar foi maior do que na solução de GX contendo SF, para toda taxa de deformação. Isso mostra que a variedade de tamanho das partículas influencia na viscosidade aparente. Observa-se também que a tensão cisalhante da solução GX e amido foi maior do que as demais amostras, devido ao fato do amido ser hidrofílico e possuir partículas grandes em sua cadeia (GUIMARAES *et al.*, 2007). O que lhe permite atuar como controlador ou auxiliar na diminuição da perda de fluido para a formação (MARTINS *et al.*, 2003).

#### 4.3.1 Soluções de polímeros (GX e Amido) em água industrial.

A Figura 41 apresenta as curvas reológicas para as soluções de polímeros (GX e amido) que ilustram a variação da tensão de cisalhamento com a taxa de deformação imposta pelo fluido. Nesse caso, uma solução de GX (1,5 lbm/bbl), uma solução de amido (6,0 lbm/bbl) e uma solução de GX (1,5 lbm/bbl) e amido (6,0 lbm/bbl), todos com 300 mL de água.



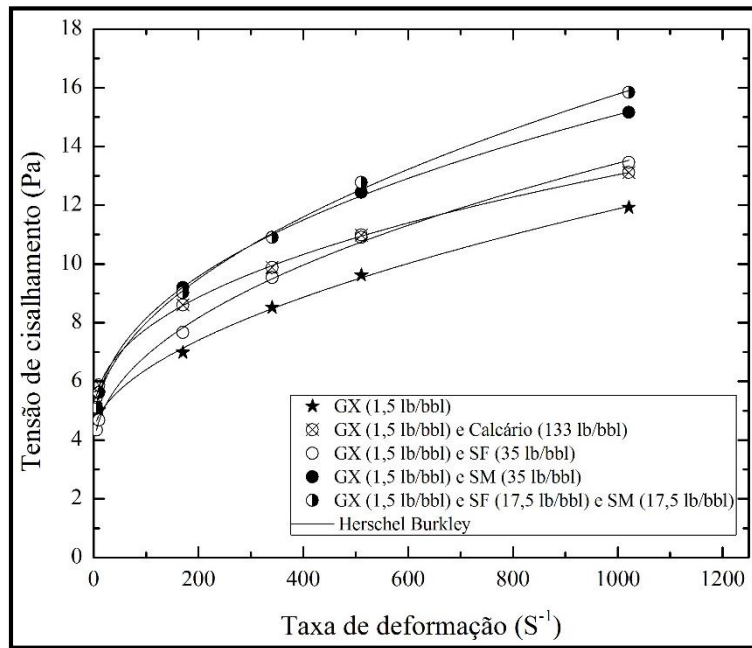
**Figura 41.** Tensão cisalhante versus taxa de deformação. Pontos dados experimentais e as curvas são ajustada pelo modelo.

Na solução de GX (pura), a tensão cisalhante aplicada para o fluido escoar foi maior do que na solução de Amido (puro), e menor do que na solução de GX e amido. Isso é explicado pelo fato de as interações intermoleculares presentes na mistura GX/amido serem mais fortes que as interações na GX pura. A influência do amido na reologia, quando comparado à reologia do fluido base (goma xantana em água), foi significativamente maior (ROHR, 2007).

#### 4.3.2 Suspensões de materiais particulados (SF, SM, SFM e CaCO<sub>3</sub>) em polímero (GX).

As Figuras 42 e 43 apresentam as curvas reológicas para as suspensões. Nesse caso, uma solução de goma gantana (GX + água industrial) foram adicionados diferentes materiais particulados (calcário e classe de Soluflakes).

A Figura 42 mostra os dados típicos de tensão de cisalhamento *versus* taxa de deformação utilizadas para ajustar os parâmetros reológicos dos fluidos. Neste caso, para solução de goma xantana e calcário, solução de goma xantana e SF, solução de goma xantana e SM e solução de goma xantana e SFM todos com 300 mL de água.



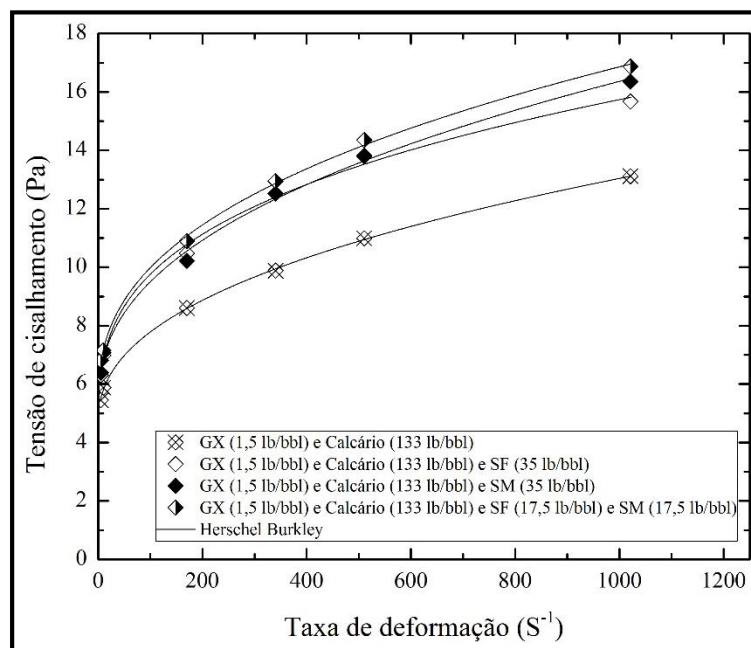
**Figura 42.** Tensão cisalhante versus taxa de deformação. Pontos dados experimentais e as curvas são ajustada pelo modelo.

Na solução de GX contendo SF, para taxas de deformações abaixo de 450 (s<sup>-1</sup>), a tensão cisalhante aplicada para o fluido escoar foi menor do que na solução de GX contendo alta concentração de calcário, entretanto apresentou um tensão de cisalhamento maior nas taxas de deformações acima de 900 (s<sup>-1</sup>). Isso indica que as suspensões de calcário e SF apresentam semelhança na viscosidade, em soluções com GX.

Para uma taxa de deformação acima de 450 (s<sup>-1</sup>), a tensão cisalhante é maior na solução de GX contendo SFM do que na solução de GX contendo SM. Isso mostra que a variedade de tamanhos influencia na reologia do fluido.

As curvas da Figura 43 apresentam os dados típicos de tensão de cisalhamento *versus* taxa de deformação utilizadas para ajustar os parâmetros reológicos dos fluidos para mistura de calcário e (SF e SM).

Na solução de GX e alta concentração de calcário contendo SM a tensão cisalhante aplicada para o fluido escoar foi maior do que na solução de GX e alta concentração de calcário contendo SF e menor do que na solução de GX e alta concentração de calcário contendo SF.



**Figura 43.** Tensão cisalhante versus taxa de deformação. Pontos dados experimentais e as curvas são ajustada pelo modelo.

Para uma taxa de deformação acima de 400 (s<sup>-1</sup>), na Figura 43, a solução de GX contendo SFM continua apresentando uma tensão de cisalhamento maior do que as demais soluções, mesmo adicionando alta concentração de calcário nas soluções.

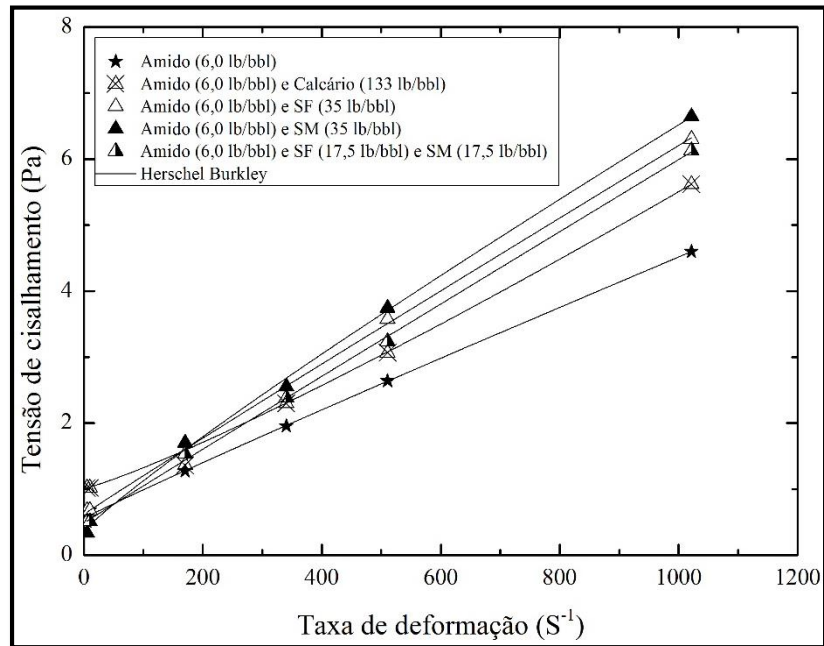
#### 4.3.3 Suspensões de materiais particulados (SF, SM, SFM e CaCO<sub>3</sub>) em polímero (Amido)

As Figuras 44 e 45 apresentam as curvas reológicas para as suspensões, nesse caso, uma solução de amido com a variação dos diferentes materiais particulados (calcário e classes de Soluflake) em água industrial. Nota-se que com a adição do calcário, na forma granular, a reologia do fluido passou de um comportamento próximo de Bingham (Figura 44), para um comportamento Dilatante (Figura 45).

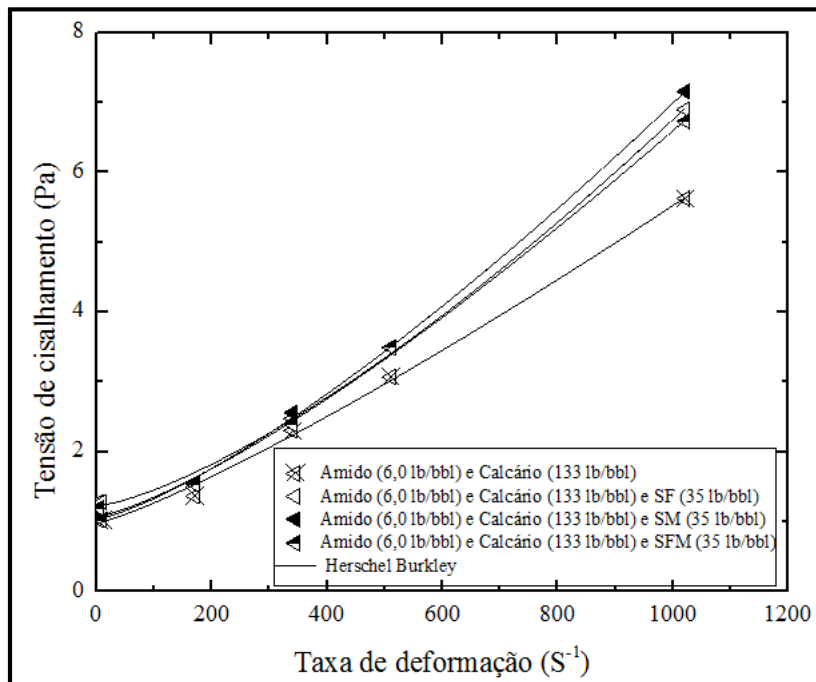
Apesar da concentração de amido ser 4 vezes maior que a concentração de goma xantana, é nítido que fluidos à base de GX são mais viscosos do que fluido à base de amido, logo a tensão cisalhante também é maior, desde que a taxa de deformação seja a mesma.

As suspensões dos materiais particulados (calcário e SF, SM e SFM) apresentadas nas Figuras 42 e 43 em solução do polímero GX apresentaram maiores valores de tensão cisalhante quando comparadas com as suspensões de sólidos em solução de amido, presentes nas Figuras 44 e 45. Esse fenômeno pode ser explicado devido à influência do amido como redutor de viscosidade.





**Figura 44.** Tensão cisalhante versus taxa de deformação. Pontos dados experimentais e as curvas são ajustada pelo modelo.



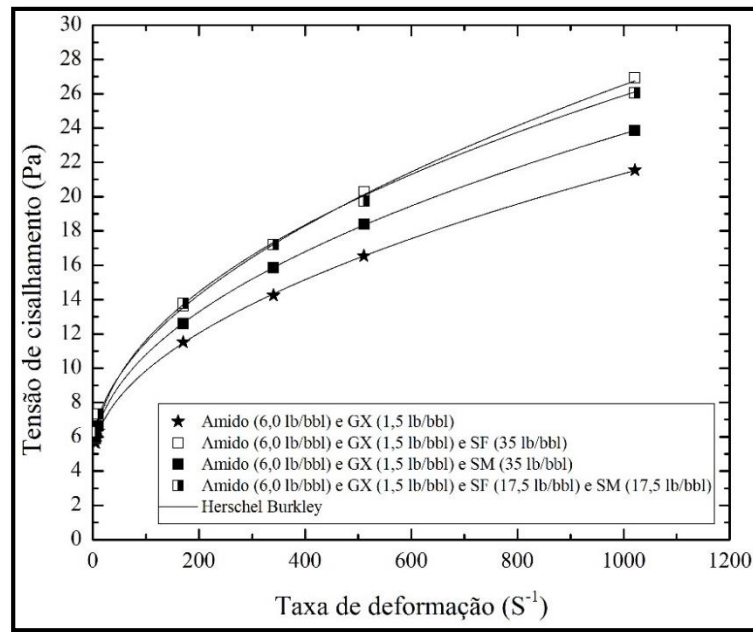
**Figura 45.** Tensão cisalhante versus taxa de deformação. Pontos dados experimentais e as curvas são ajustada pelo modelo.

#### 4.3.4 Suspensões de materiais particulados (SF, SM, SFM e CaCO<sub>3</sub>) em polímero (GX e Amido)

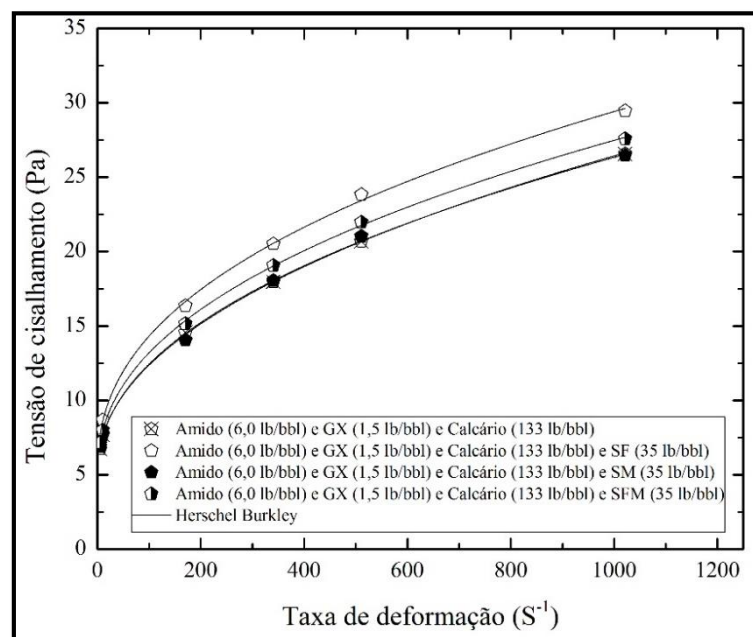
As Figuras 46 e 47 apresentam as curvas reológicas para as suspensões, nesse caso, uma suspensão com polímeros fixos (goma xantana e amido) com a variação dos diferentes

materiais particulados (calcário e classe de Soluflake) em água industrial. Observa-se que a presença dos polímeros GX e amido em uma mesma suspensão causou aumento nas curvas reológicas, quando comparada com as soluções e suspensões apresentadas anteriormente.

Nas Figuras 46 e 47, observa-se que a presença dos sólidos aumenta a tensão cisalhante para uma mesma taxa de deformação. Entretanto, a presença de SF e SM reduz a taxa de deformação para as suspensões.



**Figura 47.** Tensão cisalhante versus taxa de deformação. Pontos dados experimentais e as curvas são ajustada pelo modelo.



**Figura 46.** Tensão cisalhante versus taxa de deformação. Pontos dados experimentais e as curvas são ajustada pelo modelo.

#### 4.3.5 Ajustes dos parâmetros dos modelos reológicos

Aplicando as Equações 15, 16 e 17, apresentados na seção 3.3.4.2, obteve-se os valores de viscosidade em função da tensão de cisalhamento e da taxa de deformação do fluido, apresentados nas Figuras de 39 a 47. Os fluidos apresentaram características de fluido pseudoplástico, com limite de escoamento. Omland *et al.* (2009) afirmaram que a forma das partículas também irá influenciar na viscosidade, e que qualquer desvio a partir de uma forma esférica das partículas aumentará a viscosidade. De acordo com a equação (2), os dados dos parâmetros ajustados ao modelo reológico e o coeficiente de determinação ( $R^2$ ), são apresentados na Tabela 15.

**Tabela 15.** Dados reológicos obtidos para o ajuste dos dados experimentais.

Fluido	<i>Herschel Burkley</i>			$R^2$
	$\tau_0$ (Pa)	k (Pa.s <sup>n</sup> )	n (adimensional)	
Fluido 2	4,211	0,178	0,544	0,997
Fluido 3	0,556	0,005	0,959	0,999
Fluido 4	4,546	0,527	0,501	0,999
Fluido 5	3,500	0,388	0,469	0,999
Fluido 6	3,985	0,585	0,426	0,999
Fluido 7	4,345	0,370	0,496	0,998
Fluido 8	4,607	0,449	0,424	0,999
Fluido 9	4,147	1,314	0,315	0,996
Fluido 10	5,266	0,615	0,418	0,996
Fluido 11	5,276	0,775	0,391	0,999
Fluido 12	0,619	0,006	0,980	0,999
Fluido 13	0,362	0,011	0,906	0,998
Fluido 14	0,487	0,005	0,990	0,999
Fluido 15	1,011	0,001	1,155	0,999
Fluido 16	1,223	3,853E-4	1,385	0,998
Fluido 17	1,037	6,893E-4	1,312	0,999
Fluido 18	1,066	7,237E-4	1,294	0,998
Fluido 19	4,546	0,527	0,501	0,999
Fluido 20	4,191	0,869	0,465	0,999
Fluido 21	4,520	0,670	0,485	0,999
Fluido 22	5,275	0,532	0,533	0,998
Fluido 23	4,853	0,945	0,452	0,999
Fluido 24	5,013	1,352	0,418	0,999
Fluido 25	5,156	0,827	0,469	0,998
Fluido 26	4,864	1,129	0,433	0,999

Fonte: dados do autor.

#### 4.4 Densidade, concentração de sólidos e temperatura

A densidade dos fluidos foi obtida durante o teste no SEF, através do medidor de vazão mássico. O valor de referência de densidade para os fluidos de 2 a 7 foi de 1,14 kg/L, entretanto para o preparo do calcário em alta concentração (Fluidos 8), a densidade de referência foi de 1,20 kg/L. Esses valores foram adotados baseado em valores reais de um fluido de perfuração.

Para determinar a concentração de sólidos ( $C_s$ ), utilizaram-se formas de alumínio com a massa previamente aferida. Os experimentos foram realizados em triplicata. A concentração de sólidos foi fixada para os fluidos não-Newtonianos em 260 g/L, valor este de referência para fluidos de perfuração. Na Tabela 16, são apresentados os valores de densidade e concentração de sólidos, apenas dos fluidos utilizados no SEF. A temperatura foi medida por meio do transmissor de temperatura durante os teste no SEF.

**Tabela 16.** pH, Densidade e  $C_s$  dos fluidos Newtonianos e não-Newtonianos

Fluido	Componente	$\rho$ (g/cm <sup>3</sup> ) ( $\pm 0,01$ )	$C_s$ (g/L) ( $\pm 0,01$ )	T (°C) ( $\pm 0,5$ )
Fluido 1	Água (300 L)	1,000		27,0
Fluido 2	GX (1,5 lbm/bbl)	1,001	257	27,8
Fluido 3	Amido (6,0 lbm/bbl)	1,001	255	27,5
Fluido 4	GX (1,5 lbm/bbl) + Amido (6,0 lbm/bbl)	1,001	263	28,8
Fluido 5	GX (1,5 lbm/bbl) + SF (35 lbm/bbl)	1,021	260	27,8
Fluido 6	GX (1,5 lbm/bbl) + SM (35 lbm/bbl)	1,023	264	27,7
Fluido 7	GX (1,5 lbm/bbl) + SFM (35 lbm/bbl)	1,018	262	28,0
Fluido 8	GX (1,5 lbm/bbl) + Calcário (50 lbm/bbl)	1,176	262	27,7

Fonte: Dados do autor.

#### 4.5 Dados do simulador de escoamento em fratura (SEF)

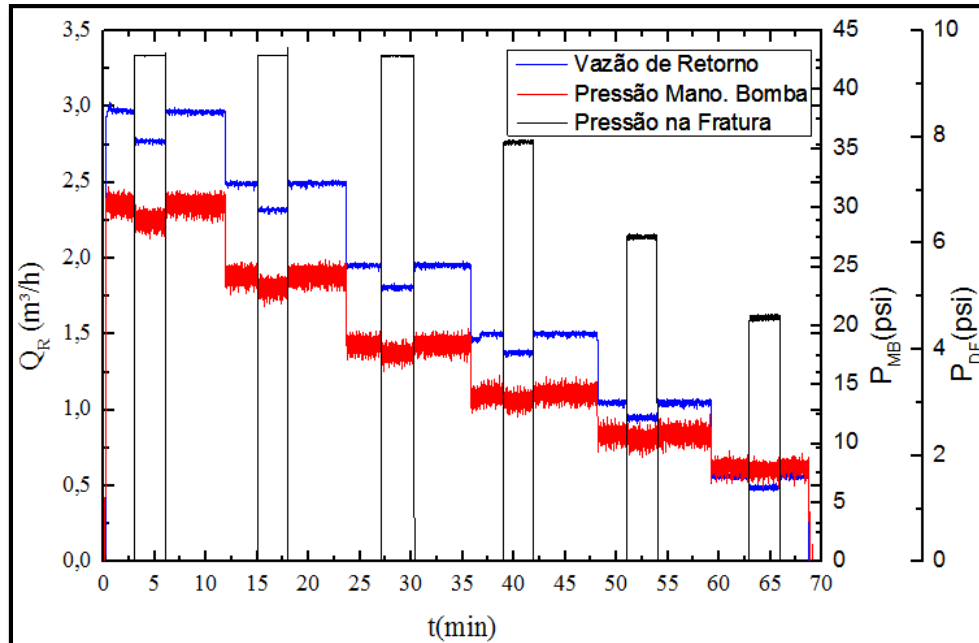
Nesta seção foi avaliada a capacidade de selamento dos sólidos calcário na forma granular e calcário na forma de flocos (SF, SM e SFM), conforme o procedimento da seção 3.3.2. São apresentados os resultados para a fenda de 10 mm na seção de alimentação que apresenta similaridade com o anular 12 ¼" com uma coluna de perfuração de 5" polegadas. Caso haja o tamponamento na fratura de 10 mm, as demais fraturas de 2 e 5 mm serão seladas da mesma forma. Os resultados das fraturas de 2 e 5mm estão apresentados no Anexo B. Os ensaios neste trabalho visaram a obtenção da perda de carga em função das vazões (0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0 m<sup>3</sup>/h) e determinação da eficiência de cada material no selamento da fratura.

##### 4.5.1 Avaliação do Calcário

O calcário atua no tamponamento para a formação do reboco e no selamento de fraturas pequenas (infiltração). O calcário foi preparado em água industrial (300 litros) com goma xantana (1,5 lbm/bbl) na concentração de 50 lbm/bbl (110 kg).

A Figura 48 mostra um resultado típico do comportamento do calcário na fratura. Os demais resultados encontram-se no Anexo B. Estabilizou-se a vazão em torno de 3,0 m<sup>3</sup>/h (curva azul) e, na medida em que o fluido passa pela fratura é possível perceber uma queda na vazão de retorno, uma vez que parte do fluxo está sendo perdido pela fratura. Essa queda de

vazão é identificada pelo sensor de vazão posicionado no retorno do anular e representada pela abertura da válvula no final da fratura. Nota-se que a curva em vermelha ilustra a pressão de bombeio ( $P_{MB}$ ) e a curva preta representa a pressão diferencial na fratura ( $P_{DF}$ ).



**Figura 48.** Dinâmica de abertura e fechamento da fratura de 2 mm no anular 12 1/4”.

A suspensão de alta concentração de calcário em GX não foi capaz de tamponar a fratura de 2 mm, logo não houve a necessidade de realizar os teste nas demais fraturas. O resultado foi satisfatório, pois de acordo com a literatura (seção 2.5), o material é utilizado como aditivo do fluido de perfuração sendo o agente obturante no combate de infiltrações (perdas pequenas). Dessa forma, o calcário sozinho não apresenta as características como a forma e tamanho necessárias para tamponar fraturas acima de 2 mm como material de combate à perda de circulação (LCM/WSM).

Durante os três minutos iniciais a pressão na fratura ( $P_{DF}$ ) é zero, indicando que não há escoamento na fratura. Assim que se abre a válvula da fratura de 10 mm (a partir de 3 minutos) começa a registrar-se uma variação na pressão da fratura, até sua estabilização em 9,54 psi, que nesse caso, é o limite de leitura imposto ao transdutor de pressão diferencial no software.

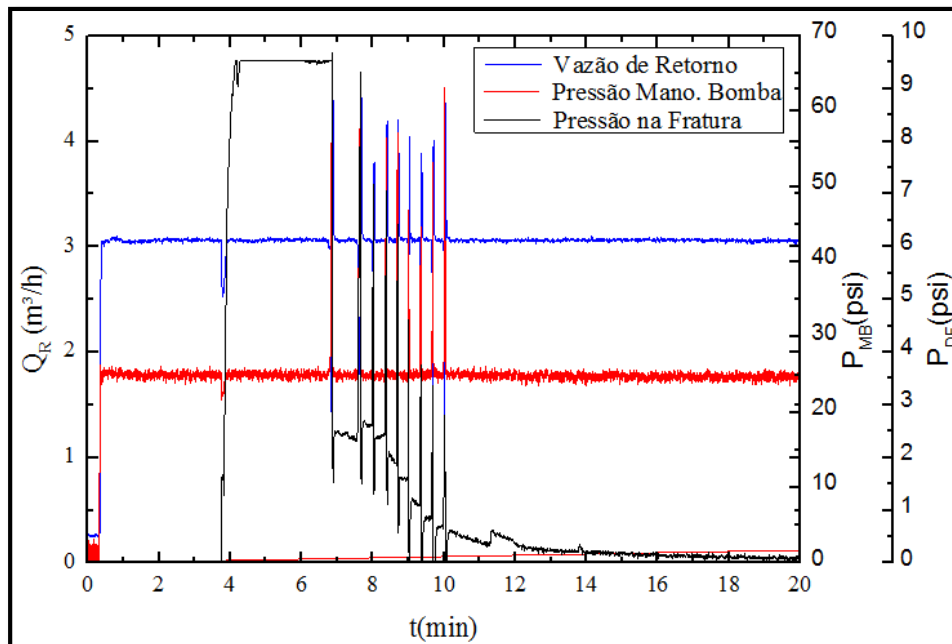
Nota-se também que o equipamento só consegue registrar valores reais de pressão diferencial na fratura, quando a vazão de retorno for menor que 2,0 m³/h. Para que ocorra o selamento na fratura a pressão diferencial na fratura deve tender a zero durante o período de queda da vazão, a qual não aconteceu em momento nenhum.

#### 4.5.2 Avaliação do Soluflake Medium (SM)

O teste da Figura 49 foi realizado no anular 12 1/4” e somente na fratura mais crítica do ponto de vista de tamponamento (10 mm). Os resultados mostraram que o tampão testado foi extremamente eficiente em tamponar as fraturas de 10 mm. As fraturas de 2 mm e 5 mm seriam facilmente tamponadas.

Na Figura 49, foi feito um zoom gerando as Figuras 50 e 51 para obter-se um melhor entendimento do processo de selamento do Soluflake Medium na fratura. Na Figura 49 a curva azul ilustra a vazão de retorno ( $Q_R$ ) do anular, a curva vermelha representa a pressão de

bombeio ( $P_{MB}$ ) e a curva preta indica a pressão diferencial na fratura ( $P_{DF}$ ) gerada pelo uso do Soluflake Medium (35 lbm/bbl) durante o processo de tamponamento.

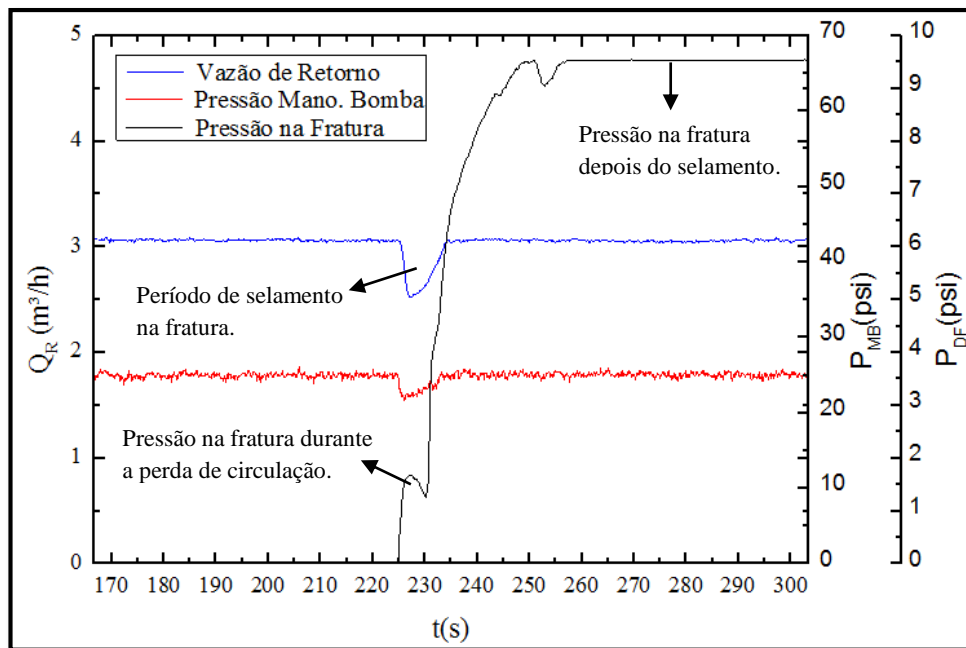


**Figura 49.** Dinâmica de abertura e fechamento da fratura de 10 mm no anular 12 1/4”.

Após a circulação do fluido pelo anular para estabilização de vazão e de pressão o teste foi iniciado com abertura da fratura, conforme pode ser observado pela perturbação na curva de vazão (por volta de 3 minutos e 9 segundos do início do teste). Como o sensor de vazão é posicionado no retorno do anular e após a fratura, é possível perceber uma queda na vazão uma vez que parte do fluxo está perdido pela fratura.

Nota-se que o selamento na fratura foi completo, pois não houve nenhum registro de queda de vazão que indicasse escoamento na fratura, depois do teste *squeeze*. A Figura 50 esclarece melhor os picos da pressão diferencial na fratura registrada pelo equipamento, mostrado anteriormente na Figura 49.

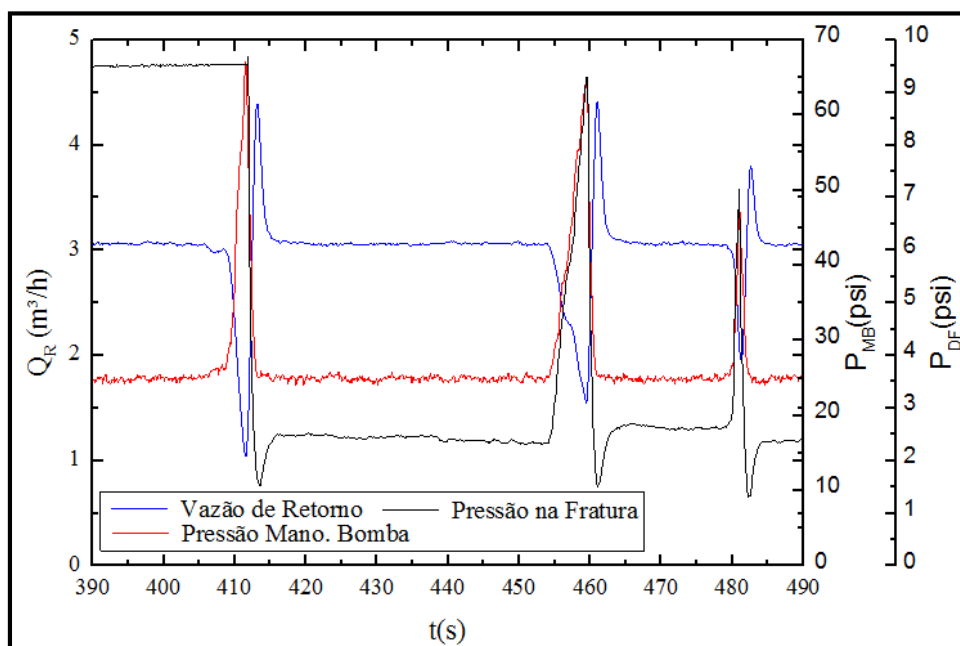
A Figura 50 ilustra o momento exato do plugueamento do Soluflake Medium. Os resultados mostram a eficiência do sistema em tamponar a fratura, uma vez que, após cerca de 10 segundos (no instante de tempo entre 225 a 235 segundos), a vazão no anular retorna ao seu patamar inicial em 3,0  $m^3/h$  e, simultaneamente começa a registrar uma variação na pressão da fratura, até sua estabilização em 9,54 psi, que é o limite de leitura do transdutor de pressão diferencial na fratura. Esse exato momento mostra o tamponamento completo da fratura de 10 mm pelo Soluflake Medium.



**Figura 50.** Período de plugueamento do SM na fratura de 10mm no anular de 12 ¼”.

Com o fim da perda de circulação e com a bomba ainda ligada, a válvula de saída do anular foi fechada por alguns segundos, mas com a válvula da fratura aberta, para que fosse simulado um processo de compressão (*squeeze*) do material particulado no interior da fratura. Pode ser visto com mais detalhe na Figura 51.

Por volta dos 6 minutos (390 segundos) de teste, procedeu-se à compressão na fratura frente ao anular de 12¼”, onde a pressão manométrica da bomba variou de 37 para 66,7 psi. Durante os nove testes de compressão não foi observado deslocamento do colchão (material) dentro da fratura.



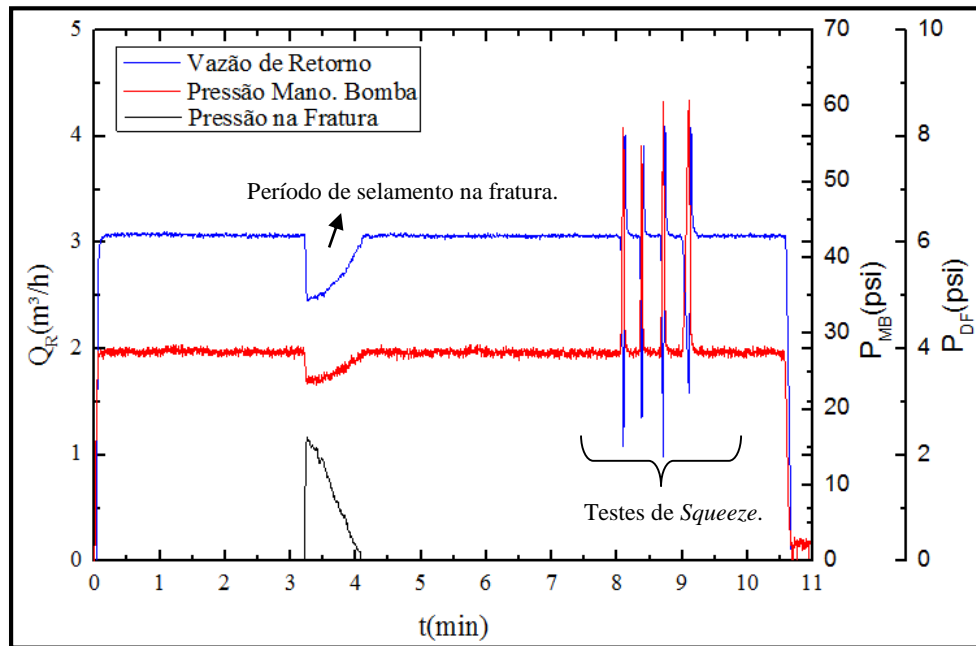
**Figura 51.** Compressão do colchão (*squeeze*) na fratura de 10mm no anular 12 ¼”.

Após o *squeeze*, a remoção do colchão do interior da fratura foi feito por deslocamento reverso, de volta ao anular, sem que houvesse resistência do material particulado. Dessa forma, o Soluflake medium pode ser usado em fluidos *drill-in* no selamento de fraturas de reservatórios de petróleo.

#### 4.5.3 Avaliação do Soluflake Fine e Medium

Na Figura 52, foi feito um zoom gerando a Figura 53 para se obter-se um melhor entendimento do processo de selamento do Soluflake Fine (17,5 lbm/bbl) e Medium (17,5 lbm/bbl) na fratura e a Figura 54 para compreender o teste de *squeeze*. Na Figura 52 a curva azul ilustra a vazão de retorno ( $Q_R$ ) do anular, a curva vermelha representa a pressão de bombeio ( $P_{MB}$ ) e a curva preta indica a pressão diferencial na fratura ( $P_{DF}$ ). Durante os 3 minutos iniciais, a pressão na fratura é zero, indicando que não há escoamento na fratura. Em seguida, o teste foi iniciado com abertura da fratura, conforme pode ser observado pela perturbação na curva de vazão (por volta de 3 minutos do início do teste). A queda na vazão indica à perda de circulação do fluido na fratura.

Os resultados mostrou a eficiência do sistema em tamponar a fratura, uma vez que após cerca de 1 minuto (no instante de tempo entre 3 a 4 minutos), a vazão no anular retorna ao seu patamar inicial em  $3,0 \text{ m}^3/\text{h}$ . Esse momento mostra o tamponamento completo da fratura de 10 mm pelo produto.



**Figura 52.** Dinâmica de abertura e fechamento da fratura de 10 mm no anular 12 1/4”.

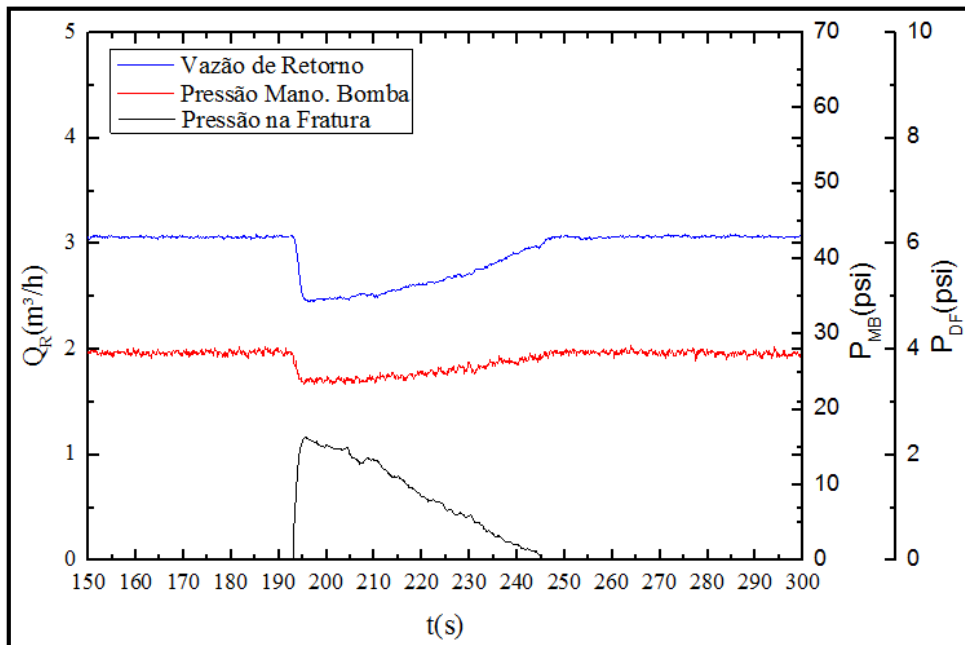
Assim que a válvula da fratura de 10 mm foi aberta (a partir de 3 minutos), o transdutor de pressão diferencial registra um pico de pressão da fratura em torno de 2,34 psi. Como o selamento é realizado instantaneamente, o pico tende a zero, evidenciando assim que não há escoamento na fratura, o qual pode ser ilustrado com mais detalhe na Figura 53.

Com o fim da perda de circulação e com a bomba ainda ligada, a válvula de saída do anular foi fechada por vários segundos, mas com a válvula da fratura aberta, para que fosse simulado um processo de compressão (*squeeze*) do colchão no interior da fratura. Pode ser visto com mais detalhe na Figura 54.

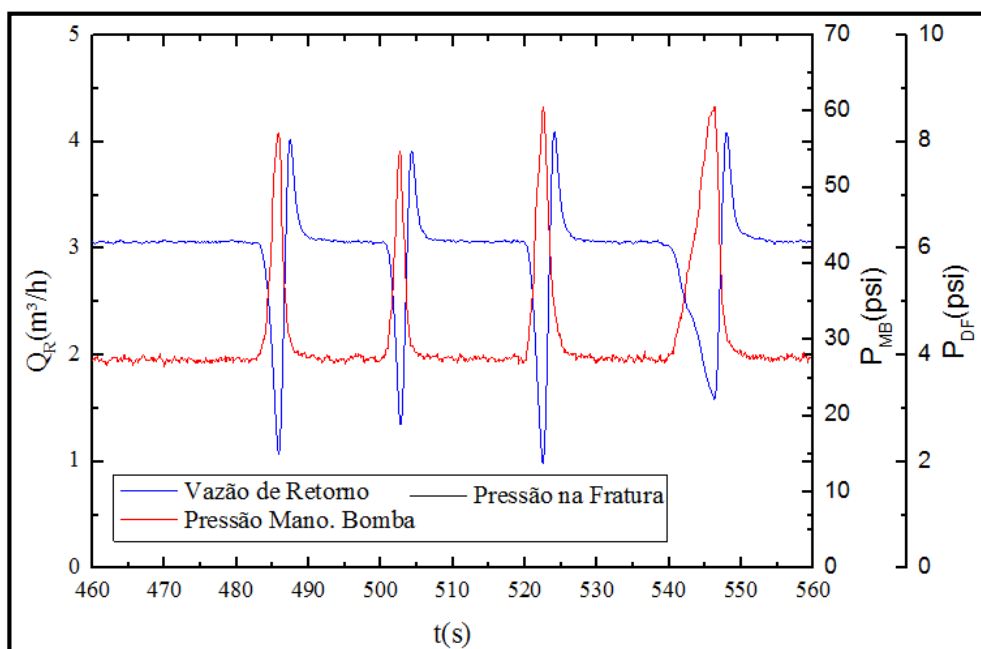


Por volta dos 8 minutos (480 segundos) de teste, procedeu-se à compressão na fratura frente ao anular de 12¼”, onde a pressão manométrica da bomba variou de 54 para 60 psi.

Durante os quatro testes de compressão, não foi observado deslocamento do colchão dentro da fratura. Após o *squeeze*, a remoção do colchão do interior da fratura foi feita por deslocamento reverso, de volta ao anular sem que houvesse resistência do material particulado. Dessa forma, o Soluflake Fine e Meidum pode ser usado em fluidos *drill-in* no selamento de fraturas de reservatórios de petróleo. Nota-se que durante o processo de *squeeze*, o sensor não registrou nenhum pico de pressão na fratura, isso reforça que houve selamento do material na fratura foi completo.



**Figura 54.** Período de plugueamento do SFM na fratura de 10 mm no anular de 12 ¼”.

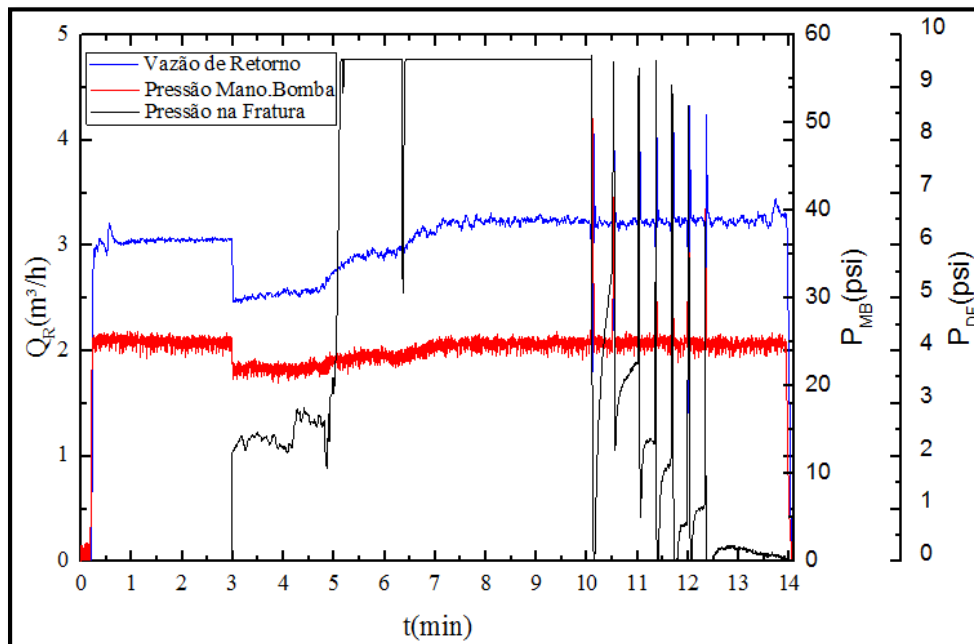


**Figura 53.** Compressão do colchão (*squeeze*) na fratura de 10 mm no anular 12 ¼”.

#### 4.5.4 Soluflake Fine

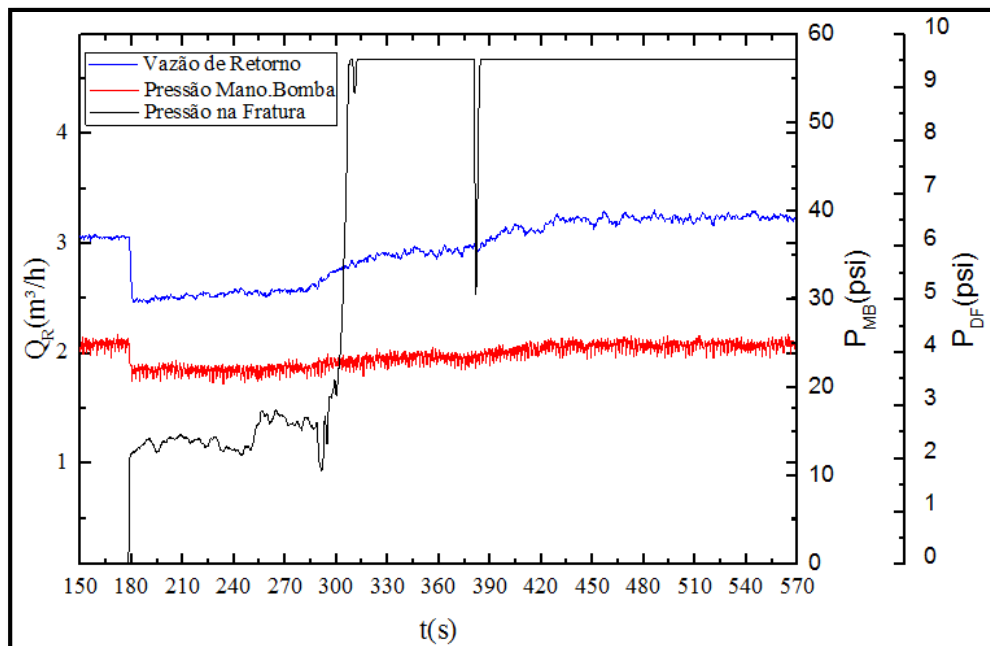
A Figura 55 apresenta dados de tamponamento de suspensões de (GX e SF) na fratura de 10 mm. A curva azul ilustra a vazão de retorno ( $Q_R$ ) do anular, a curva vermelha representa a pressão manométrica da bomba ( $P_{MB}$ ) e a curva preta indica a pressão diferencial na fratura do Soluflake Fine (17,5 lbm/bbl). Após a circulação do fluido pelo anular para estabilização de vazão e de pressão o teste foi iniciado com abertura da fratura, conforme pode ser observado pela perturbação na curva de vazão (por volta de 3 minutos do início do teste). Como o sensor de vazão é posicionado no retorno do anular e após a fratura, é possível perceber uma queda na vazão uma vez que parte do fluxo está perdido pela fratura. Essa queda da vazão representa o momento exato da perda de circulação que está sendo perdido pela fratura.

Durante os 3 minutos iniciais, a pressão na fratura é zero, indicando que não há escoamento na fratura. Em seguida, o teste foi iniciado com abertura da fratura e nota-se na Figura 55 que o material levou mais tempo para selar a fratura do que os demais materiais, pois foram gastos cerca de 5 minutos (no instante de tempo entre 3 a 8 minutos) para o completo tamponamento da fratura. A vazão no anular retorna ao seu patamar inicial em 3,0  $m^3/h$ , indicando o período de tamponamento da fratura de 10 mm pelo material (Soluflake Fine). Esse intervalo demonstra que a forma e a distribuição granulométrica influenciam no selamento da fratura.



**Figura 55.** Dinâmica de abertura e fechamento da fratura de 10 mm no anular 12  $\frac{1}{4}$ ".

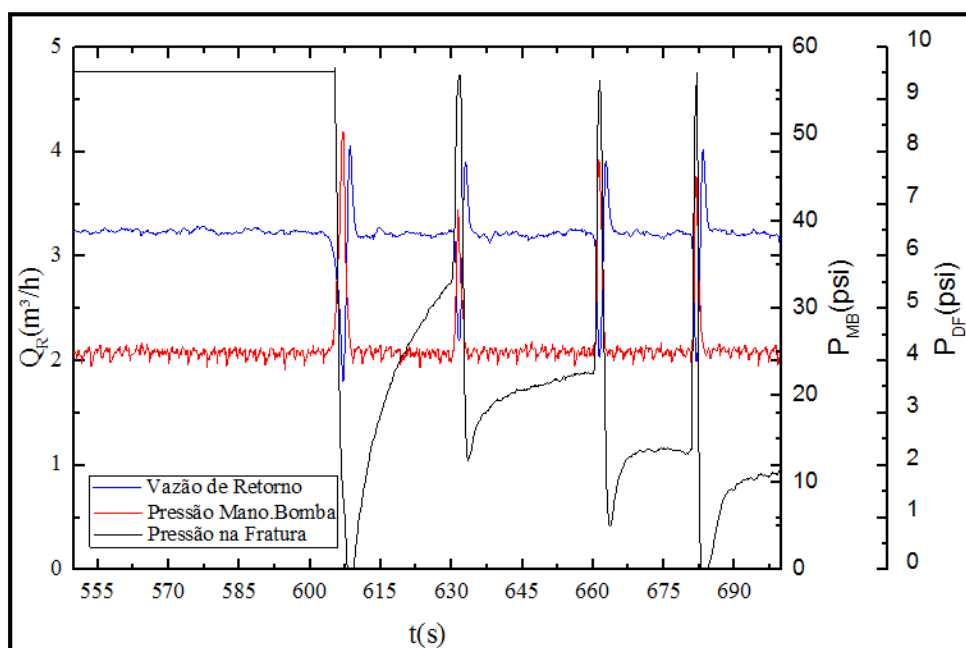
Assim que se abre a válvula da fratura de 10 mm (a partir de 3 minutos), o transdutor de pressão diferencial tenta estabilizar a pressão em 2,38 psi. Como o processo de selamento acontece devagar, o sistema registra um leve declive da pressão na fratura em 5,17 psi, vista com mais detalhe na Figura 56. Esse fato aconteceu devido à estabilização da vazão em 2,9  $m^3/h$ , durante um curto período de tempo de 60 segundos (instante de tempo entre 320 à 380 segundos). Neste momento o fluxo na fratura era contínuo de 0,1  $m^3/h$ .



**Figura 56.** Período de plugueamento do SF na fratura de 10 mm no anular 12 ¼”.

O selamento do material na fratura só é completo quando não há registro de pressão na fratura, nesse caso só depois do teste de *squeeze*, detalhado na Figura 57. Com o fim da perda de circulação e com a bomba ainda ligada, a válvula de saída do anular foi fechada por vários segundos, mas com a válvula da fratura aberta, para que fosse simulado um processo de compressão (*squeeze*) do material no interior da fratura.

Após 9 minutos de teste, iniciou-se o teste de compressão (*squeeze*) do material na fratura de 10 mm, para constatar a eficiência do selamento. Foram realizados sete testes de compressão consecutivos. Nota-se que, durante e depois do teste, não houve nenhum indício de deslocamento do colchão dentro da fratura. Dessa forma, após o *squeeze*, a remoção do colchão do interior da fratura foi feito por deslocamento reverso, de volta ao anular, sem que houvesse resistência do material particulado. Com isso o Soluflake Fine pode ser usado em fluidos *drill-in* no selamento de fraturas de reservatórios de petróleo.

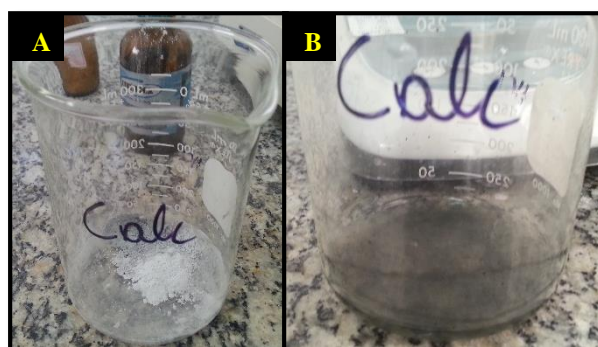


**Figura 57.** Compressão do colchão (*squeeze*) na fratura de 10 mm no anular 12 ¼”.

#### 4.5.5 Tempo médio de ataque dos materiais particulados por HCl (15%)

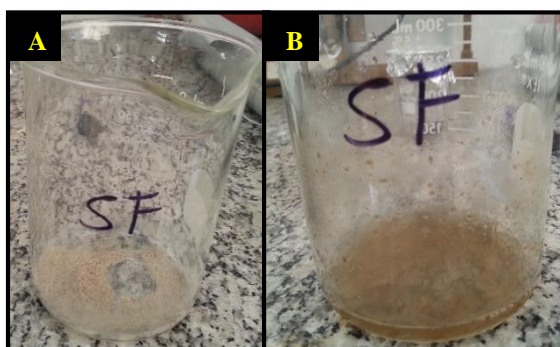
Os produtos foram submetidos à ação de uma solução 15% de HCl, reagindo-se imediatamente conforme as Figuras 58 e 59. Nota-se uma vigorosa reação, evidenciada pela liberação de gás, após a adição de ácido nas amostras de calcário, SF e SM.

A empresa fornecedora (Baker Hughes) informa uma solubilidade de 85-99,9% (m/m), enquanto a empresa fornecedora (Brasilminas) não realiza teste de solubilidade, pois é uma empresa da área de mineração.

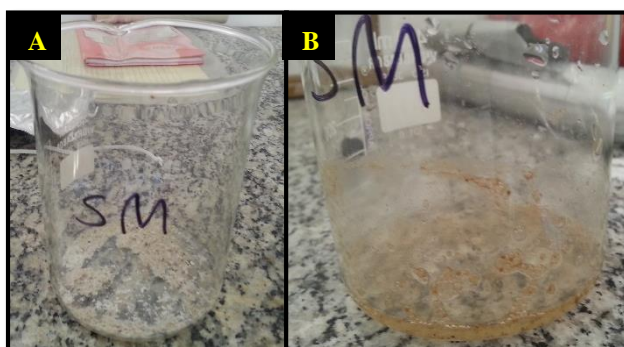


**Figura 58.** Calcário; (A) antes do ataque. (B) sendo submetido a um ataque ácido.

O experimento de ação ácida reforça que as amostras de SF, SM e calcário podem ser aplicadas em regiões de reservatórios, pois mostraram alta solubilidade em meio ácido com uma cinética rápida, o qual demorou cerca de 50 minutos para ser totalmente atacada, apresentando nenhum resquício de material não dissolvido.



**Figura 59.** Soluflake Fine; (A) antes do ataque. (B) sendo submetido a um ataque ácido.

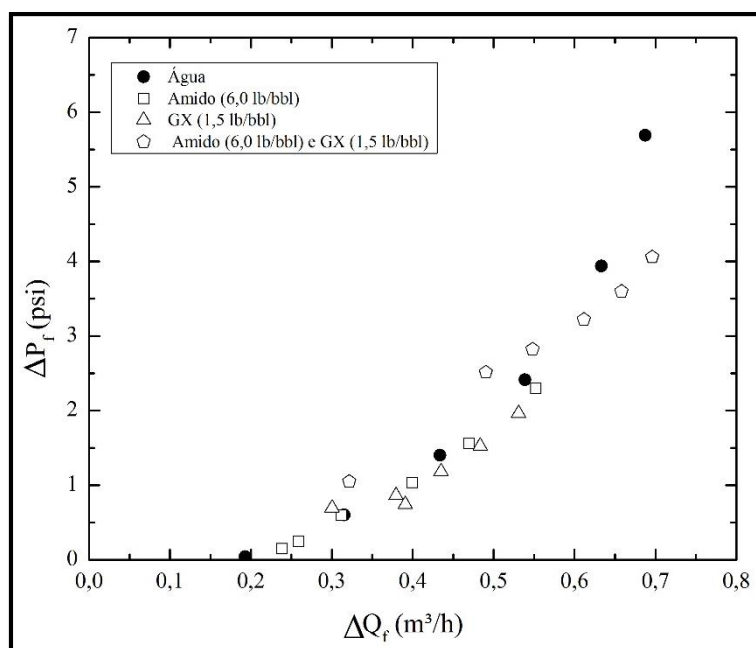


**Figura 60.** Soluflake Medium; (A) antes do ataque. (B) sendo submetido a um ataque ácido.

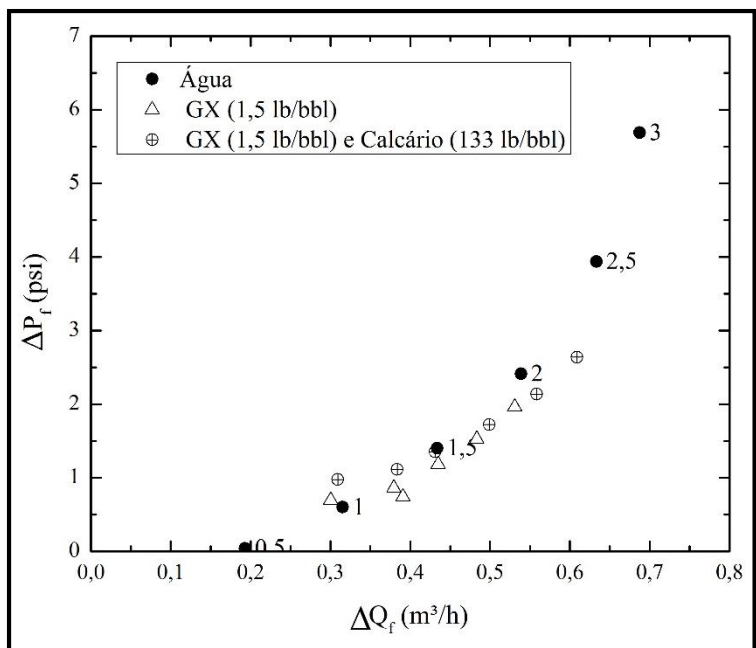
#### 4.5.6 Avaliação da perda de carga nas fraturas

Neste item, são apresentados dados de pressão e vazão na fratura de 10 mm para a água pura, solução de polímeros em água e suspensões de calcário em água com GX e amido. A análise da perda de carga de cada material levou em consideração a variação da pressão na fratura ( $\Delta P$ ) que representa o comportamento dos materiais durante o escoamento na fratura de 10 mm, apenas no anular 12 1/4" (Figuras 61 a 64).

Observa-se que quanto maior a vazão maior será a pressão e conseqüentemente maior a perda de carga. Não foi possível registrar a variação da vazão e nem da pressão para os fluidos com Soluflake Fine e Medium, devido a seu rápido selamento na fratura.

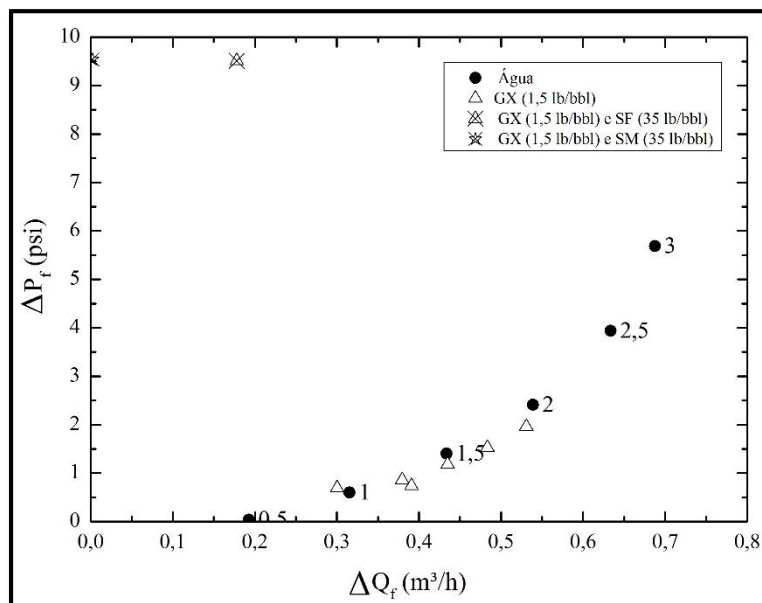


**Figura 62.** Perda de carga da fratura nos anulares 12 ¼” em função da vazão na fenda de 10 mm.

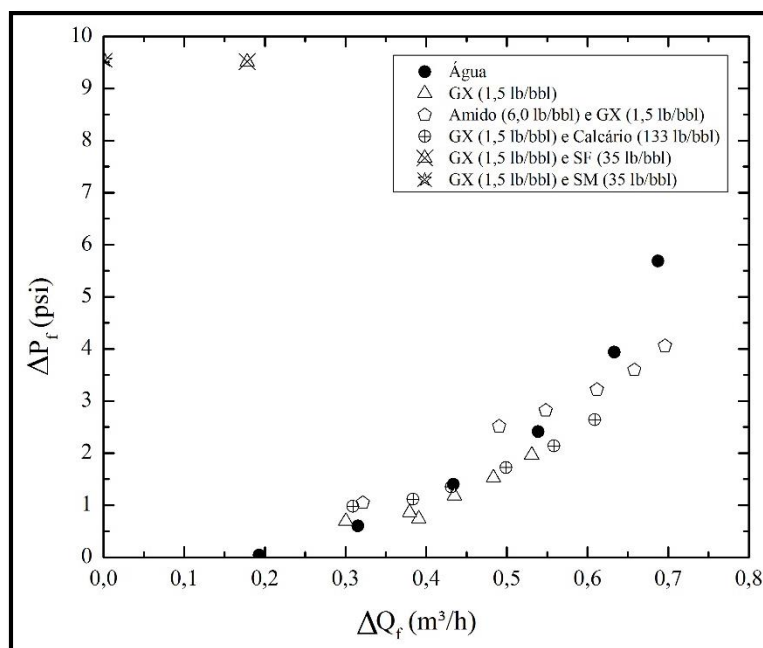


**Figura 61.** Perda de carga da fratura nos anulares 12 ¼” em função da vazão na fenda de 10 mm.

Os dados não disponíveis, representam os limites de leitura do equipamento. A faixa de leitura máxima do transdutor de pressão de selo remoto é de 10 mA que corresponde a 9,54 psi; já o limite mínimo de leitura do medidor de vazão é de 0,20 m³/h. Dessa forma, os pontos isolados das Figuras 63 e 64 indica que o material selou a fratura de 10 mm, com isso, não tem como obter dados de perda de carga para os materiais obturantes. No Anexo B estão os dados das Figuras 61 a 64.



**Figura 64.** Perda de carga da fratura nos anulares 12 ¼” em função da vazão na fenda de 10 mm.



**Figura 63.** Perda de carga da fratura nos anulares 12 ¼” em função da vazão na fenda de 10 mm.

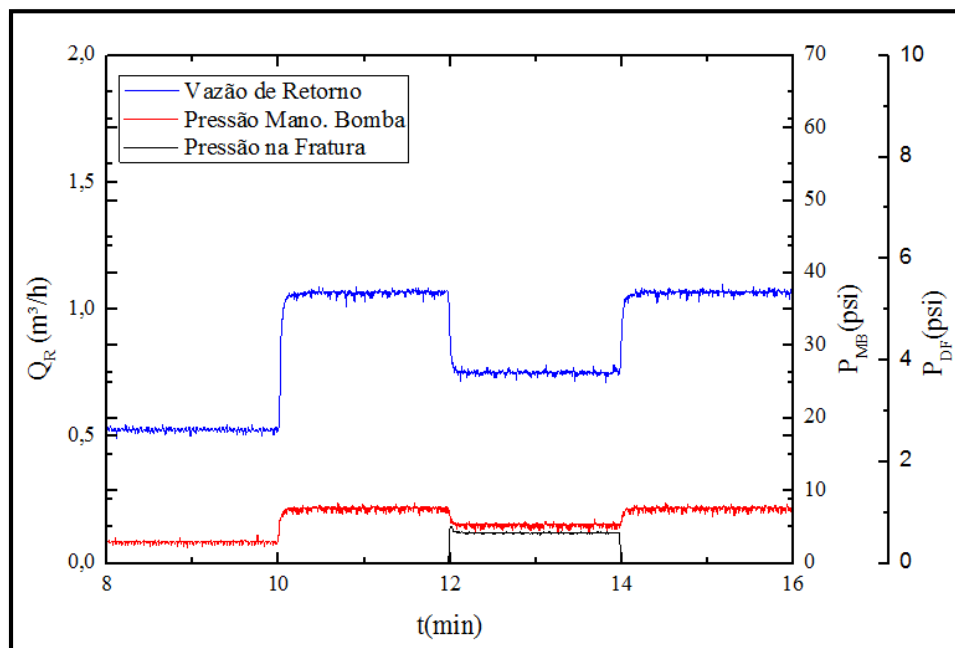
#### 4.5 Magnitude da perda de circulação pela fratura de 10 mm

A Figura 65 expressa os resultados típicos da dinâmica de abertura e fechamento da fratura refletidas nas curvas de pressão e vazão adquiridos durante o escoamento da água no anular 12 ¼” polegada.

A linha azul ilustra a vazão de retorno do anular, a linha vermelha representa a pressão de bombeio e a linha preta a pressão na fratura. Para a análise da magnitude da perda de

circulação na fratura foi avaliado o resultado do teste na vazão de 1,0 m<sup>3</sup>/h. Dessa forma, após a estabilização da vazão no anular em 0,5 m<sup>3</sup>/h (teste anterior), a mesma foi elevada para 1,0 m<sup>3</sup>/h com aumento na pressão de bombeio para 8 psi. Após a circulação do fluido pelo anular para estabilização da vazão e da pressão, durante 2 min (no instante de 10 a 12 minutos). O teste foi iniciado com abertura da fratura de 10 mm, conforme pode ser observado pela perturbação na curva de vazão e pressão (por volta de 12 minutos do início do teste).

Nesse exemplo, a medida que o fluido passa pela fratura é possível perceber uma queda na vazão de retorno de 1,0 m<sup>3</sup>/h para 0,75 m<sup>3</sup>/h, uma vez que parte do fluxo está sendo perdido pela fratura (0,25 m<sup>3</sup>/h). Essa queda de vazão é identificado pelo sensor de vazão posicionado no retorno do anular e representada pela abertura da válvula no final da fratura.



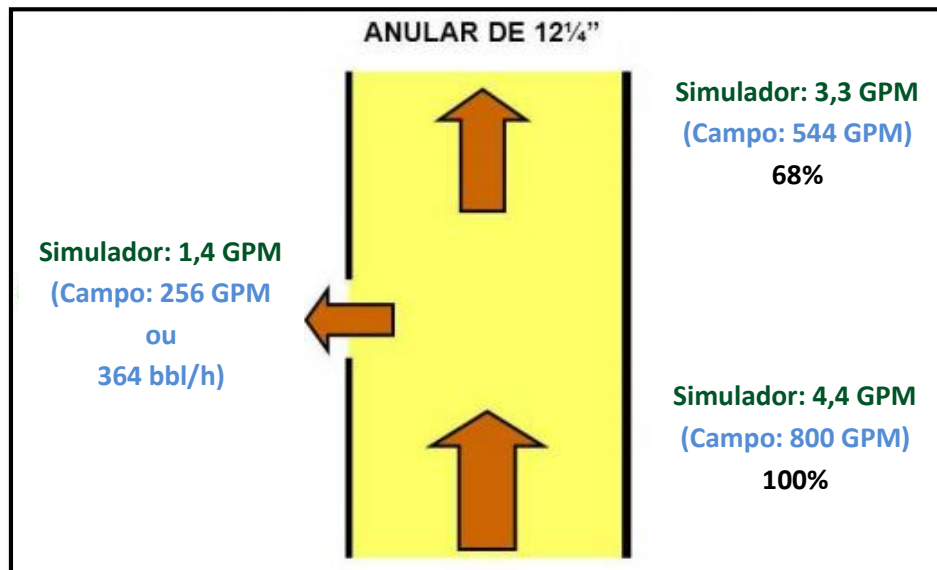
**Figura 65.** Dinâmica de abertura e fechamento da fratura de 10 mm no anular 12 ¼”.

Consta na literatura que à perda de circulação é considerada severa quando a vazão de perda é maior que 100 bbl/h, observado no Quadro 1 da seção 2.5.

Admitindo-se que a vazão de circulação de um fluido de perfuração na fase de 12¼” no campo varie entre 750 e 800 gpm e, sabendo-se que o simulador foi projetado para reproduzir o regime de fluxo desse anular, é possível constatar que, para a escala de simulação, à perda de circulação é severa.

A Figura 65 mostra a queda de vazão de 32% por causa da fratura de 10 mm. O esquema da Figura 66 mostra que esse percentual equivaleria a 364 bbl/h em condições de campo, configurando assim perda severa. Nesse contexto, avaliar a perda de carga em fratura é essencial.





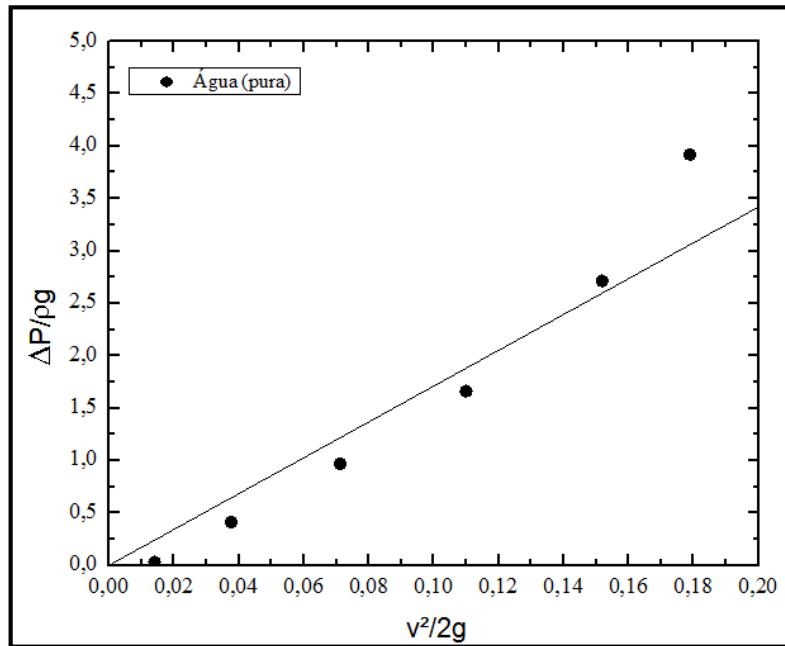
**Figura 66.** Esquema de fluxo no anular 12 1/4". Perda de circulação equivalente a 364 bbl/h.

Considerando que as perdas de fluidos em fraturas é um item relevante nos custos de perfuração de poços de petróleo, quantificar estas perdas tem sido o objetivo de muitos trabalhos de pesquisa científica e tecnológica. O equipamento utilizado neste trabalho operou em duas configurações considerando as condições operacionais: com o escoamento das suspensões selando as fraturas ou em escoamento através das mesmas. Nos itens anteriores foram apresentados os casos em que os materiais particulados selaram as fraturas e em outros casos sem selamento. Considerando que os casos sem selamento representam escoamento contínuo nestas fraturas, este item se propõe em avaliar a perda de carga nos sistemas com escoamento.

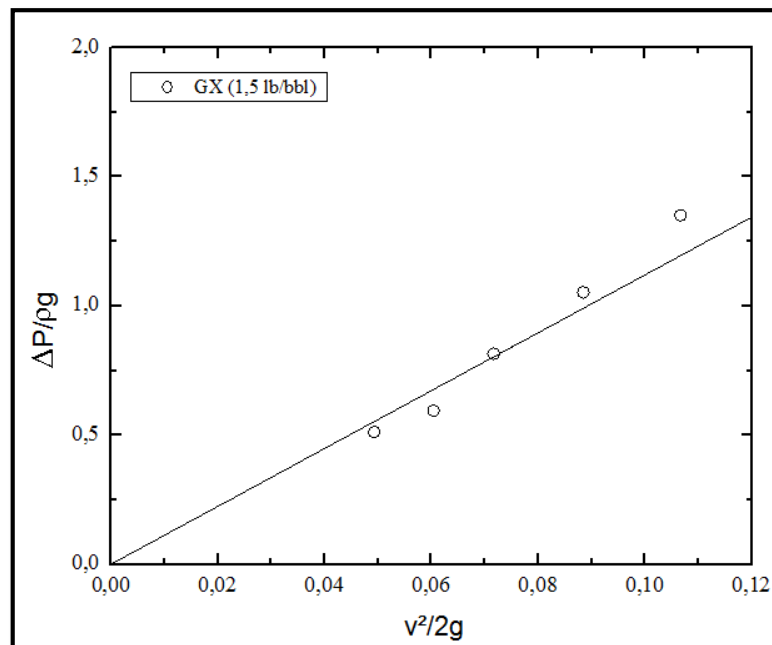
A perda de carga em fraturas pode ser representada pela em função do quadrado da velocidade

$$\frac{\Delta P}{\rho g} = f \left( \frac{L}{D_H} \right) \frac{\langle v \rangle^2}{2g} , \quad (23)$$

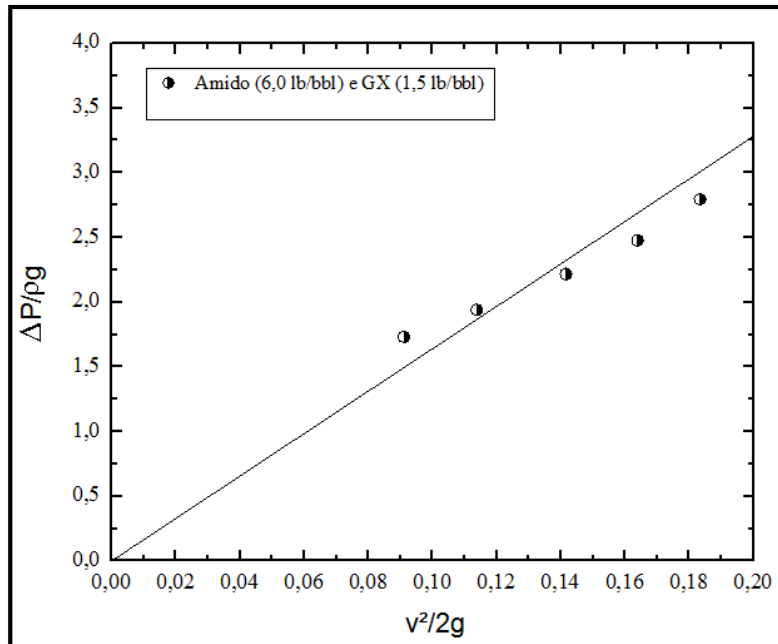
A partir de gráficos de  $\frac{\Delta P}{\rho g}$ , versus  $\frac{\langle v \rangle^2}{2g}$ , podem-se determinar o coeficiente angular e calcular o fator de atrito para as fraturas a partir do comprimento da fratura e o diâmetro hidráulico. A seguir, são apresentados gráficos típicos das variáveis envolvidas a partir da qual pode-se determinar o coeficiente angular.



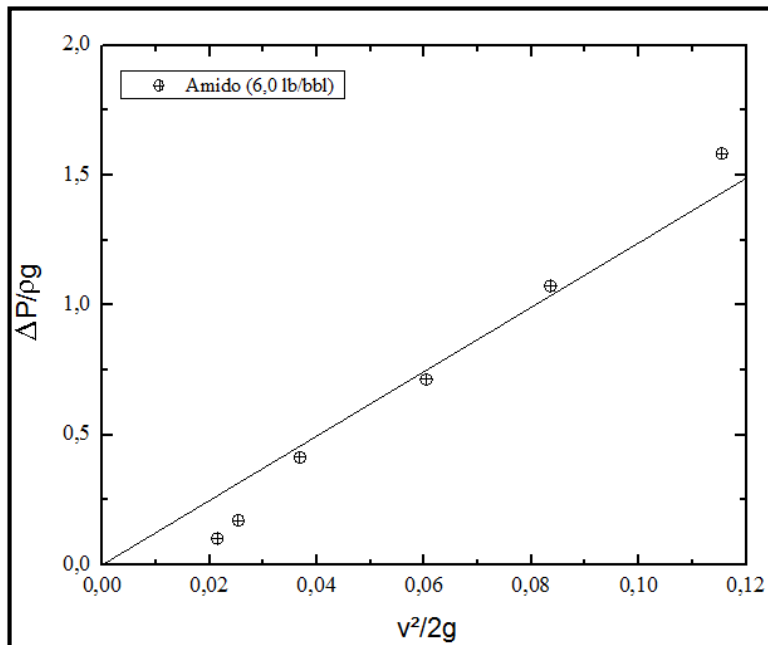
**Figura 67.** Perda de carga em função do quadrado da velocidade para água pura escoando na fenda de 10 mm



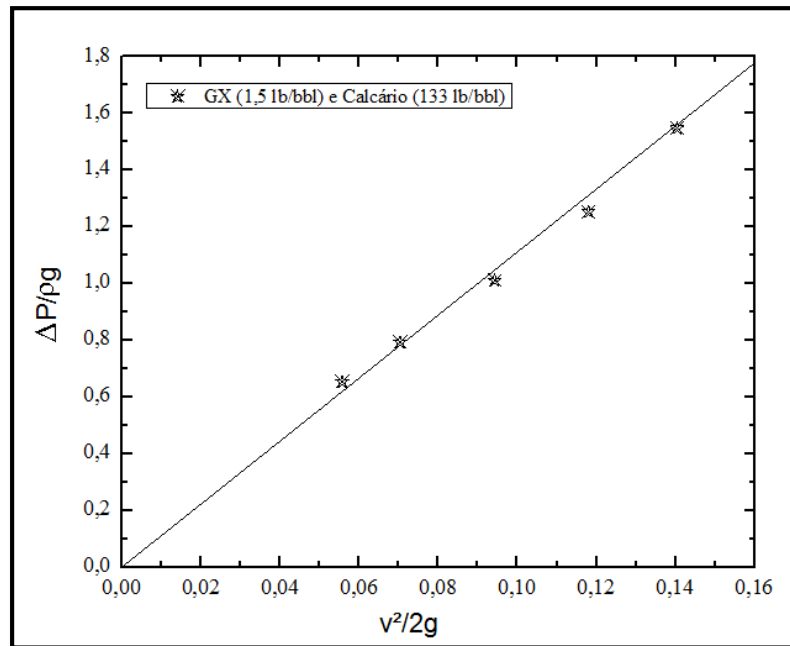
**Figura 68.** Perda de carga em função do quadrado da velocidade para solução de goma xantana em água escoando na fenda de 10 mm.



**Figura 69.** Perda de carga em função do quadrado da velocidade para solução de amido em água escoando na fenda de 10 mm.



**Figura 70.** Perda de carga em função do quadrado da velocidade para solução de amido em água escoando na fenda de 10 mm.



**Figura 71.** Perda de carga em função do quadrado da velocidade para suspensão de goma xantana e calcário em água escoando na fenda de 10 mm.

Considerando os dados apresentados nas Figuras de 67 a 71, obtêm-se os seguintes valores de coeficiente angular apresentados na Tabela 17.

**Tabela 17.** Valores de coeficiente angular obtidos com os dados típicos apresentados nas Figuras de 67 a 71.

Caso	Coeficiente angular	$f$
Água pura	15,00	0,133698
Solução de goma xantana	11,50	0,1151884
Solução de amido	13,33	0,100241
Solução de amido e goma xantana	15,70	0,16161
Suspensão de goma xanta e calcário	11,43	0,10892

Observa-se na Tabela 17 que a presença dos viscosificantes, apesar de terem aumentado a viscosidade dos fluidos, agiram como redutores de arraste diminuindo a perda de carga nos escoamentos. Apenas a mistura de goma xantana e amidos contribuiu efetivamente para o aumento da perda de carga. Este estudo permite a obtenção do fator de atrito para essas fendas e, posteriormente, a quantificação da perda de carga ou mesmo da perda de fluidos em sistemas fraturados.

## 5 CONCLUSÕES

A partir dos experimentos de perda de carga dos fluidos de perfuração Newtonianos e não-Newtonianos, foi possível concluir que o simulador de escoamento em fraturas SEF utilizado foi capaz de fornecer dados necessários para caracterizar a eficiência dos materiais particulados (LCM/WSM) na cura de fraturas. Dessa forma, a partir da metodologia proposta neste trabalho, o equipamento e procedimento experimental, possibilitam determinar a capacidade de selamento por fluidos com a presença de sólidos e polímeros dissolvidos (GX e amido). Em alguns casos, o equipamento permitiu o aparecimento do fenômeno de gaiola de tensões descrito na literatura (Estudos de Casos contendo dados de vários materiais testados). Para o calcário na forma laminar, em alguns casos, foi possível observar visualmente o fenômeno de FPR, conhecido como “Resistência a Propagação de Fratura”.

A solução de GX em água apresentou comportamento pseudoplástico e a solução de amido em água comportamento mais próximo de fluidos dilatantes com índice de comportamento superior à unidade. A presença das partículas em todos os casos apresentou comportamento pseudoplástico com elevação na tensão cisalhante quando comparados com as soluções de polímeros dissolvidos.

Com relação aos testes de selamento das fraturas, o calcário na forma granular não funcionou como material selante. Entretanto, os carbonatos de cálcios na forma laminar, denominados por Soluflake, associados aos polímeros, apresentam bom desempenho no selamento das fraturas. O Soluflake Medium e a combinação de Soluflake Medium com Soluflake fine, misturas polidispersas, apresentaram maior capacidade de selamento das fraturas. Já o Soluflake Fine apresentou tendência de rompimento do selamento, entretanto, mostrou-se estável durante todo o teste de *squeeze*.

Somente foram realizados testes de escoamento de soluções e suspensões de calcário granular nas fraturas, uma vez que os outros materiais apresentaram selamento das mesmas. Observou-se que, para o escoamento de soluções de goma xantana e amido, as curvas encontradas de perda de carga em função da vazão ficaram muito próximas. Para o escoamento das suspensões (goma xantana, amido, partículas de calcário e água) a perda de carga nas fraturas também não apresentou desvios significativos uma das outras.

Os dados de perda de carga em função da vazão apresentados neste trabalho permitem determinar o coeficiente de perda ou mesmo o fator de atrito para as fraturas e suspensões estudadas.

## 6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para dar seguimento a este trabalho, os próximos passos sugeridos são:

- Avaliar novos materiais de combate à perda de circulação (LCM/WSM);
- Avaliar novos polímeros para uso em combate à perda;
- Avaliar o efeito da presença de materiais adensantes no combate a perda com LCM;
- Estudar as interações sólido - sólido e sólido fenda;
- Aprimorar os resultados com a implementação da modelagem computacional (CFD);
- Avaliar outra geometria do Simulador de Escoamento em Fratura (SEF).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBERTY, M. W.; MCLEAN, M. R. A Physical Model for Stress Cages. In: SPE-90493-MS, **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, Houston, USA, p. 26-29, September 2004.

ALSABA, M.; NYGAARD, R. Review of Lost Circulation Materials and Treatments with an Updated Classification. In: AADE-14-FTCE-25, **AADE National Technical Conference and Exhibition**, Houston, USA, 2014.

AMORIM, L. V. **Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo**. Campina Grande, 2003. 290p. Dissertação (Tese de Doutorado em Engenharia e Processos) - Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Pernambuco, 2003.

ANCHOR DRILLING FLUIDS USA, Inc.2010. Products Data Sheets. Disponível em: <<http://intranet.anchorusa.com/msds-sheets>>. Acesso em: 10. abr. 2014.

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

**API Spec 13A: Specification for Drilling-Fluid Materials**, 17<sup>th</sup> Edition, American Petroleum Institute, 2006.

AREVAVALO-VILLAGRAN, J.A.; GUTIERREZ-ACOSTA, T.; WATTENBARGER, R. Well Management Increases Hydrocarbon Production. In Mature Fields: PEMEX E&P Case History. In: PETSOC-09-05-51, **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 48, Issue 5, p. 51 – 57, 2009.

ASTON, M.S.; ALBERTY, M.W.; MCLEAN, M.R.; DE JONG, H.J.; ARMAGOST, K. Drilling Fluids for Wellbore Strengthening. In: SPE 87130, **SPE/IADC Drilling Conference**, Dallas, Texas, 2-4 March, 2004.

BAKER HUGHES. 2010. In: SPECIALTY PRODUCTS: DRILLING FLUIDS SOLUTION. Disponível em: <<http://www.bakerhughes.com/news-and-media/resources/brochures/specialty-products-brochure>>. Acesso em: 10. abr. 2014.

BIRD, R. B.; STEWART, W. E; LIGHTFOOT, E. N. **Fenômenos de transporte**. Livros Técnicos e Científicos, 2013.

BOURGOYNE JR, A. T.; MILLHEIM, K. K.; CHENEVERT, M. E.; YOUNG JR, F. S. **Applied drilling engineering**. Volume 2. 1991

BRAGA, E. R. **Estudo do escoamento de fluidos de perfuração em dutos e em regiões anulares**. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, 2009.

CAMERON, C. 2001. Drilling Fluids Design and Management for Extended Reach Drilling. In: SPE-72290-MS, **SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference**, p. 22-24, October, Bahrain.

CANSON, B. E. Lost Circulation Treatment for Naturally Fractured, Vugular, or Cavernous Formations. In: SPE/IADC 13440, **SPE/IADC Drilling Conference**, New Orleans, USA, p. 5-8, March 1985.

CARSON CC; LIN YT. **The Impact of Common Problems in Geothermal Drilling and Completion Geothermal Resources Council Transactions**, v. 6, 1982.

CASTRO, J.; SOLIS, L.; URDANETA, J.A.; MORALES, J. V. A. First Application of Heat-Activated, Rigid Rapid-Fluid System in Deepwater Environment in Mexico Helps to Cure Severe Loss of Circulation: A Case History. In: SPE 139929, **SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition**, Amsterdam, The Netherlands, p. 1-3, March 2011.

CHEVRON PHILLIPS CHEMICAL COMPANY, 2014. Products Data Sheets. Disponível em: < <http://www.cpchem.com/bl/drilling/en-us/pages/drillingmuds.aspx>>. Acesso em: 10. abr. 2014.

CILAS: Especificações técnicas “*Cilas 1190 Líquido*” – **Particle size and shape analyzers 1190**, 2014 – Disponível em: <<http://www.cilas.com/cilas-shape-analyzer.html>>. Acesso em: 11. Abr. 2014. [info.particle@cilas.com](mailto:info.particle@cilas.com)

CLAPPER, D.K.; SZABO, J.J.; SPENCE, S.P.; OTTO, M.J.; CREELMAN, B.; LEWIS, T.G.; MCGUFFEY, G. One Sack Rapid Mix and Pump Solution to Severe Lost Circulation. In: SPE 139817, **SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition**, Amsterdam, The Netherlands, p. 1-3, March 2011.

CONTRERAS, O.; HARELAND G.; HUSEIN, M.; NYGAARD, R. and ALSABA, M. Application of In-House Prepared Nanoparticles as Filtration Control Additive to Reduce Formation Damage. In: SPE 168116 prepared for presentation at the 2014 Int’l **Symposium and Exhibition on Formation Damage**, Louisiana, USA, p. 26-28, February 2014.



COOK, J.; GROWCOCK, F.; GUO, G.; VAN OORT, E.; HODDER, M., **Stabilizing the Wellbore to Prevent Lost circulation**. Oilfield Review Winter 2011/2012: 23, no. 4. Copyright 2012 Schlumberger. <[https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors11/win11/03\\_stabilizing.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors11/win11/03_stabilizing.pdf)> Acesso em: 10. abr. 2014.

DARLEY, H.C.H.; GRAY, G. R. **Composition and properties of drilling and completion fluids**, 5. ed. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1988.

DUNBAR, M.E.; WARREN, T.M.; KADASTER, A.G. **Bit Sticking Caused by Borehole Deformation**. In: SPE Drill Eng. 1 (6): 417-425. SPE-14179-PA, 1986.

DUPRIEST, F. E. Fracture Closure Stress (FCS) and Lost Returns Practices. In: SPE/IADC 92192. **SPE/IADC Drilling Conference**, p. 23-25 February 2005, Amsterdam, Netherlands.

FALCÃO, J. L. et. al., Perfuração em formações salinas / Drilling in salt formations. In: **Boletim Técnico da Produção de Petróleo**, Rio de Janeiro – v. 2, nº 2, p. 261-286.

FANN INSTRUMENTS, revision C, Part No. 209064, Model 23D Electrical Stability Tester, **Instruction Manual**. Model 35 viscometer, 1996.

FINGER, J.; BLANKENSHIP, D. **Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling** by Sandia National Laboratories. P.O. Box 5800 Albuquerque, New Mexico 87185, 2010.

FOX, R. W.; MCDONALD, A. T.; PRITCHARD, P. J. **Introdução à mecânica dos fluidos**. LTC, 2010.

FUH, G. F.; MORITA, N.; BYOD, P. A.; MCGOFFIN, S. J. A New Approach to Preventing Lost Circulation While Drilling. In: SPE 24599, **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, p. 4-7 October 1992, Washington, D.C., USA.

GATLIN, C. & NEMIR, C.E. 1961. Some effects of size distribution on particle bridging in lost circulation and filtration tests. In: **Journal of Petroleum Technology**. 6: 575-578.

GEO DRILLING FLUIDS, Inc. 2010. Products Descriptions. Disponível em: <<http://www.geodf.com/index.cfm/fuseaction/Pages.Page/id/292>>. Acesso em: 10. abr. 2014.

GLOBAL DRILLING FLUIDS & CHEMICALS. In: Loss circulation material. Disponível em: < [http://www.globaldrillchem.com/products/index/cellophane-flakes\\_3955.html](http://www.globaldrillchem.com/products/index/cellophane-flakes_3955.html) >. Acesso em: 10. abr. 2014.

GOCKEL, J.F.; GOCKEL, C.E.; BRINEMANN, M. Lost Circulation: A Solution Based on the Problem. In: SPE-16082-MS, **SPE/IADC Drilling Conference**, New Orleans, LA. p. 15-18 March, 1987.

GOINS, W.C., Jr.; NASH, F., Jr., **Methods and Composition for Recovering Circulation of Drilling Fluids in Wells**, U.S. Patent No. 2,815,079 (Dec. 3, 1957).

GOINS, W.C. Jr. 1952. **How to Combat Circulation Loss**. Oil & Gas J (June): 71.

GROWCOCK F. **Lost Solutions for Permeable and Fractured Formations**. Proceedings, Southwestern Petroleum Short Course 54 (2007): 175-181.

HALLIBURTON, 2014. Products Data Sheet. Disponível em: < <http://www.halliburton.com/en-US/ps/baroid/default.page?node-id=hg4zbf6> >. Acesso em: 10. abr. 2014.

HOWARD, G.C.; SCOTT, P.P. An Analysis of the Control of Lost Circulation. SPE-951171-G. **Journal of Petroleum Technology**, v. 3, No. 6, p. 171-182, 1951.

INTERNACIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS (IADC) **IADC Drilling Manual** eBook. Published by Technical Toolboxes, Houston, Texas, version (v.11), 2000. E-mail: [info@toolboxes.com](mailto:info@toolboxes.com) .

ISAMBOURG, P.; OTTESEN, S.; BENAÏSSA, S. et al. 1999. Down-Hole Simulation Cell for Measurement of Lubricity and Differential Pressure Sticking. In: SPE-52816-MS, **SPE/IADC Drilling Conference**, 9–11 March, Amsterdam.

KUMAR, A.; SAVARI, S. Lost Circulation Control and Wellbore Strengthening: Looking Beyond Particle Size Distribution. In: AADE-11-NTCE-21, **AADE National Technical Conference and Exhibition**, Houston, USA, 12-14 April 2011.

LYONS, W.C.; GUO, B.; SEIDEL, F. **Air and Gas Drilling Manual**. New York: McGraw Hill Publishing Co., 2001.

MACHADO, J. C. V. **Reologia e Escoamento de Fluidos - Ênfase na Indústria de Petróleo**; 2ª Edição. 2002.

MAGALHÃES FILHO, S.C. Real-time measurements of the physicochemical properties of drilling fluids. In: ENAHPE V ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE POÇOS DE PETRÓLEO E GÁS. **Anais...** Teresópolis, Rio de Janeiro, 5-8 agosto 2013.

MARTINS, A.L.; WALDMANN, A.T.A.; COSTA F.G.; MASSARANI G. On the Rheological Mechanisms Governing Drill-in Fluid Invasion into Reservoir Rocks. In: SPE-82275-MS, **Annual Transactions of the Nordic Rheology Society**, vol. 11, 2003.

MARTINS, A.L. **Quantificação das Forças Resistivas na Escoamento de Soluções Poliméricas em Meios Porosos e seu Impacto na Engenharia de Poços de Petróleo**. 2004. 192p. Dissertação (Tese de Doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ.

MASON, W.; GLEASON, D. 2003. **System Designed for Deep, Hot Wells**. American Oil and Gas Reporter 46 (8): 70.

MCLEAN, M.R. & ADDIS, M.A. 1990. Wellbore Stability Analysis: A Review of Current Methods of Analysis and Their Field Application. In: SPE-19941-MS, **SPE/IADC Drilling Conference**, 27 February-2 March, Houston, Texas.

METROVAL - **Manual de instruções “medidor de vazão mássico” – Soluções completas em controle de fluidos**, 2013. [assistenciatecnica@metroval.com.br](mailto:assistenciatecnica@metroval.com.br)

MESSINA CHEMICALS, 2012. Products Data Sheet. Disponível em: < <http://www.messinachemicals.com/index.php/products/drilling-chemicals/lost-circulation-seepage-control-materials> >. Acesso em: 10. abr. 2014.

M-I SWACO Technical Service Group: **“Chapter 1 Fundamentals of Lost Circulation”**. Houston: M-I SWACO, Prevention and control of Lost Circulation (March 17, 2011): 1:1-7.

M-I SWACO. **Fracture Studies Joint Industry Project (JIP)**, 2004-2006.

MOORE, T.F.; KINNEY, C.A.; MCGUIRE, W.J. **How Atlantic Squeezes with High Water Loss Slurry**, *Oil Gas J.* (April 1, 1963). pp. 105-110.

MORITA, N.; BLACK A.D.; FUH G-F. Theory of Lost Circulation Pressure. In: SPE20409, **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 23-26 September, New Orleans, Louisiana (1990).

MURCHISON, W.J. **Lost Circulation for the Man on the Rig**. Murchison Drilling Schools, Inc. 2006.

NAYBERG, T. M.; PETTY, B. R. Laboratory Study of Lost Circulation Materials for use in Both Oil-base and Water-base Drilling Muds. In: SPE-14723-PA, **IADC/SPE Drilling Conference**, Dallas, USA, p.10-12, February 1986.

NEGRAO, A.F.; LAGE, A.C.V.M.; CUNHA, J.C. 1999. An Overview of Air/Gas/Foam Drilling in Brazil. SPE-56865-PA. **SPE Drill & Completion**, 14 (2): 109-114.

NEWPARK DRILLING FLUIDS, 2012. Products Data Sheet. Disponível em: < <http://www.newpark.com/capabilities/newpark-drilling-fluids/united-states/about-us/product-bulletins> >. Acesso em: 10. abr. 2014.

NIZNIK, M. R.; LAWRENCE, A. A.; ZEILINGER, S.C. Drilling Highly Depleted Formations with Engineered Particle Non-Aqueous Fluids (EP-NAF): South China Sea. In: SPE 139932, **SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition**, p.1-3 March 2011, Amsterdam, The Netherlands.

OMLAND, T.H. **Particle settling inn on-Newtonian Drilling Fluids**. 2009. 72p. Dissertação (Tese de Doutorado) - Faculty of Science and Technology Department of Petroleum Engineering - University of Stavanger, Norway.  
<<http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/183688/1/Omland,%20Tor%20Henry%20PhD.%20thesis.pdf> > Acesso em: 10. abr. 2014.

OLIVEIRA, J.L.; SOUZA, E.A. **Avaliação da efetividade do colchão de perda sealbond plus em fratura artificial**. Relatório do CENPES, 2013.

PARAISO, E. C. **Estudo do escoamento de pasta de cimento em dutos circulares e anulares concêntricos**. 2011. 110 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica.

PETROBRAS. **Manual de determinação das propriedades e parâmetros reológicos da pasta e cimento através de um viscosímetro rotativo**. Padrão interno, CENPES/PETROBRAS, 3ª Revisão, Julho, 2005.

RICKARD WM.; JOHNSON B.; MANSURE AJ.; JACOBSON RD. **Application of Dual Tube Flooded Reverse Circulation Drilling to Rye Patch Lost Circulation Zone Geothermal Resources Council Transactions**. v. 24, 2001.

ROCHA, D. C. **Determinação da Perda de Carga de Fluidos de Perfuração no Escoamento Através de Acessórios Especiais**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, 2008.

ROHR, T.G. **Estudo Reológico da Mistura Carboximetilcelulose/Amido e sua Utilização como Veículo de Inoculação Bacteriano**. Dissertação (Mestrado) -Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, 2007.

RUFFIN, D.R. **New Squeeze for Lost Circulation**, *Oil Gas J.* (Oct. 10, 1978). pp. 96-97.

SANDERS, M. W.; YOUNG, S.; FRIEDHEIM, J. Development and Testing of Novel Additives for Improved Wellbore Stability and Reduced Losses. In: AADE-08-DF-HO-19, **AADE Fluids Conference and Exhibition**, USA, p. 8-9, April 2008, Houston.

SANTOS, H. 2000. Differentially Stuck Pipe: Early Diagnostic and Solution. In: SPE-59127-MS, **IADC/SPE Drilling Conference**, p. 23-25, February, New Orleans. SPE-59127-MS.

SCHLUMBERGER, 2013. Products Data Sheet. Disponível em: <[http://www.slb.com/services/miswaco/services/drilling\\_fluid/df\\_products/lost\\_circulation\\_material.aspx](http://www.slb.com/services/miswaco/services/drilling_fluid/df_products/lost_circulation_material.aspx)>. Acesso em: 10. abr. 2014.

SCHRAMM, G. **Reologia e Reometria: Fundamentos Teóricos e Práticos**. Artliber, 2006.

SHARP-ROCK TECHNOLOGIES, Inc. 2014. Product Data Sheet. Disponível em: <[www.sharp-rock.cn](http://www.sharp-rock.cn)>. Acesso em: 11. abr. 2014.

SHIROMA, P. H. **Estudo do comportamento reológico de suspensões aquosas de bentonita e CMC: influência da concentração do NaCl**. 2012. 130 p. Dissertação (Mestrado) - Departamento de Engenharia Química, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

SILVA, M. G. P.; et al. **Avaliação de equações pertinentes aos projetos hidráulicos com fluidos de perfuração, pastas de cimento e fluidos de completção no escoamento tubular e anular**, Relatório Técnico Interno, nº 675-12009, Vol.1, CENPES/PETROBRAS, 1989.

SMAR. **Manual de instruções, operação e manutenção “Transmissor inteligente de pressão com controle PID incorporado”** - modelo LD 301, Jan./2008, 6ª versão – Disponível em: <[www.smar.com/brasil](http://www.smar.com/brasil)>. Acesso em: 10. abr. 2013.

SWEATMAN, R. E.; SCOGGINS, W. C. Acid-Soluble Magnesia Cement: New Applications in Completion and Workover Operations. In: SPE-18031-PA. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, p. 2-5, October 1988, Houston, USA.

STRATA CONTROL SERVICES, Inc. 2014. Disponível em: <<http://www.stratacontrol.com/Default.asp?page=Products>> Acesso em: 11.dez. 2014.

SWEATMAN, R.; WANG, H.; XENAKIS, H. Wellbore Stabilization Increases Fracture Gradients and Controls Losses/Flows During Drilling. In: SPE-88701-MS. **Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference**, Abu Dhabi, UAE, p. 10–13, October, 2004.

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

VAN OORT, E.; BROWNING, T.; BUTLER, F.; LEE, J.; FRIEDHEIM, J. Enhanced Lost Circulation Control through Continuous Graphite Recovery. In: AADE-07-NTCE-24. **AADE National Technical Conference**, 10-12 April 2007, Houston.

VAN OORT, E.; FRIEDHEIM, J.; PIERCE, T.; LEE, J. Avoiding Losses in Depleted and Weak Zones by Constantly Strengthening Wellbores. In: SPE-125093-MS. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, p. 4-7 October 2009, New Orleans, Louisiana, USA.

ZOBACK, M.D.; MOOS, D.; MASTIN, L. Wellbore breakouts and in-situ stress. **Journal of Geophysical Research**. Res. 90 (B7): 5523–5530p. 10 June 1985. Disponível em: <<http://digitalcommons.unl.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1467&context=usgsstaffpub>> Acesso em: 11.dez. 2014.

WALDMANN, A. T. A.; MARTINS, A. L.; ARAGÃO, A. F. L.; LOMBA, R. F. T. Predicting and Monitoring Fluid Invasion in Exploratory Drilling. In: SPE 86497-PA. **Journal SPE Drilling & Completion**, v. 20, Number 4, p. 268-275, 2005, Society of Petroleum Engineers.

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

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

WHITE, R. J. Lost-Circulation Materials and Their Evaluation. API-56-352. **Drilling and Production Practice**, New York, New York, USA, 1 January 1956.

WHITFILL, D. L. Lost Circulation Material Selection, Particle Size Distribution and Fracture Modeling with Fracture Simulation Software. **Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition**, 25-27 August 2008, Jakarta, Indonesia.

WHITFILL, D. L.; HEMPHILL, T. All Lost-Circulation Materials and Systems Are Not Created Equal. In: SPE-84319-MS. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, Denver, 5-8 October, 2003.

## **ANEXOS**

### **A- Dados obtidos no planejamento.**

- A1- Caracterização dos materiais particulados.
- A2- Dados obtidos no viscosímetro FANN 35A.
- A3- Tabelas de tensão cisalhante e taxa de deformação.

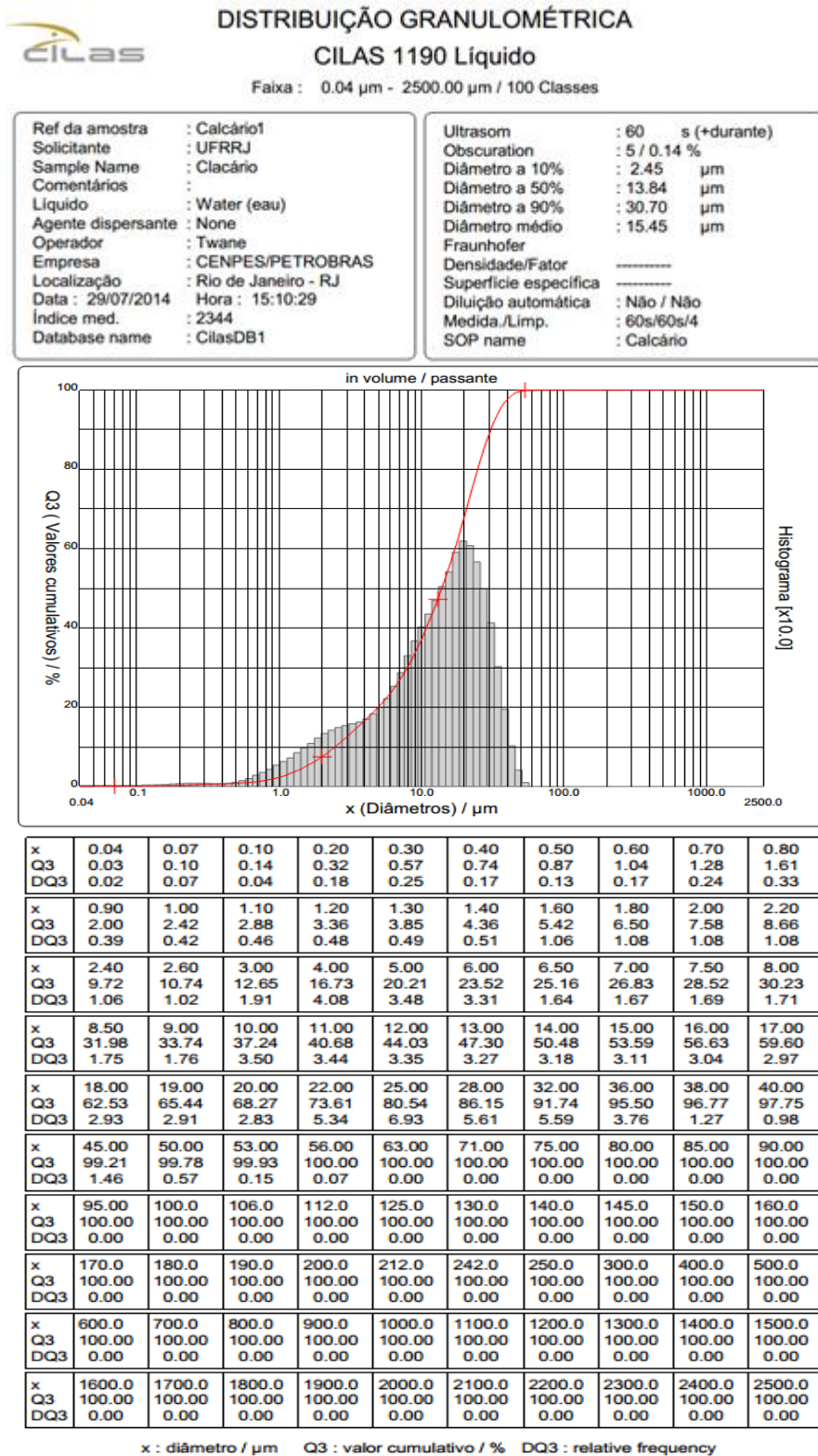
### **B- Resultados do Software “Fraturômetro”.**

### **C- Estudos de caso.**



## ANEXO A

### A1 - Caracterização dos materiais particulados



**Figura 72.** Análise de distribuição de partículas do Calcário.

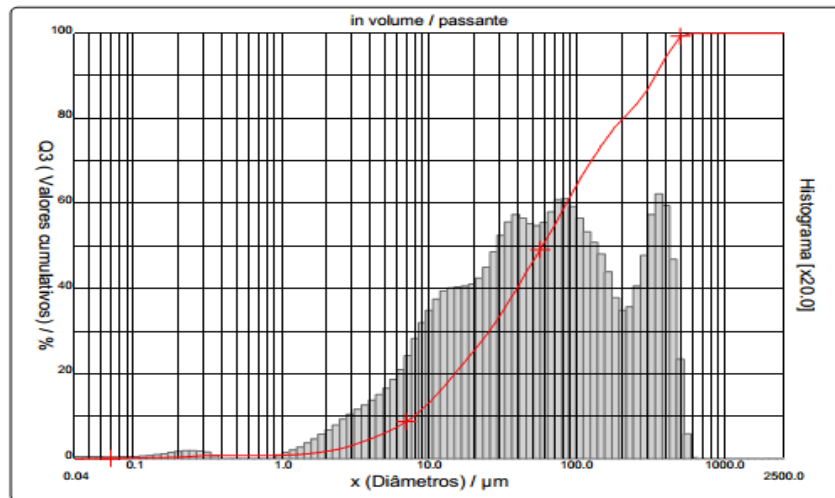


## DISTRIBUIÇÃO GRANULOMÉTRICA

### CILAS 1190 Líquido

Faixa : 0.04 µm - 2500.00 µm / 100 Classes

Ref da amostra : Calcário2 Solicitante : UFRRJ Sample Name : Soluflake F. Comentários : Diluído no Isopropílico Líquido : Isopropyl alcohol Agente dispersante : None Operador : Twane Empresa : CENPES/PETROBRAS Localização : Rio de Janeiro - RJ Data : 29/07/2014 Hora : 14:51:37 Índice med. : 2340 Database name : CilasDB1	Ultrassom : 60 s (+durante) Obscuration : 6 / 0.58 % Diâmetro a 10% : 7.82 µm Diâmetro a 50% : 58.00 µm Diâmetro a 90% : 338.50 µm Diâmetro médio : 114.50 µm Fraunhofer Densidade/Fator : ----- Superfície específica : ----- Diluição automática : Não / Não Medida./Limp. : 60s/60s/4 SOP name : Cimento
--	--



x	0.04	0.07	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80
Q3	0.05	0.15	0.21	0.44	0.76	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
DQ3	0.03	0.10	0.06	0.23	0.32	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00
x	0.90	1.00	1.10	1.20	1.30	1.40	1.60	1.80	2.00	2.20
Q3	0.93	0.93	0.97	1.02	1.09	1.16	1.34	1.55	1.79	2.05
DQ3	0.00	0.00	0.04	0.05	0.07	0.07	0.18	0.21	0.24	0.26
x	2.40	2.60	3.00	4.00	5.00	6.00	6.50	7.00	7.50	8.00
Q3	2.32	2.60	3.19	4.67	6.08	7.45	8.14	8.83	9.54	10.26
DQ3	0.27	0.28	0.59	1.48	1.41	1.37	0.69	0.69	0.71	0.72
x	8.50	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
Q3	11.00	11.76	13.28	14.77	16.22	17.61	18.94	20.18	21.36	22.46
DQ3	0.74	0.76	1.52	1.49	1.45	1.39	1.33	1.24	1.18	1.10
x	18.00	19.00	20.00	22.00	25.00	28.00	32.00	36.00	38.00	40.00
Q3	23.50	24.49	25.43	27.20	29.67	32.02	35.05	37.94	39.32	40.65
DQ3	1.04	0.99	0.94	1.77	2.47	2.35	3.03	2.89	1.38	1.33
x	45.00	50.00	53.00	56.00	63.00	71.00	75.00	80.00	85.00	90.00
Q3	43.68	46.33	47.77	49.13	52.05	55.14	56.61	58.39	60.07	61.64
DQ3	3.03	2.65	1.44	1.36	2.92	3.09	1.47	1.78	1.68	1.57
x	95.00	100.0	106.0	112.0	125.0	130.0	140.0	145.0	150.0	160.0
Q3	63.11	64.47	65.99	67.38	70.04	70.96	72.65	73.44	74.18	75.55
DQ3	1.47	1.36	1.52	1.39	2.66	0.92	1.69	0.79	0.74	1.37
x	170.0	180.0	190.0	200.0	212.0	242.0	250.0	300.0	400.0	500.0
Q3	76.77	77.84	78.77	79.60	80.52	82.61	83.17	86.76	94.48	99.21
DQ3	1.22	1.07	0.93	0.83	0.92	2.09	0.56	3.59	7.72	4.73
x	600.0	700.0	800.0	900.0	1000.0	1100.0	1200.0	1300.0	1400.0	1500.0
Q3	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
DQ3	0.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
x	1600.0	1700.0	1800.0	1900.0	2000.0	2100.0	2200.0	2300.0	2400.0	2500.0
Q3	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
DQ3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

x : diâmetro / µm    Q3 : valor cumulativo / %    DQ3 : relative frequency

**Figura 73.** Análise de distribuição de partículas do SF.

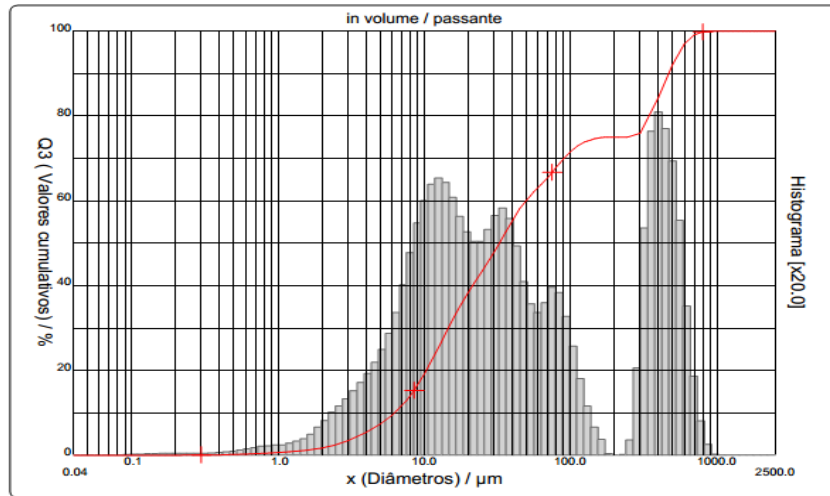


## DISTRIBUIÇÃO GRANULOMÉTRICA

CILAS 1190 Líquido

Faixa : 0.04 µm - 2500.00 µm / 100 Classes

Ref da amostra : Calcario3 Solicitante : Rural Sample Name : SOLUFLAKE M Comentários : Líquido : Water (eau) Agente dispersante : None Operador : Fabiane Empresa : CENPES/PETROBRAS Localização : Rio de Janeiro - RJ Data : 29/07/2014 Hora : 09:08:47 Índice med. : 2324 Database name : CilasDB1	Ultrassom : 60 s (+durante) Obscuration : 15 / 0.57 % Diâmetro a 10% : 6.23 µm Diâmetro a 50% : 32.64 µm Diâmetro a 90% : 470.49 µm Diâmetro médio : 137.93 µm Fraunhofer : Densidade/Fator : ----- Superfície específica : ----- Diluição automática : Não / Não Medida./Limp. : 60s/300s/4 SOP name : Calcario
---	---



x	0.04	0.07	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80
Q3	0.00	0.00	0.00	0.06	0.12	0.17	0.23	0.30	0.39	0.49
DQ3	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.05	0.06	0.07	0.09	0.10
x	0.90	1.00	1.10	1.20	1.30	1.40	1.60	1.80	2.00	2.20
Q3	0.60	0.70	0.80	0.89	0.98	1.08	1.28	1.50	1.76	2.07
DQ3	0.11	0.10	0.10	0.09	0.09	0.10	0.20	0.22	0.26	0.31
x	2.40	2.60	3.00	4.00	5.00	6.00	6.50	7.00	7.50	8.00
Q3	2.40	2.76	3.50	5.44	7.43	9.50	10.57	11.68	12.84	14.05
DQ3	0.33	0.36	0.74	1.94	1.99	2.07	1.07	1.11	1.16	1.21
x	8.50	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
Q3	15.31	16.59	19.20	21.77	24.25	26.60	28.79	30.81	32.64	34.30
DQ3	1.26	1.28	2.61	2.57	2.48	2.35	2.19	2.02	1.83	1.66
x	18.00	19.00	20.00	22.00	25.00	28.00	32.00	36.00	38.00	40.00
Q3	35.82	37.18	38.43	40.67	43.57	46.18	49.48	52.55	53.97	55.28
DQ3	1.52	1.36	1.25	2.24	2.90	2.61	3.30	3.07	1.42	1.31
x	45.00	50.00	53.00	56.00	63.00	71.00	75.00	80.00	85.00	90.00
Q3	58.08	60.17	61.19	62.09	63.89	65.77	66.72	67.88	68.96	69.94
DQ3	2.80	2.09	1.02	0.90	1.80	1.88	0.95	1.16	1.08	0.98
x	95.00	100.0	106.0	112.0	125.0	130.0	140.0	145.0	150.0	160.0
Q3	70.79	71.53	72.29	72.90	73.83	74.09	74.46	74.59	74.70	74.85
DQ3	0.85	0.74	0.76	0.61	0.93	0.26	0.37	0.13	0.11	0.15
x	170.0	180.0	190.0	200.0	212.0	242.0	250.0	300.0	400.0	500.0
Q3	74.96	75.02	75.02	75.02	75.02	75.02	75.03	75.87	84.37	92.11
DQ3	0.11	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.84	8.50	7.74
x	600.0	700.0	800.0	900.0	1000.0	1100.0	1200.0	1300.0	1400.0	1500.0
Q3	96.97	99.07	99.78	99.98	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
DQ3	4.86	2.10	0.71	0.20	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
x	1600.0	1700.0	1800.0	1900.0	2000.0	2100.0	2200.0	2300.0	2400.0	2500.0
Q3	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
DQ3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

x : diâmetro / µm    Q3 : valor cumulativo / %    DQ3 : relative frequency

**Figura 74.** Análise de distribuição de partículas do SM.

## A2 - Dados obtidos no viscosímetro FANN 35A.

**Tabela 18.** Ângulo de deflexão em diferentes velocidades de rotação.

<b>Fluidos</b>	<b>3 rpm</b>	<b>6 rpm</b>	<b>100 rpm</b>	<b>200 rpm</b>	<b>300 rpm</b>	<b>600 rpm</b>
<b>Fluido 2</b>	8,33	9,83	13,67	16,67	18,83	23,33
<b>Fluido 3</b>	1,00	1,33	2,50	3,67	5,17	9,00
<b>Fluido 4</b>	10,00	11,33	17,83	21,33	25,00	31,00
<b>Fluido 5</b>	8,5	9,17	15,00	18,67	21,33	26,33
<b>Fluido 6</b>	10,00	11,00	18,00	21,33	24,33	29,67
<b>Fluido 7</b>	10,00	11,00	17,67	21,33	25,00	31,00
<b>Fluido 8</b>	10,67	11,50	16,83	19,33	21,50	25,67
<b>Fluido 9</b>	12,33	13,67	20,50	24,50	27,00	30,67
<b>Fluido 10</b>	12,50	13,83	20,00	24,50	27,17	32,00
<b>Fluido 11</b>	13,33	14,00	21,33	25,33	28,17	33,00
<b>Fluido 12</b>	1,33	1,33	3,00	5,00	7,00	12,33
<b>Fluido 13</b>	0,67	1,00	3,33	5,00	7,33	13,00
<b>Fluido 14</b>	1,00	1,00	3,00	4,67	6,33	12,00
<b>Fluido 15</b>	2,00	2,00	2,67	4,50	6,00	11,00
<b>Fluido 16</b>	2,50	2,50	3,00	4,83	6,83	13,50
<b>Fluido 17</b>	2,17	2,00	3,00	5,00	6,83	14,00
<b>Fluido 18</b>	2,33	2,00	3,00	4,67	6,83	6,17
<b>Fluido 19</b>	10,00	11,33	17,83	21,33	25,00	31,00
<b>Fluido 20</b>	11,50	13,67	26,67	33,67	39,67	52,67
<b>Fluido 21</b>	11,67	13,00	24,67	31,00	36,00	46,67
<b>Fluido 22</b>	12,33	14,33	27,00	33,67	38,67	52,67
<b>Fluido 23</b>	13,17	15,00	28,50	35,17	40,50	52,00
<b>Fluido 24</b>	15,00	17,00	32,00	40,17	46,67	57,67
<b>Fluido 25</b>	13,50	15,17	27,50	35,33	41,17	51,83
<b>Fluido 26</b>	14,00	15,67	29,67	37,33	43,00	54,00

Fonte: dados do autor.

### A3 - Tabelas de tensão cisalhante e taxa de deformação.

**Tabela 19.** Dados de Tensão cisalhante e taxa de deformação.

RPM	Taxa ( $s^{-1}$ )	Fluido 2	Fluido 3	Fluido 4
		Tensão (Pa)	Tensão (Pa)	Tensão (Pa)
3	5,1069	4,51383	0,511	5,64939
6	10,2138	5,02483	0,68133	6,33072
100	170,23	6,98367	1,2775	11,52589
200	340,46	8,51667	1,95883	14,25122
300	510,69	9,62383	2,64017	16,55072
600	1021,38	11,92333	4,599	21,54717

Fonte: dados do autor.

**Tabela 20.** Dados de Tensão cisalhante e taxa de deformação.

RPM	Taxa ( $s^{-1}$ )	Fluido 5	Fluido 6	Fluido 7	Fluido 8
		Tensão (Pa)	Tensão (Pa)	Tensão (Pa)	Tensão (Pa)
3	5,1069	4,3435	5,11	5,11	5,45067
6	10,2138	4,68417	5,621	5,621	5,8765
100	170,23	7,665	9,198	9,02767	8,60183
200	340,46	9,53867	10,90133	10,90133	9,87933
300	510,69	10,90133	12,43433	12,775	10,9865
600	1021,38	13,45633	15,15967	15,841	13,11567

Fonte: dados do autor.

**Tabela 21.** Dados de Tensão cisalhante e taxa de deformação.

RPM	Taxa ( $s^{-1}$ )	Fluido 8	Fluido 9	Fluido 10	Fluido 11
		Tensão (Pa)	Tensão (Pa)	Tensão (Pa)	Tensão (Pa)
3	5,1069	5,45067	6,30233	6,3875	6,81333
6	10,2138	5,8765	6,98367	7,06883	7,154
100	170,23	8,60183	10,4755	10,22	10,90133
200	340,46	9,87933	12,5195	12,5195	12,94533
300	510,69	10,9865	13,797	13,819	14,34867
600	1021,38	13,11567	15,67067	16,352	16,863

Fonte: dados do autor.

**Tabela 22.** Dados de Tensão cisalhante e taxa de deformação.

RPM	Taxa ( $s^{-1}$ )	Fluido 12	Fluido 13	Fluido 14	Fluido 15
		Tensão (Pa)	Tensão (Pa)	Tensão (Pa)	Tensão (Pa)
3	5,1069	0,68133	0,34067	0,511	1,022
6	10,2138	0,68133	0,511	0,511	1,022
100	170,23	1,533	1,70333	1,533	1,36267
200	340,46	2,555	2,555	2,38467	2,2995
300	510,69	3,577	3,74733	3,23633	3,066
600	1021,38	6,30233	6,643	6,132	5,621

Fonte: dados do autor.

**Tabela 23.** Dados de Tensão cisalhante e taxa de deformação.

RPM	Taxa (s <sup>-1</sup> )	Fluido 15	Fluido 16	Fluido 17	Fluido 18
		Tensão (Pa)	Tensão (Pa)	Tensão (Pa)	Tensão (Pa)
3	5,1069	1,022	1,2775	1,10717	1,19233
6	10,2138	1,022	1,2775	1,022	1,022
100	170,23	1,36267	1,533	1,533	1,533
200	340,46	2,2995	2,46983	2,555	2,38467
300	510,69	3,066	3,49183	3,49183	3,49183
600	1021,38	5,621	6,8985	7,154	6,72817

Fonte: dados do autor.

**Tabela 24.** Dados de Tensão cisalhante e taxa de deformação.

RPM	Taxa (s <sup>-1</sup> )	Fluido 19	Fluido 20	Fluido 21	Fluido 22
		Tensão (Pa)	Tensão (Pa)	Tensão (Pa)	Tensão (Pa)
3	5,1069	5,64939	5,8765	5,96167	6,30233
6	10,2138	6,33072	6,98367	6,643	7,32433
100	170,23	11,52589	13,62667	12,60467	13,797
200	340,46	14,25122	17,20367	15,841	17,20367
300	510,69	16,55072	20,26967	18,396	19,75867
600	1021,38	21,54717	26,91267	23,84667	26,061

Fonte: dados do autor.

**Tabela 25.** Dados de Tensão cisalhante e taxa de deformação.

RPM	Taxa (s <sup>-1</sup> )	Fluido 23	Fluido 24	Fluido 25	Fluido 26
		Tensão (Pa)	Tensão (Pa)	Tensão (Pa)	Tensão (Pa)
3	5,1069	6,72817	7,665	6,8985	7,154
6	10,2138	7,665	8,687	7,75017	8,00567
100	170,23	14,5635	16,352	14,0525	15,15967
200	340,46	17,97017	20,52517	18,05533	19,07733
300	510,69	20,6955	23,84667	21,03617	21,973
600	1021,38	26,572	29,46767	26,48683	27,594

Fonte: dados do autor.

## ANEXO B

### Resultados do Software “Fraturometro”.

Os dados do Simulador de Escoamento em Fratura (SEF), foram agrupados nas Tabelas 27 a 42.

**Tabela 26.** Dados experimentais da Água (pura) na fratura de 2 mm do anular 12 ¼”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,53	2,03	0	0
6,00	0,46	1,99	0,07	0,79
10,00	0,54	2,08	0	0
12,00	1,06	3,78	0	0
14,00	0,97	3,76	0,09	1,55
18,00	1,09	3,95	0	0
20,00	1,51	6,50	0	0
22,00	1,38	6,20	0,12	2,72
26,00	1,50	6,68	0	0
28,00	2,00	10,11	0	0
30,00	1,85	9,41	0,15	4,39
34,00	1,98	9,95	0	0
36,00	2,51	15,08	0	0
38,00	2,33	14,25	0,18	6,72
42,00	2,52	15,00	0	0
44,00	3,06	21,15	0	0
46,00	2,84	19,84	0,21	9,52
50,00	3,05	21,27	0	0

**Tabela 27.** Dados experimentais da Água (pura) na fratura de 5 mm do anular 12 ¼”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,52	2,15	0	0
6,00	0,38	1,60	0,13	0,64
10,00	0,53	2,14	0	0
12,00	1,07	3,94	0	0
14,00	0,90	3,64	0,17	1,16
18,00	1,07	4,12	0	0
20,00	1,51	6,74	0	0
22,00	1,28	5,61	0,22	2,03
26,00	1,50	6,75	0	0
28,00	1,98	10,25	0	0
30,00	1,70	8,97	0,27	3,28
34,00	2,00	9,95	0	0
36,00	2,52	14,95	0	0
38,00	2,18	13,67	0,33	5,05
42,00	2,52	15,11	0	0

44,00	3,05	21,39	0	0
46,00	2,65	18,93	0,40	7,22
50,00	3,06	20,72	0	0

**Tabela 28.** Dados experimentais da Água (pura) na fratura de 10 mm do anular 12 ¼”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m³/h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m³/h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,54	2,74	0	0
6,00	0,31	2,06	0,19	0,04
10,00	0,53	2,58	0	0
12,00	1,06	7,74	0	0
14,00	0,76	5,22	0,31	0,59
18,00	1,06	7,82	0	0
20,00	1,55	13,92	0	0
22,00	1,13	9,55	0,43	1,40
26,00	1,55	13,95	0	0
28,00	2,02	22,60	0	0
30,00	1,49	15,23	0,54	2,41
34,00	2,02	22,76	0	0
36,00	2,54	33,82	0	0
38,00	1,91	23,67	0,63	3,93
42,00	2,54	33,33	0	0
44,00	3,00	46,20	0	0
46,00	2,31	33,03	0,68	5,68
50,00	3,00	45,96	0	0

**Tabela 29.** Dados experimentais da Água (pura) na fratura de 2 mm do anular 8 ½”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m³/h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m³/h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,50	3,13	0	0
6,00	0,45	3,48	0,05	0,84
10,00	0,48	3,17	0	0
12,00	1,02	6,27	0	0
14,00	0,96	5,89	0,06	1,58
18,00	1,02	5,44	0	0
20,00	1,48	8,73	0	0
22,00	1,35	9,30	0,09	2,81
26,00	1,48	9,06	0	0
28,00	1,93	13,66	0	0
30,00	1,81	13,35	0,12	4,56
34,00	1,93	12,83	0	0
36,00	2,48	19,12	0	0
38,00	2,32	18,18	0,14	7,04
42,00	2,46	18,88	0	0
44,00	3,00	25,42	0	0



46,00	2,82	24,15	0,16	9,54
50,00	3,00	24,94	0	0

**Tabela 30.** Dados experimentais da Água (pura) na fratura de 5 mm do anular 8 ½”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m³/h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m³/h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,51	3,47	0	0
6,00	0,31	3,31	0,1663	0,52
10,00	0,51	3,28	0	0
12,00	1,03	5,75	0	0
14,00	0,83	5,58	0,20918	0,93
18,00	1,04	6,16	0	0
20,00	1,46	9,37	0	0
22,00	1,21	8,22	0,26815	1,67
26,00	1,47	9,01	0	0
28,00	1,93	13,50	0	0
30,00	1,60	11,93	0,33199	2,73
34,00	1,93	13,89	0	0
36,00	2,47	19,41	0	0
38,00	2,07	16,90	0,40	4,24
42,00	2,49	19,02	0	0
44,00	3,00	25,46	0	0
46,00	2,53	22,72	0,47	6,07
50,00	3,01	26,19	0	0

**Tabela 31.** Dados experimentais da Água (pura) na fratura de 10 mm do anular 8 ½”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m³/h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m³/h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,50	3,26	0	0
6,00	0,17	2,87	0,33	0,15
10,00	0,50	3,18	0	0
12,00	1,03	6,17	0	0
14,00	0,72	5,06	0,32	0,17
18,00	1,03	6,16	0	0
20,00	1,46	9,35	0	0
22,00	1,07	8,08	0,43	0,43
26,00	1,47	9,02	0	0
28,00	1,95	13,42	0	0
30,00	1,44	11,52	0,49	0,80
34,00	1,94	13,29	0	0
36,00	2,47	19,06	0	0
38,00	1,87	16,19	0,60	1,32
42,00	2,47	18,94	0	0
44,00	3,00	25,71	0	0
46,00	2,29	21,76	0,70	1,97

50,00                    2,98                    25,15                    0                    0

**Tabela 32.** Dados experimentais da solução do Amido na fratura de 2 mm do anular 12 ¼”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m³/h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m³/h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,54	3,54	0	0
6,00	0,46	3,34	0,06	1,48
10,00	0,52	3,52	0	0
12,00	1,03	4,90	0	0
14,00	0,95	4,34	0,08	2,19
18,00	1,03	4,45	0	0
20,00	1,52	8,48	0	0
22,00	1,40	8,19	0,11	3,87
26,00	1,52	8,67	0	0
28,00	2,00	12,79	0	0
30,00	1,85	12,19	0,14	5,97
34,00	2,00	12,69	0	0
36,00	2,48	17,85	0	0
38,00	2,31	16,58	0,17	8,47
42,00	2,48	17,47	0	0
44,00	3,02	24,33	0	0
46,00	2,80	23,10	0,20	9,54
50,00	3,03	23,98	0	0

**Tabela 33.** Dados experimentais da solução do Amido na fratura de 5 mm do anular 12 ¼”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m³/h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m³/h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,54	3,59	0	0
6,00	0,35	3,39	0,16	1,08
10,00	0,53	3,41	0	0
12,00	1,01	4,98	0	0
14,00	0,86	4,71	0,18	1,53
18,00	1,03	5,24	0	0
20,00	1,53	8,01	0	0
22,00	1,29	7,76	0,23	2,75
26,00	1,52	8,34	0	0
28,00	2,01	12,63	0	0
30,00	1,73	11,55	0,28	4,31
34,00	2,00	12,91	0	0
36,00	2,48	17,54	0	0
38,00	2,15	15,79	0,33	6,12
42,00	2,48	17,88	0	0
44,00	3,02	24,71	0	0
46,00	2,62	21,58	0,40	8,63
50,00	3,03	24,43	0	0

**Tabela 34.** Dados experimentais da solução do Amido na fratura de 10 mm do anular 12 ¼”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,52	3,18	0	0
6,00	0,29	3,04	0,24	0,15
10,00	1,02	5,32	0	0
12,00	0,76	3,97	0,26	0,25
14,00	1,03	4,48	0	0
18,00	1,52	8,66	0	0
20,00	1,19	7,45	0,31	0,60
22,00	1,53	7,91	0	0
26,00	2,00	12,36	0	0
28,00	1,60	10,81	0,40	1,04
30,00	2,00	12,88	0	0
34,00	2,48	17,87	0	0
36,00	2,01	15,00	0,47	1,56
38,00	2,49	17,37	0	0
42,00	3,01	23,46	0	0
44,00	2,4	20,93	0,55	2,30
46,00	3,01	23,80	0	0

**Tabela 35.** Dados experimentais da solução do Amido na fratura de 2 mm do anular 8 ½”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,50	4,87	0	0
6,00	0,44	4,92	0,05	1,54
10,00	0,50	4,77	0	0
12,00	0,97	7,60	0	0
14,00	0,91	7,41	0,06	2,23
18,00	0,97	6,71	0	0
20,00	1,49	12,00	0	0
22,00	1,41	11,32	0,08	4,06
26,00	1,50	11,78	0	0
28,00	1,95	16,65	0	0
30,00	1,84	16,00	0,10	6,20
34,00	1,95	16,73	0	0
36,00	2,53	23,77	0	0
38,00	2,40	23,42	0,13	9,51
42,00	2,52	23,90	0	0
44,00	2,96	30,18	0	0
46,00	2,80	29,09	0,15	9,54
50,00	2,96	30,54	0	0

**Tabela 36.** Dados experimentais da solução do Amido na fratura de 5 mm do anular 8 ½”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,50	4,89	0	0
6,00	0,29	4,62	0,18	1,02
10,00	0,50	4,84	0	0
12,00	0,97	7,54	0	0
14,00	0,77	7,53	0,20	1,37
18,00	0,97	7,60	0	0
20,00	1,53	12,05	0	0
22,00	1,26	11,25	0,26	2,66
26,00	1,53	12,36	0	0
28,00	1,93	16,01	0	0
30,00	1,61	15,08	0,32	3,89
34,00	1,93	16,86	0	0
36,00	2,53	23,85	0	0
38,00	2,13	21,64	0,39	6,14
42,00	2,52	24,03	0	0
44,00	2,94	30,56	0	0
46,00	2,51	27,6	0,44	8,07
50,00	2,95	30,66	0	0

**Tabela 37.** Dados experimentais do Amido na fratura de 10 mm do anular 8 ½”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,49	5,02	0	0
6,00	0,20	4,26	0,28	0,20
10,00	0,49	5,02	0	0
12,00	0,98	7,57	0	0
14,00	0,63	6,69	0,32	0,31
18,00	0,97	7,48	0	0
20,00	1,53	12,44	0	0
22,00	1,11	10,69	0,42	0,78
26,00	1,52	12,27	0	0
28,00	2,00	17,27	0	0
30,00	1,48	15,20	0,52	1,29
34,00	2,00	17,36	0	0
36,00	2,52	24,39	0	0
38,00	1,90	20,26	0,61	2,01
42,00	2,52	23,83	0	0
44,00	2,94	29,40	0	0
46,00	2,25	25,63	0,69	2,68
50,00	2,96	30,44	0	0

**Tabela 38.** Dados experimentais da solução de GX na fratura de 2 mm do anular 12 ¼”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,49	6,80	0	0
6,00	0,42	6,49	0,07	4,14
10,00	0,49	7,03	0	0
12,00	1,09	8,38	0	0
14,00	1,03	7,22	0,07	4,85
18,00	1,06	7,98	0	0
20,00	1,54	10,27	0	0
22,00	1,47	9,53	0,07	6,21
26,00	1,52	10,25	0	0
28,00	1,95	13,67	0	0
30,00	1,89	12,46	0,06	8,10
34,00	1,97	13,33	0	0
36,00	2,54	18,29	0	0
38,00	2,46	16,62	0,07	9,53
42,00	3,05	23,78	0	0
44,00	2,97	21,32	0,08	-
46,00	3,09	23,85	0	0

**Tabela 39.** Dados experimentais da solução de GX na fratura de 5 mm do anular 12 ¼”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
10,00	0,48	6,71	0	0
12,00	1,09	8,19	0	0
14,00	0,78	7,75	0,32	3,07
18,00	1,08	8,20	0	0
20,00	1,54	10,32	0	0
22,00	1,21	9,53	0,35	3,87
26,00	1,50	10,38	0	0
28,00	1,96	13,57	0	0
30,00	1,63	12,30	0,39	4,85
34,00	1,97	13,82	0	0
36,00	2,54	17,79	0	0
38,00	2,15	16,24	0,44	6,46
42,00	2,53	18,58	0	0
44,00	3,05	23,69	0	0
46,00	2,68	21,56	0,50	8,187
50,00	3,02	23,74	0	0

**Tabela 40.** Dados experimentais da solução de GX na fratura de 10 mm do anular 12 ¼”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
12,00	1,09	8,37	0	0
14,00	0,67	7,43	0,51	0,88
20,00	1,50	10,45	0	0
22,00	1,11	8,71	0,57	0,99
28,00	1,93	13,48	0	0
30,00	1,49	12,22	0,61	1,19
36,00	2,50	18,28	0	0
38,00	2,02	16,04	0,68	1,57
44,00	3,05	23,84	0	0
45,00	2,52	20,81	0,76	1,95

**Tabela 41.** Dados experimentais da solução de GX e amido na fratura de 2 mm do anular 12 ¼”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,53	15,73	0	0
6,00	0,45	14,47	0,08	7,95
10,00	0,55	15,33	0	0
12,00	1,07	20,19	0	0
14,00	0,95	19,52	0,14	9,59
18,00	1,08	19,07	0	0
20,00	1,53	23,84	0	0
22,00	1,37	23,70	0,14	9,54
26,00	1,52	24,29	0	0
28,00	2,05	29,21	0	0
30,00	1,87	28,24	0,17	9,54
34,00	2,00	29,30	0	0
36,00	2,48	34,42	0	0
38,00	2,28	32,52	0,19	9,54
42,00	2,50	33,74	0	0
44,00	3,01	42,07	0	0
46,00	2,82	40,02	0,20	9,54
50,00	3,00	41,22	0	0

**Tabela 42.** Dados experimentais da solução de GX e amido na fratura de 5 mm do anular 12 ¼”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,54	14,45	0	0
6,00	0,27	13,62	0,28	5,53
10,00	0,55	14,73	0	0
12,00	1,12	19,81	0	0

14,00	0,73	18,00	0,388	7,15
18,00	1,09	19,91	0	0
20,00	1,55	23,40	0	0
22,00	1,17	22,29	0,40	8,49
26,00	1,55	23,73	0	0
28,00	2,07	29,61	0	0
30,00	1,62	26,59	0,45	9,54
34,00	2,00	29,02	0	0
36,00	2,50	33,00	0	0
38,00	2,01	30,68	0,49	9,54
42,00	2,48	34,86	0	0
44,00	3,03	41,58	0	0
46,00	2,51	37,23	0,53	9,54
50,00	3,00	40,59	0	0

**Tabela 43.** Dados experimentais da solução de GX e amido na fratura de 10 mm do anular 12 ¼”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,52	16,13	0	0
6,00	0,21	13,40	0,32	1,04
10,00	0,53	15,88	0	0
12,00	1,03	20,25	0	0
14,00	0,55	17,66	0,49	2,5
18,00	1,04	20,05	0	0
20,00	1,54	24,61	0	0
22,00	0,99	21,60	0,55	2,82
26,00	1,53	24,20	0	0
28,00	2,05	29,30	0	0
30,00	1,42	25,76	0,61	3,22
34,00	2,03	28,81	0	0
36,00	2,51	35,07	0	0
38,00	1,84	30,81	0,66	3,60
42,00	2,51	35,25	0	0
44,00	3,03	41,41	0	0
46,00	2,34	37,22	0,70	4,05
50,00	3,00	40,90	0	0

**Tabela 44.** Dados experimentais da solução de GX e amido na fratura de 2 mm do anular 8 ½”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,52	17,84	0	0
6,00	0,44	17,05	0,05	8,52
10,00	0,50	15,80	0	0

12,00	1,02	22,81	0	0
14,00	0,93	20,90	0,09	9,54
18,00	1,01	22,86	0	0
20,00	1,48	28,91	0	0
22,00	1,38	27,35	0,10	9,54
26,00	1,48	29,02	0	0
28,00	1,99	34,03	0	0
30,00	1,86	33,09	0,12	9,54
34,00	1,98	33,78	0	0
36,00	2,49	41,17	0	0
38,00	2,34	40,47	0,13	9,54
42,00	2,49	40,50	0	0
44,00	2,93	47,49	0	0
46,00	2,77	46,89	0,16	9,54
50,00	2,94	46,66	0	0

**Tabela 45.** Dados experimentais da solução de GX e amido na fratura de 5 mm do anular 8 1/2".

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,52	17,73	0	0
6,00	0,20	14,68	0,30	5,48
10,00	0,51	17,36	0	0
12,00	1,04	23,07	0	0
14,00	0,66	21,46	0,434	7,19
18,00	1,01	22,18	0	0
20,00	1,50	27,18	0	0
22,00	1,03	26,09	0,46	8,59
26,00	1,49	26,05	0	0
28,00	2,01	33,66	0	0
30,00	1,53	30,61	0,52	9,54
34,00	2,02	33,47	0	0
36,00	2,51	41,01	0	0
38,00	1,93	37,22	0,57	9,54
42,00	2,49	39,90	0	0
44,00	2,96	45,96	0	0
46,00	2,35	42,80	0,60	9,54
50,00	3,00	46,46	0	0

**Tabela 46.** Dados experimentais da solução de GX e amido na fratura de 10 mm do anular 8 1/2".

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
2,00	0	0	0	0
4,00	0,54	17,59	0	0
6,00	0,20	13,55	0,31	2,18



10,00	0,51	17,79	0	0
12,00	1,06	22,84	0	0
14,00	0,39	18,17	0,43	2,80
18,00	1,07	23,10	0	0
20,00	1,55	27,45	0	0
22,00	0,81	24,00	0,74	3,17
26,00	1,54	27,16	0	0
28,00	2,04	32,76	0	0
30,00	1,22	29,36	0,79	3,53
34,00	2,00	31,95	0	0
36,00	2,55	39,57	0	0
38,00	1,70	36,02	0,87	3,98
42,00	2,55	38,08	0	0
44,00	2,98	45,84	0	0
46,00	2,04	39,11	0,91	4,35
50,00	2,95	44,81	0	0

**Tabela 47.** Dados experimentais da suspensão de GX e calcário na fratura de 2mm do anular 12 ¼”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
1,00	0	0	0	0
3,00	2,98	30,49	0	0
6,00	2,78	29,33	0,20	9,54
12,00	3,00	29,97	0	0
16,00	2,50	23,78	0	0
19,00	2,31	23,42	0,17	9,54
24,00	2,47	21,70	0	0
28,00	1,95	18,93	0	0
31,00	1,81	18,00	0,14	9,53
36,00	2,02	19,71	0	0
39,00	1,50	14,69	0	0
42,00	1,37	13,31	0,11	7,90
45,00	1,52	15,60	0	0
52,00	1,04	10,90	0	0
55,00	0,94	10,12	0,10	6,11
60,00	1,07	10,70	0	0
63,00	0,57	8,16	0	0
66,00	0,50	7,55	0,5	0,07
68,00	0,57	7,87	0	0

**Tabela 48.** Dados experimentais da suspensão de GX e calcário na fratura de 10 mm do anular 12 ¼”.

Tempo (min)	Vazão de retorno (m <sup>3</sup> /h)	P. Mano. Bomba (psi)	Vazão na fratura (m <sup>3</sup> /h)	Pressão diferencial fratura (psi)
1,00	0	0	0	0
3,00	3,00	30,76	0	0
6,00	2,38	26,91	0,61	2,66
12,00	2,97	29,96	0	0
16,00	2,50	23,83	0	0
19,00	1,97	21,80	0,54	2,13
24,00	2,51	24,77	0	0
28,00	1,98	19,02	0	0
31,00	1,49	16,20	0,49	1,68
36,00	1,97	18,81	0	0
39,00	1,49	13,16	0	0
42,00	1,06	12,80	0,42	1,59
45,00	1,49	12,89	0	0
52,00	1,08	11,35	0	0
55,00	0,67	8,16	0,38	1,14
60,00	1,08	7,83	0	0
63,00	0,50	6,98	0	0
66,00	0,20	8,12	0,31	0,89
68,00	0,50	8,39	0	0

## ANEXO C

### Estudos de caso

Nesta seção são apresentados os testes realizados em conjunto com a PETROBRAS/CENPES no simulador de escoamento em fratura (SEF). Foram avaliados os seguintes tampões de combate à perda: Form-A-Block, Versapac, todos da MI-Swaco e Pro HG da Procor, Hydroplug (Halliburton), X-Prima (NewPark), Sealbond Plus (Baker Hughes) e FRAC-ATTACK (INNOSPEC-Strata Control Services)

#### Conclusões gerais

O Hydroplug conseguiu pluguear a fratura de 2 mm e resistiu ao processo de *squeeze*. Na fratura de 5 mm, o tamponamento ocorreu com certa dificuldade, mas não conseguiu manter a fratura tamponada mesmo após a aplicação de um mínimo diferencial de pressão (10 psi). Na fratura de 10 mm, em momento algum houve tamponamento.

O Versapac é uma opção extremamente interessante para ambientes com fluido sintético. Embora não seja removido por ácido, o produto é indicado para perdas severas.

PRO HG, X-Prima, Form-A-Plug, Seal Bond e FRAC-ATTACK tamponaram com certa facilidade as fraturas de 10 mm e conseguiram suportar o tamponamento mesmo após a aplicação de um diferencial de pressão de 80 psi.

O Form-A-Blok, apresentou bom desempenho no selamento das fraturas de 2 e 5 mm dos anulares 8 ½” e 12 ¼”, mas não foi efetivo no selamento das fraturas de 10 mm dos anulares, mesmo após a adição de 30 lbm/bbl de CaCO<sub>3</sub>.