



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA QUÍMICA

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química



**ESTABILIDADE DE SUSPENSÕES PSEUDOPLÁSTICAS UTILIZADAS NA
PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

NARA BRANDÃO COSTA SANTOS

Uberlândia

2017



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA QUÍMICA

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química



**ESTABILIDADE DE SUSPENSÕES PSEUDOPLÁSTICAS UTILIZADAS NA
PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

NARA BRANDÃO COSTA SANTOS

Orientadores: Fábio de Oliveira Arouca

João Jorge Ribeiro Damasceno

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Química.

Uberlândia – MG

2017

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA QUÍMICA, EM 24 DE FEVEREIRO DE 2017.

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Fábio de Oliveira Arouca
Orientador (PPGEQ/UFU)



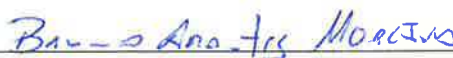
Prof. Dr. João Jorge Ribeiro Damasceno
Coorientador (PPGEQ/UFU)



Prof. Dr.^a Larissa Nayhara Soares Santana Falleiros
FEQ/UFU



Prof. Dr. Ricardo Corrêa de Santana
FEQ/UFU



Prof. Dr. Bruno Arantes Moreira
DAENQ/UTFPR

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

S237e Santos, Nara Brandão Costa, 1987-
2017 Estabilidade de suspensões pseudoplásticas utilizadas na perfuração
de poços de petróleo / Nara Brandão Costa Santos. - 2017.
147 f. : il.

Orientador: Fábio de Oliveira Arouca.
Coorientador: João Jorge Ribeiro Damasceno.
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia,
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química.
Inclui bibliografia.

1. Engenharia química - Teses. 2. Poços de petróleo - Teses. 3.
Fluidos - Teses. 4. Reologia - Teses. I. Arouca, Fábio de Oliveira, 1977-
II. Damasceno, João Jorge Ribeiro. III. Universidade Federal de
Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. IV.
Título.

CDU: 66.0

Aos meus pais, Sérgio e Rosana,
e a meu irmão, Vítor.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus e ao meu anjo da guarda por me iluminarem e guiarem meus caminhos e sonhos.

Aos meus pais, Sérgio e Rosana, e a meu irmão, Vitor, pelo incentivo, prontidão e amor.

Aos professores Fábio e Damasceno pela oportunidade, ensinamentos e amizade.

Aos professores Bruno, Ricardo e Larissa pelas colaborações.

À equipe do LabSep pela convivência e amizade, especialmente à Flávia.

Às amigas de pós-graduação e à Alice pelo carinho e convívio diário.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química FEQ/UFU e seus profissionais pela recepção e aprendizado.

Às agências de fomento CAPES, CNPq, Fapemig e Petrobras pelos recursos financeiros e materiais.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1 FLUIDOS.....	6
2.1.1 Fluidos newtonianos	6
2.1.2 Fluidos não-newtonianos	9
2.1.3 Modelos matemáticos para fluidos não-newtonianos.....	15
2.1.4 Fluidos de perfuração	18
2.2 SEDIMENTAÇÃO	25
2.2.1 Sedimentação em fluidos newtonianos.....	25
2.2.2 Sedimentação em fluidos pseudoplásticos.....	35
2.3 TÉCNICA DE ATENUAÇÃO DE RAIOS GAMA.....	40
2.4 FILTRAÇÃO	45
2.5 TEORIA DAS MISTURAS DA MECÂNICA DO CONTÍNUO	48
2.5.1 Tensão nos sólidos.....	50
2.5.2 Força resistiva	51
3. METODOLOGIA	52
3.1 AMOSTRAS.....	52
3.2 CARACTERIZAÇÃO.....	52
3.2.1 Massa específica das suspensões.....	52
3.2.2 Teor de água, fase orgânica e sólidos	53
3.2.3 Massa específica dos sólidos.....	55
3.3 ENSAIOS REOLÓGICOS.....	55
3.3.1 Diagramas de viscosidade e curvas de escoamento	56
3.3.2 Tixotropia.....	57
3.4 SEDIMENTAÇÃO DAS SUSPENSÕES	57
3.4.1 Monitoramento do perfil de concentração de sólidos em função do tempo e da posição.....	57
3.4.2 Unidade de aplicação de radioisótopos.....	58
3.4.3 Determinação do parâmetro beta.....	62
3.4.4 Estimativa da velocidade de sedimentação das suspensões.....	62

3.4.5	Determinação da equação constitutiva para pressão nos sólidos	63
3.4.6	Estimativa da permeabilidade do meio poroso	65
4.	RESULTADOS.....	67
4.1	CARACTERIZAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	67
4.1.1	Massa específica das suspensões.....	67
4.1.2	Teor de água, fase orgânica e sólidos das suspensões	68
4.1.3	Massa específica dos sólidos.....	69
4.2	REOLOGIA DAS SUSPENSÕES	70
4.2.1	Curvas de escoamento e diagramas de viscosidade	70
4.2.2	Tixotropia.....	75
4.2.3	Histerese.....	80
4.3	SEDIMENTAÇÃO DAS SUSPENSÕES	83
4.3.1	Tempo de resolução do sistema de detecção	83
4.3.2	Parâmetro beta.....	83
4.3.3	Monitoramento do perfil de concentração de sólidos em função do tempo e da posição.....	84
4.3.4	Curvas de equi-concentração	98
4.3.5	Estimativa da velocidade de sedimentação das suspensões.....	102
4.3.6	Equação constitutiva para pressão nos sólidos.....	103
4.3.7	Estimativa da permeabilidade do meio poroso	109
5.	CONCLUSÕES	111
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	113
	APÊNDICE A.....	118

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Oferta Interna de Energia no Brasil – 2015. Adaptado de Resenha Energética Brasileira (2016).	1
Figura 1.2 - Gastos operacionais gerenciáveis, sendo Exploração e Produção (E&P) e Refino e Gás Natural (RGN). Adaptado de Plano de Negócios e Gestão da Petrobras (2016).	2
Figura 1.3 - Escoamento do fluido de perfuração (ELER, 2012).	3
Figura 2.1 - Classificação dos tipos de fluido. Adaptado de Chhabra e Richardson (2008).	7
Figura 2.2 - Escoamento tridimensional (CHHABRA, 2007).	8
Figura 2.3 - Comportamento dos fluidos independentes do tempo. Adaptado de Fox e McDonald (2001).	10
Figura 2.4 – Viscosidade aparente em função da taxa de deformação para uma solução polimérica. Adaptado de Chhabra e Richardson (2008).	11
Figura 2.5 - Curva de histerese, indicando fluido tixotrópico. Sendo I e II o aumento e a diminuição, respectivamente, da taxa de cisalhamento (MACHADO, 2002)	13
Figura 2.6 - Linhas de equi-concentração para o modelo de Kynch (1952). (DAMASCENO, 1992).	26
Figura 2.7 - Regiões de sedimentação para o modelo de Kynch (1952). Adaptado de AROUCA, 2007.	27
Figura 2.8 - Descontinuidades do modelo de d'Ávila (1978).	30
Figura 2.9 - Comparação entre os modelos de Kynch (1952) e d'Ávila (1978).	31
Figura 2.10 - Perfis de sedimentação em fluidos de diferentes características reológicas, sendo a) glicerina, b) fluido com moderado efeito elástico e c) fluido com elevada pseudoplasticidade (ALLEN e UHLLER, 1989).	36
Figura 2.11 - Distância crítica para formação de canais de sedimentação.	37
Figura 2.12 - Interação da radiação com o ambiente. Adaptado de Arouca (2007).	41

Figura 2.13 - Formação de tortas de filtração. Adaptada de Skalle (2011).....	46
Figura 2.14 - Filtração dinâmica (MARTINS, 2013).	47
Figura 3.1 - Ensaio de picnometria.	53
Figura 3.2 – Equipamento viscosímetro.....	55
Figura 3.3 – Vista lateral do sistema de detecção de raios gama, sendo a o bloco de chumbo contendo o Am^{241} , b o cristal cintilador e c a válvula fotomultiplicadora.	59
Figura 3.4 – Vista frontal do aparato experimental. Laboratório de Aplicação de Radioisótopos.	60
Figura 3.5 - Sequência de operação do sistema detecção de radiação.....	61
Figura 4.1 - Sólidos constituintes das suspensões após a retorta.....	69
Figura 4.2 - Diagrama de viscosidade e curva de escoamento da suspensão 60/40 a.	70
Figura 4.3 - Diagrama de viscosidade e curva de escoamento da suspensão 60/40 na.	71
Figura 4.4 - Diagrama de viscosidade e curva de escoamento da suspensão 80/20 a.....	71
Figura 4.5 - Diagrama de viscosidade e curva de escoamento da suspensão 80/20 na.	72
Figura 4.6 - Ajuste do modelo de <i>Power-Law</i> à suspensão 60/40 a.....	73
Figura 4.7 - Ajuste do modelo de <i>Power-Law</i> à suspensão 60/40 na.....	74
Figura 4.8 - Ajuste do modelo de <i>Herschel-Bulckley</i> à suspensão 80/20 a.	74
Figura 4.9 - Ajuste do modelo de <i>Herschel-Bulckley</i> à suspensão 80/20 na.	75
Figura 4.10 - Viscosidade aparente em função do tempo para a suspensão 60/40 a.....	76
Figura 4.11 - Viscosidade aparente em função do tempo para a suspensão 60/40 na.....	76
Figura 4.12 - Viscosidade aparente em função do tempo para a suspensão 80/20 a.....	77
Figura 4.13 - Viscosidade aparente em função do tempo para a suspensão 80/20 na.....	77

Figura 4.14 - Diagrama de viscosidade aparente para as suspensões 60/40 na e 80/20 a	78
Figura 4.15 - Diagrama de viscosidade aparente para as suspensões 60/40 a e 60/40 na	79
Figura 4.16 - Curvas crescente e decrescente da tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação para a suspensão 60/40 a.....	80
Figura 4.17 - Curvas crescente e decrescente da tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação para a suspensão 60/40 na.....	81
Figura 4.18 - Curvas crescente e decrescente da tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação para a suspensão 80/20 a.....	81
Figura 4.19 - Curvas crescente e decrescente da tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação para a suspensão 80/20 na.....	82
Figura 4.20 - Perfil de sedimentação dos sólidos da suspensão 60/40 a.	85
Figura 4.21 - Região de aumento da concentração de sólidos da suspensão 60/40 a.....	86
Figura 4.22 - Região de diminuição da concentração de sólidos da suspensão 60/40 a.....	87
Figura 4.23 - Perfil de sedimentação dos sólidos da suspensão 60/40 na.....	87
Figura 4.24 - Região de aumento da concentração de sólidos da suspensão 60/40 na.....	88
Figura 4.25 - Região de diminuição da concentração de sólidos da suspensão 60/40 na.....	89
Figura 4.26 - Perfil de sedimentação dos sólidos constituintes da suspensão 80/20 a.	89
Figura 4.27 - Região de aumento da concentração de sólidos da suspensão 80/20 a.....	90
Figura 4.28 - Região de diminuição da concentração de sólidos da suspensão 80/20 a.....	90
Figura 4.29 - Perfil de sedimentação dos sólidos constituintes da suspensão 80/20 na.	91
Figura 4.30 - Região de aumento da concentração de sólidos da suspensão 80/20 na.....	92
Figura 4.31 - Região de diminuição da concentração de sólidos da suspensão 80/20 na.....	92
Figura 4.32 - Comparação do perfil de sedimentação das suspensões na posição $z = 0,5$ cm.	93

Figura 4.33 - Comparação do perfil de sedimentação das suspensões na posição $z = 17$ cm. .	94
Figura 4.34 - Comparação do perfil de sedimentação na posição no topo de cada suspensão.	94
Figura 4.35 - Perfil de sedimentação em 3D da suspensão 60/40 <i>a</i>	95
Figura 4.36 - Perfil de sedimentação em 3D da suspensão 60/40 <i>na</i>	96
Figura 4.37 - Perfil de sedimentação em 3D da suspensão 80/20 <i>a</i>	97
Figura 4.38 - Perfil de sedimentação em 3D da suspensão 80/20 <i>na</i>	97
Figura 4.39 - Curvas de equi-concentração da suspensão 60/40 <i>a</i>	99
Figura 4.40 - Curvas de equi-concentração da suspensão 60/40 <i>na</i>	100
Figura 4.41 - Curvas de equi-concentração da suspensão 80/20 <i>a</i>	101
Figura 4.42 - Curvas de equi-concentração da suspensão 80/20 <i>na</i>	101
Figura 4.43 - Perfil de sedimentação das suspensões após 90 dias de monitoramento. Da esquerda para direita: 60/40 <i>a</i> , 60/40 <i>na</i> , 80/20 <i>a</i> e 80/20 <i>na</i>	102
Figura 4.44 – Distribuições de concentração nos sedimentos das suspensões de ROA 60/40.	105
Figura 4.45 - Distribuições de concentração nos sedimentos das suspensões de ROA 80/20.	105
Figura 4.46 – Pressão nos sólidos em função da concentração dos sedimentos para as suspensões em estudo.	108
Figura A.1 - Concentração volumétrica de sólidos em função do tempo para diferentes posições de monitoramento da suspensão 60/40 <i>a</i>	120
Figura A.2 - Concentração volumétrica de sólidos em função do tempo para diferentes posições de monitoramento da suspensão 60/40 <i>na</i>	123
Figura A.3 - Concentração volumétrica de sólidos em função do tempo para diferentes posições de monitoramento da suspensão 80/20 <i>a</i>	125

Figura A. 4 - Concentração volumétrica de sólidos em função do tempo para diferentes posições de monitoramento da suspensão 80/20 na.	127
--	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Amostras de fluidos de perfuração.	52
Tabela 3.2 - Taxas de deformação aplicadas às suspensões para obtenção dos diagramas de viscosidade e das curvas de escoamento.	56
Tabela 4.1 - Massa específica das suspensões.	67
Tabela 4.2 - Teores de fase orgânica, água e sólidos das suspensões.	68
Tabela 4.3 - Massa específica dos sólidos totais.	69
Tabela 4.4 - Ajuste dos modelos reológicos aos resultados experimentais.	72
Tabela 4.5 - Parâmetros reológicos dos modelos mais ajustáveis a cada suspensão.	73
Tabela 4.6 - Área de histerese das suspensões.	82
Tabela 4.7 - Parâmetros para o cálculo do tempo de resolução.	83
Tabela 4.8 - Parâmetros beta das suspensões.	84
Tabela 4.9 - Velocidade de sedimentação estimada.	102
Tabela 4.10 - Parâmetros e coeficientes de determinação para o ajuste do modelo de Arouca (2003).	103
Tabela 4.11 - Comparação da concentração máxima de sólidos obtida pela TARG e pelo modelo de Arouca (2003).	104
Tabela 4.12 - Parâmetros e coeficientes de determinação para o ajuste do modelo de Arouca (2007).	107
Tabela 4.13 - Ajuste do modelo reológico de Ellis.	109
Tabela 4.14 - Permeabilidade estimada das suspensões em meio poroso.	110

LISTA DE SÍMBOLOS

a - parâmetro da equação de AROUCA, 2003 [-]

a - parâmetro do modelo de potência para pressão nos sólidos (AROUCA, 2007) [$M^1L^{-1}T^{-2}$]

a – parâmetro dos modelos propostos para pressão nos sólidos [$M^1L^{-1}T^{-2}$]

α - parâmetro do modelo de Ellis [-]

b - parâmetro do modelo de potência para pressão nos sólidos (AROUCA, 2007) [-]

b - parâmetro dos modelos propostos para pressão nos sólidos [$M^1L^{-1}T^{-2}$]

β – parâmetro do modelo de Lambert [-]

β – parâmetro do modelo de Tiller e Leu para pressão nos sólidos [-]

c - parâmetro da equação de AROUCA, 2003 [-]

C_0 – parâmetro do modelo de Arouca para cálculo da permeabilidade [L^{-2}]

C_1 – parâmetro do modelo de Arouca para cálculo da permeabilidade [L^{-2}]

d_c - distância crítica de sedimentação [L^1]

ε_f - porosidade [-]

ε_s - concentração volumétrica de sólidos [-]

ε_{s0} - concentração volumétrica inicial de sólidos [-]

ε_{sc} – concentração volumétrica crítica de sólidos [-]

ε_{sm} - concentração volumétrica máxima de sólidos [-]

g - aceleração gravitacional [L^1T^{-2}]

I - intensidade do feixe após a passagem pelo meio físico [T^{-1}]

I_0 - intensidade do feixe antes de passar pelo meio físico [T^{-1}]

I_A - contagem de pulsos que atravessam o bloco A [T^{-1}]

I_B - contagem de pulsos que atravessam o bloco B [T^{-1}]

I_{AB} - contagem de pulsos que atravessam os blocos A e B [T^{-1}]

I_G - contagem do background [-]

k - permeabilidade do meio poroso [L^2]

k_0 – parâmetro do modelo de TILLER e LEU (1980) para cálculo da equação constitutiva para permeabilidade do meio poroso [L^2]

L - altura de sedimento [L^1]

m - parâmetro do modelo de *Power – Law*, índice de resistência ao escoamento [$M^1 L^1 T^{-2+n}$]

m_a – massa da amostra [M^1]

m_p – massa do picnômetro [M^1]

m_{p+a} – massa do picnômetro com água [M^1]

m_{p+f} – massa do picnômetro com fluido [M^1]

m_s – massa de sólidos [M^1]

μ - viscosidade dinâmica [$M^1 L^{-1} T^{-1}$]

μ_0 – parâmetro de Ellis para viscosidade de deformação zero [$M^1 L^{-1} T^{-1}$]

μ_p - parâmetro do modelo de *Bingham* que corresponde à viscosidade plástica [$M^1 L^{-1} T^{-1}$]

n – parâmetro do modelo de *Power – Law*, índice de comportamento do fluido [-]

η - viscosidade aparente [$M^1 L^{-1} T^{-1}$]

P_a - parâmetro do modelo de TILLER e LEU (1980) para cálculo da equação constitutiva para pressão nos sólidos [$M^1 L^{-1} T^{-2}$]

P_s - pressão nos sólidos [$M^1 L^{-1} T^{-2}$]

ρ - massa específica do meio físico [M^1L^{-3}]

ρ_f - massa específica da suspensão [M^1L^{-3}]

$\rho_{água}$ - massa específica da água [M^1L^{-3}]

ρ_s - massa específica do sólido [M^1L^{-3}]

q_s – fluxo de partículas sólidos [L^3T^{-1}]

r^2 – coeficiente de determinação [-]

R - contagem corrigida de pulsos após a passagem pelo meio físico [T^{-1}]

R_0 - contagem corrigida de pulsos que atravessam meio físico sem sólidos (branco) [T^{-1}]

T - tensão normal deviatórica [$M^1L^{-1}T^{-2}$]

T_f - tensão sobre a fase fluida [$M^1L^{-1}T^{-2}$]

T_s - tensão sobre a fase sólida [$M^1L^{-1}T^{-2}$]

t - tempo [T^1]

$\tau_{1/2}$ – parâmetro do modelo de Ellis que representa a tensão de cisalhamento quando μ_0 é reduzida para metade de seu valor [$M^1L^{-1}T^{-2}$]

τ - tempo de resolução do sistema [T^{-1}]

τ - tensão de cisalhamento [$M^1L^{-1}T^{-2}$]

τ_0 - tensão de escoamento [$M^1L^{-1}T^{-2}$]

v_s – velocidade intersticial da partícula sólida [L^1T^{-1}]

v_f – velocidade intersticial do fluido [L^1T^{-1}]

v_a – volume de água [L^3]

v_{fo} – volume da fase orgânica [L^3]

V_A – teor volumétrico de água [-]

V_{FO} – teor volumétrico da fase orgânica [-]

V_S – teor volumétrico de sólidos [-]

z - posição de monitoramento [L^1]

y - espessura do meio físico [L^{-1}]

γ - taxa de deformação [T^{-1}]

W_S – teor mássico de sólidos [-]

$\sigma(E)$ - coeficiente de atenuação mássico do meio físico [$M^{-1}L^2$]

$(\sigma X)_{susp}$ - densidade superficial da suspensão [-]

σ – desvio padrão [dados originais]

RESUMO

A indispensabilidade de consumo de energia vem estimulando o setor energético a potencializar sua capacidade produtiva. No cenário brasileiro, o petróleo destaca-se como importante fonte energética, e em operações de perfuração, fluidos de perfuração são utilizados com os principais propósitos de limpar e manter a pressão hidrostática do poço. Nesse contexto, esse trabalho objetivou avaliar o comportamento reológico de fluidos de perfuração, monitorar o perfil de sedimentação de sólidos constituintes desses fluidos, determinar equações constitutivas de pressão nos sólidos e estimar o cálculo da permeabilidade em meios porosos. Para isso, quatro fluidos de perfuração diferenciados pela razão óleo/água e pela presença do agente obturante e adensante carbonato de cálcio foram submetidos a ensaios laboratoriais de reologia e de sedimentação para avaliar a dinâmica de interação sólido-fluido. Empregou-se a Atenuação de Raios Gama, técnica não destrutiva, para monitorar o perfil de concentração de sólidos em relação à posição e ao tempo em sedimentação batelada e gravitacional, e para obter equações constitutivas de pressão nos sólidos. Os resultados possibilitaram verificar a pseudoplasticidade e a tixotropia dos fluidos e a influência do carbonato de cálcio no perfil de sedimentação. A suspensão de razão óleo/água 60/40 adensada com carbonato apresentou maiores valores de viscosidade aparente e menores taxa de sedimentação e permeabilidade em meio poroso, ao passo que a suspensão 80/20 não adensada apresentou menores valores de viscosidade aparente e maiores taxas de sedimentação. Dessa forma, pôde-se concluir que a formulação dos fluidos de perfuração deve ser adequada às condições operacionais e geológicas de aplicação, e que esse estudo contribuiu para ampliar o conhecimento reológico e de estabilidade de suspensões não-newtonianas, consistindo-se em um aporte as pesquisas em prol do desenvolvimento e domínio de tecnologias que aumentem a oferta de energia e favoreceram o alcance da segurança energética do país.

Palavras chave: fluidos de perfuração, reologia, sedimentação de suspensões não-newtonianas, técnica de atenuação de raios gama.

ABSTRACT

The indispensability of energy consumption has been stimulating the energy sector to increase its productive capacity. In the Brazilian scenario, oil stands out as an important energy source and in drilling operations drilling fluids are used with the main purposes of cleaning and maintaining hydrostatic pressure of the well. In this context, the targets of this study were evaluate the rheological behavior of drilling fluids, monitor the setting profile of solids from these fluids, propose constitutive equation for pressure on solids and calculate the permeability of porous medium. For this, four drilling fluids differentiated by the oil/water ratio and the addition of calcium carbonate were submitted to rheology and sedimentation laboratory tests to evaluate the solid-fluid interaction. Gamma-ray attenuation, a non-destructive technique, was used to monitor the profile of solids concentration in relation to position and time in batch and gravitational sedimentation, and to obtain constitutive pressure equation in solids. The results allowed to verify the pseudoplasticity and the thixotropy of the fluids and the influence of the calcium carbonate in the sedimentation profile, being a viscosifying component and modifier of the sedimentation rate. The suspension 60/40 oil/water ratio with carbonate showed the highest values of apparent viscosity and the lowest sedimentation rate and permeability of porous medium, on the other hand, the 80/20 non-densified suspension had the lowest values of apparent viscosity and the highest rates of sedimentation. Thus, it was concluded that the formulation of the drilling fluids should be adequate to the operational and geological conditions of use, and that this study contributed to increase the rheological and stability knowledge of non-newtonian suspensions, consisting of a contribution research on the development and domination of technologies that increase the supply of energy and support the achievement of the country's energy security.

Key words: drilling fluids, rheology, sedimentation of non-newtonian suspensions, gamma ray attenuation technique.

1. INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia vem impulsionando a descoberta e o aprimoramento dos processos de extração e beneficiamento de recursos energéticos. Alia-se ao aumento da demanda, a importância estratégica do setor energético como um fator propulsor ao desenvolvimento e a segurança energética de seus possuidores, já que questões políticas, socioeconômicas e ambientais circundam os debates e negociações dessa área.

Segundo a Resenha Energética Brasileira, elaborada pelo Núcleo de Estudos Estratégicos de Energia, vinculado ao Ministério de Minas e Energia (2016), a maior parte da matriz energética mundial e brasileira é constituída por recursos não renováveis, sendo o petróleo seu principal componente. A Figura 1.1 ilustra a oferta interna de energia nacional referente ao ano de 2015, os valores apresentados estão em porcentagem.

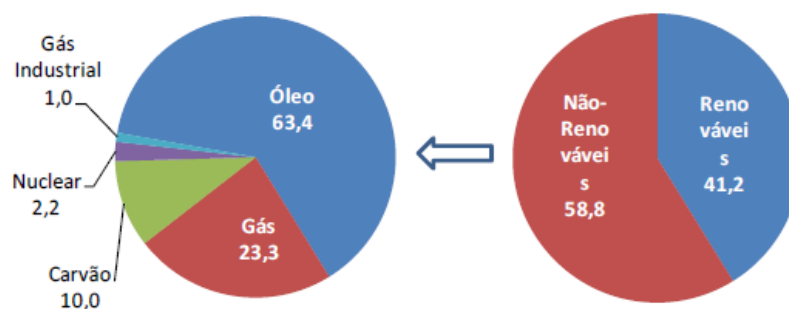


Figura 1.1 - Oferta Interna de Energia no Brasil – 2015. Adaptado de Resenha Energética Brasileira (2016).

Nesse contexto, e especialmente no cenário brasileiro, para que as potencialidades dos reservatórios de petróleo e gás sejam aproveitadas, vários investimentos tecnológicos estão sendo implantados com o intuito de superar os desafios de exploração e transformação, o que posiciona o país como uma importante figura no panorama energético.

O setor de Exploração e Produção atrai a maior parte de investimentos de acordo com o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis na publicação da Agenda Prioritária da Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis 2014-2015. Dentre as etapas de exploração, a perfuração de poços destaca-se como uma das fases mais determinantes, sendo responsável por grande parte dos investimentos. Para exemplificar essa dimensão, a Figura 1.2 mostra a projeção de aplicação financeira em Exploração e Produção da Petrobras, maior

empresa brasileira de exploração de petróleo e gás, em seu Plano de Negócios e Gestão (2016).

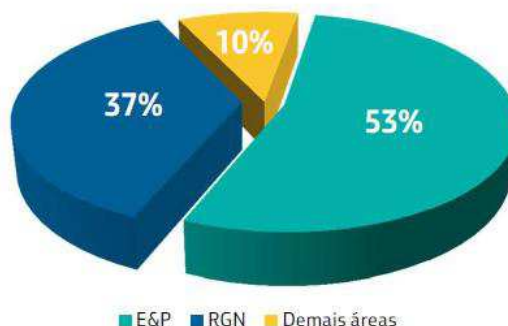


Figura 1.2 - Gastos operacionais gerenciáveis, sendo Exploração e Produção (E&P) e Refino e Gás Natural (RGN). Adaptado de Plano de Negócios e Gestão da Petrobras (2016).

No decorrer da perfuração de poços, fluidos de perfuração, ou lamas de perfuração, são utilizados com a finalidade de resfriar e lubrificar a broca de perfuração, manter a pressão hidrostática e a estabilidade das paredes do poço, transportar cascalhos para a superfície, bem como mantê-los em suspensão durante paradas operacionais, além de reduzir a perda de filtrado para o reservatório (COMMITTEE, 2005). Em geral, o fluido é bombeado por dentro da broca e retorna para a superfície pelo espaço anular entre a broca e as paredes do poço, vide Figura 1.3.

As lamas de perfuração são constituídas por base fluida (aquosa, aerada, óleo, sintética, ou uma mistura delas) e por sólidos. Em concordância com Thomas (2001), elas podem ter características de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, a depender do estado físico de seus componentes, e sua formulação está vinculada as condições operacionais de exploração, como pressão, temperatura e formação geológica da rocha reservatório.

Uma das principais propriedades reológicas dos fluidos de perfuração é a pseudoplasticidade. Sob elevadas taxas de deformação, é interessante a redução da viscosidade aparente do fluido, o que facilita o carregamento dos cascalhos; por outro lado, em situações em que a circulação é cessada, o aumento da viscosidade aparente minimiza a sedimentação dos sólidos perfurados e constituintes do fluido, evitando que ocorra o aprisionamento e o aumento excessivo do torque da broca no retorno operacional do sistema (SKALLE, 2011).

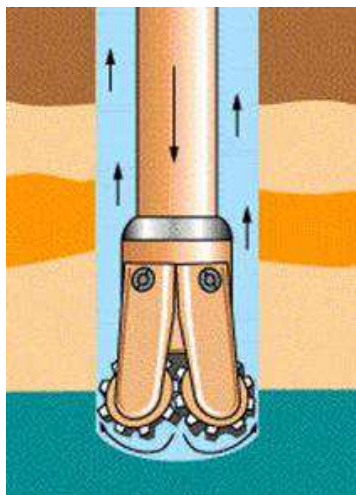


Figura 1.3 - Escoamento do fluido de perfuração (ELER, 2012).

Além do desempenho reológico, o perfil de sedimentação dos sólidos é mais um indicador a ser avaliado. Arouca (2007) elenca alguns fatores como distribuição de tamanho, massa específica e concentração de sólidos, e viscosidade e massa específica do fluido como variáveis que influenciam a dinâmica de separação sólido-fluido. Adicionalmente, Thomas (2001) menciona possíveis danos operacionais decorrentes do acúmulo de sólidos no espaço anular: redução da vida útil e da taxa de penetração da broca, perda de circulação e obstrução do anular.

Outra relevante propriedade física monitorada no decorrer da perfuração é a taxa de filtrado e a espessura do reboco. Devido ao diferencial de pressão existente entre o poço e o reservatório, sendo a pressão do poço superior à da formação, o fluido de perfuração tende a permear pelos poros da rocha reservatório, o que acarreta perda de lama, contaminação do óleo de interesse e diminuição da produtividade do poço. O fluido passante é denominado filtrado, e seus sólidos constituintes e não permeáveis formam a torta de filtração ou reboco externo (PETROBRAS, 2011).

Nessas conjunturas, ensaios laboratoriais de reologia e de sedimentação de sólidos e a avaliação da permeabilidade em meios porosos são importantes contribuições para o entendimento dessas variáveis e suas interações na etapa de perfuração de poços de petróleo e gás.

A aplicação da Técnica de Atenuação de Raios Gama (TARG) para monitorar a distribuição da concentração volumétrica de sólidos é uma valiosa ferramenta não destrutiva empregada nesse estudo. O Laboratório de Aplicação de Radioisótopos da Faculdade de

Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia é um dos poucos a utilizar esse procedimento, e mediante trabalhos publicados e desenvolvidos nessa instalação, diversos autores, a citar Damasceno (1992), Ruiz (2000), Arouca (2007), Moreira (2014) e Fagundes (2015), comprovaram sua eficácia ao estudar a sedimentação de suspensões newtonianas e não-newtonianas.

Adicionalmente, a Técnica de Atenuação de Raios Gama destaca-se por possibilitar o levantamento do perfil de porosidade da região de formação de sedimento (local de elevada concentração de sólidos) e a determinação de equações constitutivas para a pressão nos sólidos e permeabilidade do meio poroso (MOREIRA, 2014).

As equações constitutivas, por sua vez, são fundamentais para a resolução do sistema de equações diferenciais, da continuidade e do movimento para os constituintes sólido e fluido das suspensões, que modelam a fluidodinâmica em meios porosos (MASSARANI, 2002).

Dessa forma, esse trabalho procura melhor compreender a sedimentação, as características reológicas e a magnitude da permeabilidade de suspensões não-newtonianas pseudoplásticas e tixotrópicas, ratifica a atualidade do tema e aporta as pesquisas em prol do desenvolvimento e domínio de tecnologias que otimizem a competitividade e o alcance da segurança energética do país.

Para isso, essa dissertação analisou quatro fluidos de perfuração sintéticos de base olefina, diferenciados pela razão óleo/água e pela presença do adensante carbonato de cálcio, com o objetivo geral de:

- avaliar a estabilidade das suspensões;

e os objetivos específicos de:

- analisar as características reológicas;
- monitorar o perfil de concentração dos constituintes sólidos em relação ao tempo e a posição para o regime de sedimentação batelada e gravitacional;
- propor equação constitutiva para pressão nos sólidos;
- estimar a permeabilidade em meio poroso.

O conteúdo do trabalho está estruturado em cinco capítulos: no Capítulo 2 apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre reologia de fluidos, sedimentação de suspensões newtonianas e não-newtonianas, e perda de filtrado em perfuração de poços de petróleo; no Capítulo 3 as metodologias empregadas na realização dos ensaios experimentais são descritas; os resultados obtidos são apresentados e interpretados no Capítulo 4; e por fim, no Capítulo 5 são expostas as conclusões alcançadas com a realização desse estudo e sugeridos temas para o desenvolvimento de novas pesquisas.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse capítulo serão abordados os fundamentos teóricos e as publicações mais significativas que alicerçaram esse trabalho.

2.1 Fluidos

Segundo Wilkes (2006), fluidos são substâncias que se deformam continuamente quando submetidas a uma força tangencial ou cisalhante. O cisalhamento, por sua vez, é definido em termos da taxa de deformação, que corresponde a uma mudança na velocidade de fluxo em relação a uma distância ortogonal à direção de fluxo (MACHADO, 2002).

Além disso, a taxa com a qual os fluidos se deformam depende não somente da magnitude da força aplicada sobre eles, mas também de uma propriedade do próprio fluido, a viscosidade ou resistência à deformação ou ao escoamento (WILKES, 2006).

Comparativamente, enquanto em corpos sólidos elásticos ideais a parcela de energia recuperável mecanicamente corresponde à energia devido a sua elasticidade, para o caso de fluidos ideais, os quais se deformam continua e irreversivelmente, é o escoamento viscoso que corresponde à conversão da energia mecânica em calor (MACHADO, 2002). Desse modo, Fox e McDonald (2001) suscitam que os sólidos são elásticos e os fluidos são viscosos, ao passo que materiais que combinam características de sólido e fluido são denominados viscoelásticos.

A relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação é utilizada para classificar os tipos de fluido, como demonstrado na Figura 2.1.

2.1.1 Fluidos newtonianos

De acordo com Chhabra e Richardson (2008), na condição de estado estacionário, se uma fina camada de fluido entre placas paralelas separadas por uma distância dy é submetida a um cisalhamento pela aplicação da força F , surgirá no fluido uma força interna de fricção de mesmo módulo e direção oposta a F .

Um fluido incompressível e em regime laminar é classificado como newtoniano quando há uma proporcionalidade entre a taxa de deformação e a tensão cisalhante sobre ele aplicada, como complementa Machado (2002).

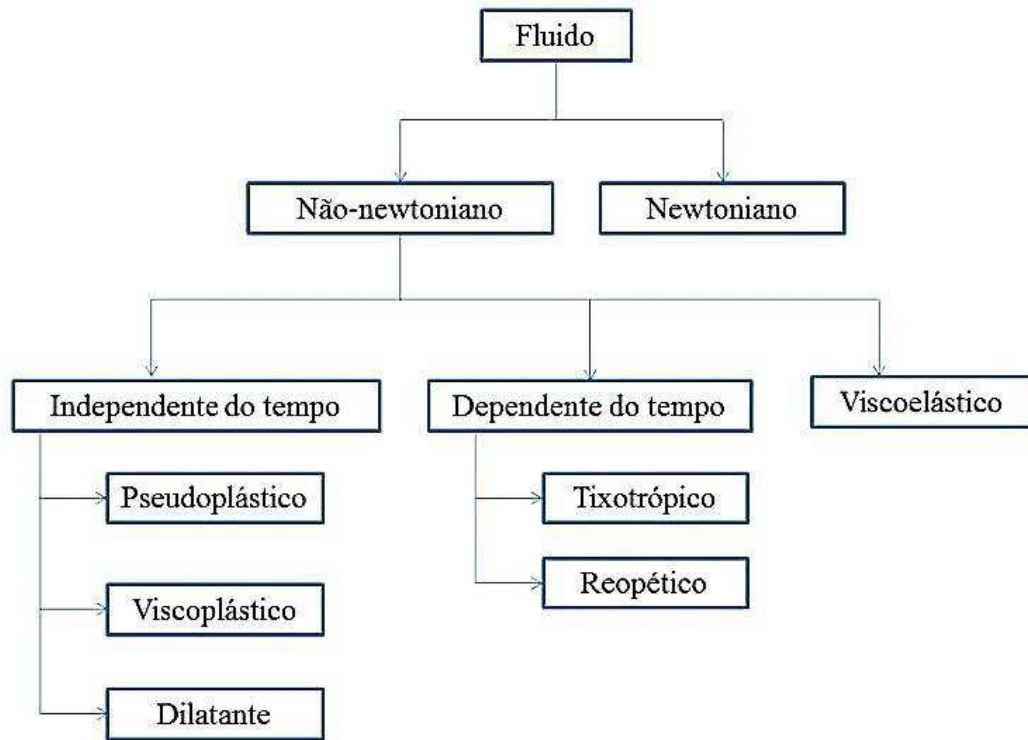


Figura 2.1 - Classificação dos tipos de fluido. Adaptado de Chhabra e Richardson (2008).

Matematicamente pode-se expressar a relação entre a tensão (τ_{yx}) e a taxa de cisalhamento (γ_{yx}) pela Equação (2.1) para o escoamento mais simples em que a velocidade possui somente a componente x variando na direção y .

$$\frac{F}{A} = \tau_{yx} = \mu \left(- \frac{dV_x}{dy} \right) = \mu \gamma_{yx} \quad (2.1)$$

A taxa, γ_{yx} , é expressa pelo gradiente de velocidade V_x na direção perpendicular ao escoamento, $\frac{dV_x}{dy}$. O sinal negativo indica a resistência do fluido ao movimento e A a área de aplicação da força F .

A constante de proporcionalidade μ é denominada viscosidade dinâmica newtoniana, depende somente do tipo de fluido, sua temperatura e pressão e corresponde à inclinação da reta do gráfico de tensão cisalhante em função da taxa de deformação (FOX e MCDONALD, 2001).

Para o caso de um escoamento tridimensional como mostra a Figura 2.2, Chhabra e Richardson (2008) afirmam que a definição completa de fluido newtoniano envolve também a nulidade das tensões normais deviatóricas T_{xx} , T_{yy} e T_{zz} .

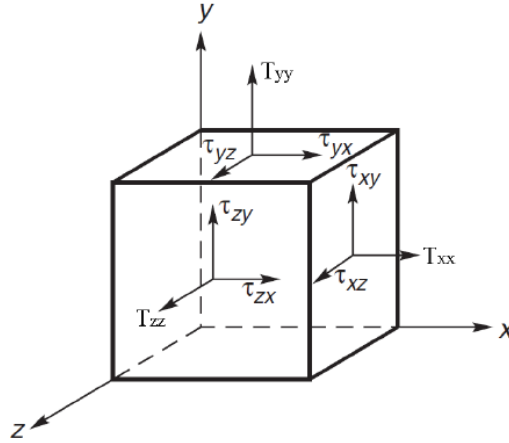


Figura 2.2 - Escoamento tridimensional (CHHABRA, 2007).

Observa-se que em cada plano x , y e z há duas componentes de tensão cisalhante τ e uma normal T . Para o equilíbrio do elemento fluido, as tensões cisalhantes τ_{xy} e τ_{yx} devem ser iguais, bem como os pares $\tau_{xz} - \tau_{zx}$ e $\tau_{yz} - \tau_{zy}$. Cada tensão normal, T_{ii} , por sua vez, é composta pela pressão isotrópica, p , e pela contribuição do escoamento, τ_{ii} . Sendo ii : xx , yy ou zz . Dessa forma, T_{ii} pode ser expressa pela Equação (2.2) (CHHABRA E RICHARDSON, 2008).

$$T_{ii} = -p + \tau_{ii} \quad (2.2)$$

onde p é dado pela Equação (2.3):

$$p = -\frac{1}{3} (T_{xx} + T_{yy} + T_{zz}) \quad (2.3)$$

Já as contribuições do escoamento, tratando-se de um sistema tridimensional, devem ser escritas na forma diferencial apropriada. No caso geral de fluido newtoniano incompressível no plano x , τ_{xx} , por exemplo, pode ser escrita como Bird *et al.*, (2002) apud Chhabra e Richardson, (2008) na Equação (2.4).

$$\tau_{xx} = -2\mu \frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{2}{3}\mu \left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right) \quad (2.4)$$

Portanto, das Equações (2.2) e (2.3), tem-se Equação (2.5).

$$\tau_{xx} + \tau_{yy} + \tau_{zz} = 0 \quad (2.5)$$

Como para um fluido newtoniano sob cisalhamento simples as contribuições do escoamento, denominadas tensões normais deviatóricas, são nulas, chega-se a Equação (2.6), o que satisfaz a caracterização completa desse tipo de fluido.

$$\tau_{xx} = \tau_{yy} = \tau_{zz} = 0 \quad (2.6)$$

Já para os fluidos não-newtonianos, as tensões normais deviatóricas são tidas como tensões extras e não assumem a igualdade da Equação (2.6).

2.1.2 Fluidos não-newtonianos

Segundo Fox e McDonald (2001) e Machado (2002), fluidos em que a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação não são diretamente proporcionais são denominados fluidos não-newtonianos, e podem ser classificados conforme o aspecto da curva de fluxo, a dependência ou não com o tempo, e são descritos por modelos matemáticos.

Quanto à viscosidade, nesse caso viscosidade aparente, η , Chhabra e Richardson (2008) a descrevem como uma propriedade não constante para uma dada temperatura e pressão, mas dependente das condições do escoamento, como a geometria e a taxa de deformação. Os fluidos de perfuração, objetos desse estudo, são exemplos de fluidos não-newtonianos, e sua classificação será posteriormente detalhada.

Com o intuito de facilitar a organização desse tópico serão abordados os três grandes grupos de fluidos não-newtonianos e cada grupo será descrito quanto as suas características e, em seguida, quanto aos seus modelos matemáticos.

Chhabra e Richardson (2008) sugerem que esses fluidos possam ser agrupados em três grandes grupos: fluidos independentes do tempo ou inelásticos: a taxa de deformação em um ponto só pode ser determinada de posse do valor da tensão de cisalhamento nesse mesmo ponto e instante; fluidos dependentes do tempo: a relação entre a tensão cisalhante e a taxa de deformação depende da duração do cisalhamento e do efeito de memória do fluido; fluidos viscoelásticos: exibem características de um fluido ideal e sólidos elásticos, assim, apresentam uma recuperação parcial elástica quando suspensa a tensão a que estão submetidos.

a) Fluidos independentes do tempo

A taxa de cisalhamento, γ , em qualquer ponto é uma função dependente do valor da tensão de cisalhamento, τ , nesse mesmo ponto como mostra a Equação (2.7) (CHHABRA E RICHARDSON, 2008).

$$\gamma = f(\tau) \quad (2.7)$$

A Figura 2.3 ilustra o comportamento dos fluidos independentes do tempo.

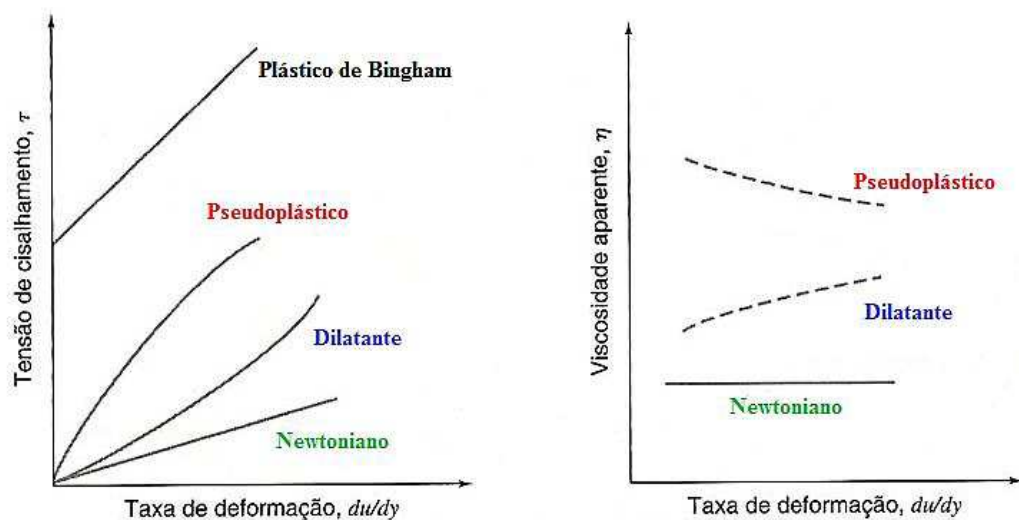


Figura 2.3 - Comportamento dos fluidos independentes do tempo. Adaptado de Fox e McDonald (2001).

Esse grupo de fluidos pode ser subdividido em três classes: pseudoplásticos, viscoplásticos e dilatantes.

(i) Fluidos pseudoplásticos

Fluidos em que a viscosidade aparente decresce com aumento da taxa de deformação a que estão submetidos. A irregularidade e a tendência à interação coulômbica das moléculas do fluido e das partículas nele dispersas justificam esse comportamento. Em condições de repouso, esses materiais mantêm uma ordem interna irregular que os confere alta resistência ao escoamento, isto é, elevada viscosidade. Entretanto, com o aumento da taxa de cisalhamento há um alinhamento dessas moléculas e partículas na direção do fluxo, facilitando seu deslizamento, ou seja, reduzindo sua viscosidade (MACHADO, 2002; WILKES, 2006).

Chhabra e Richardson (2008) ressaltam-se que sob taxas de deformação muito baixas ou altas, grande parte dos fluidos pseudoplásticos apresenta comportamento newtoniano. Os valores de viscosidade aparente são denominados viscosidade zero, μ_0 , e infinita, μ_∞ , sob baixas e altas taxas, respectivamente, vide Figura 2.4.

Quanto à aplicação, os fluidos pseudoplásticos apresentam considerável utilidade na indústria petrolífera e, por isso, é o foco de análise desse estudo. Na perfuração de poços de petróleo é desejável que o fluido de perfuração apresente baixa resistência ao escoamento, o que facilita o carregamento dos sólidos para a superfície; por outro lado, também é interessante que os sólidos perfurados permaneçam em suspensão em casos de interrupção de fluxo de circulação, o que é favorecido pelo aumento da viscosidade do fluido (SKALLE, 2011).

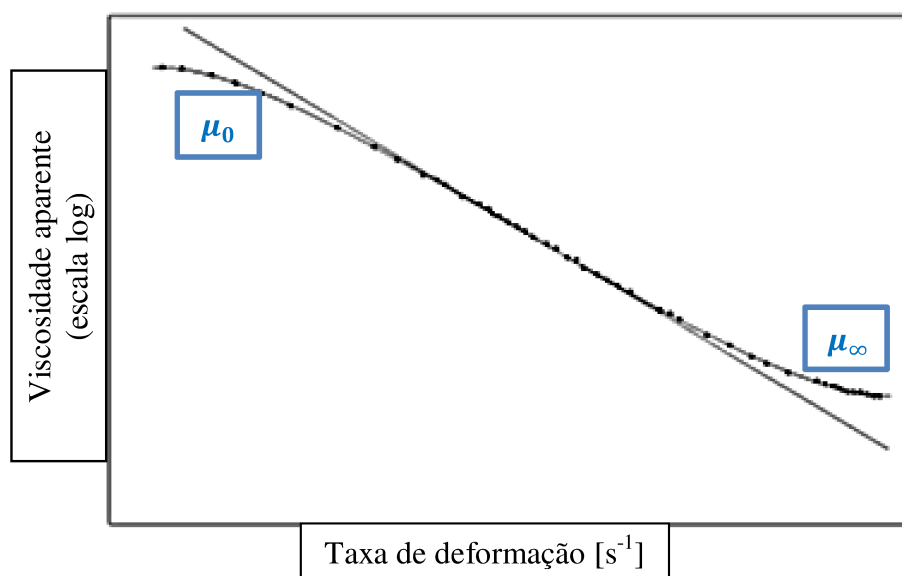


Figura 2.4 – Viscosidade aparente em função da taxa de deformação para uma solução polimérica. Adaptado de Chhabra e Richardson (2008).

(ii) Fluidos viscoplásticos

Os fluidos viscoplásticos são caracterizados pela existência de uma tensão mínima de cisalhamento, τ_0 , que deve ser excedida para que o fluido escoe. Uma vez excedida essa tensão, a curva de escoamento, tensão *versus* taxa de deformação, pode apresentar comportamento linear ou não linear, e não passa pelo ponto de origem (CHHABRA E RICHARDSON, 2008; WILKES, 2006).

Conforme Chhabra (2007) também é possível definir os fluidos viscoplásticos como uma estrutura tridimensional com rigidez suficiente para resistir a uma tensão cisalhante

inferior a τ_0 quando em repouso, mas que sob tensão superior a esse valor, desintegra-se e comporta como um fluido viscoso.

Quanto à viscosidade, Wilkes (2006) e Chhabra (2007) apresentam que, se para $|\tau| > |\tau_0|$ a curva de escoamento do fluido for linear, o fluido é denominado de Plástico de Bingham e a sua viscosidade plástica possui um valor constante; caso essa curva não seja linear, o fluido é chamado de visco-plástico e sua viscosidade pode aumentar ou diminuir com o aumento da taxa de deformação.

Machado (2002) expõe uma interessante interpretação para os parâmetros reológicos dos fluidos Binghamianos baseando-se na teoria molecular-coloidal. A viscosidade plástica corresponde à resistência ao escoamento do fluido e uma de suas origens é o atrito existente entre as partículas dispersas e entre as moléculas do próprio fluido. Já o outro parâmetro viscoso, o limite de escoamento τ_0 , é proveniente das forças de interação entre as partículas dispersas. Além disso, o aumento da concentração de partículas dispersas ocasiona o aumento da viscosidade plástica; e o limite de escoamento aumenta quando as forças interpartículas também aumentam, ou seja, quando aumenta o potencial iônico do meio, causando assim um incremento das forças eletrostáticas de interação entre as partículas dispersas.

(iii) Fluidos dilatantes

Os fluidos dilatantes exibem viscosidade crescente com o acréscimo da taxa de deformação, apresentando comportamento oposto aos fluidos pseudoplásticos. Wilkes (2006) e Machado (2002) atribuem essa característica ao empacotamento das partículas no solvente dispersante: em suspensões concentradas, sob baixas taxas de deformação, o dispersante é suficiente apenas para preencher os espaços vazios entre essas partículas, possibilitando a lubrificação das suas superfícies e consequentemente seu comportamento como líquido viscoso; porém, em condições de elevadas taxas de cisalhamento, as partículas ocupam um maior volume por intervalo de tempo e, portanto, o solvente torna-se insuficiente para ser disperso entre todas elas, que estando pouco lubrificadas tornam maior a resistência ao escoamento do dispersante, ou seja, há um aumento da viscosidade do fluido.

b) Fluidos dependentes do tempo

Fluidos com comportamento dependente do tempo possuem as propriedades do escoamento dependentes tanto da taxa de deformação quanto do tempo de duração do cisalhamento (CHHABRA, 2007).

Um importante fenômeno relacionado aos fluidos dependentes do tempo é a histerese. Como explicam Chhabra e Richardson (2008) e Machado (2002), experimentos em que há o aumento da taxa de cisalhamento, sendo cada taxa constante, de zero a um determinado valor máximo seguido de um decréscimo às mesmas taxas desde o máximo valor até zero novamente, exibem curvas de fluxo não sobrepostas e intituladas histerese, como ilustra a Figura 2.5.

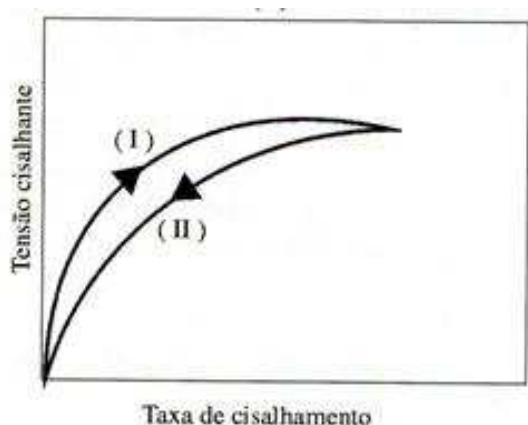


Figura 2.5 - Curva de histerese, indicando fluido tixotrópico. Sendo I e II o aumento e a diminuição, respectivamente, da taxa de cisalhamento (MACHADO, 2002)

A altura, a forma e a área fechada da histerese dependem da duração do cisalhamento, da relação de aumento e diminuição da taxa de deformação e do histórico cinemático do fluido. Assim sendo, quanto maior a área de histerese, mais intenso é o comportamento dependente do tempo do fluido (CHHABRA E RICHARDSON, 2008). Ademais, se as curvas forem coincidentes, não há histerese e é um indício de fluido com comportamento independente do tempo (MACHADO, 2002).

Segundo Machado (2002), a mecânica dos fluidos classifica esses tipos de fluidos em tixotrópicos e reopéticos.

(i) Fluidos tixotrópicos

Chhabra e Richardson (2008) definem fluidos tixotrópicos como aqueles que sob uma taxa de deformação constante tem a viscosidade aparente, ou a correspondente tensão cisalhante, diminuída com o tempo. Diversas outras definições são encontradas na literatura como Mewis e Wagner (2009) apud Livescu (2012) que apontam a tixotropia como um contínuo decréscimo da viscosidade com o tempo quando um líquido escoar a partir do repouso e o subsequente aumento na viscosidade, também com o tempo, quando o escoamento é interrompido. Segundo Mewis (1979) apud Livescu (2012), uma variação reversível na viscosidade com o tempo é denominada tixotropia, independentemente se os efeitos elásticos estão presentes ou não e o efeito da temperatura não é avaliado.

De acordo com Machado (2002) e Barnes (1997) apud Livescu (2012), as mudanças estruturais no escoamento de fluidos tixotrópicos são devido à competição entre dois efeitos: a formação de uma estrutura gelificada tridimensional, suportada por ligações de hidrogênio e iônica, responsável pela elevação da viscosidade durante o repouso; e o rompimento dessa estrutura gel e a orientação entre as partículas quando cisalhadas, o que diminui a viscosidade. Assim, para os autores, o tempo necessário para a microestrutura do fluido permutar entre um estado e outro, é o fator que influencia as propriedades reológicas tixotrópicas. Além disso, em geral, o tempo requerido para a formação do gel é superior ao tempo para rompê-la.

Para Thomas (2001), a força gel é um parâmetro que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre as partículas dispersas no fluido. A força gel inicial corresponde à resistência inicial para colocar o fluido em fluxo e a força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica um tempo em repouso. O grau de tixotropia é, portanto, a diferença entre essas forças.

Quanto aos fluidos viscoplásticos, seu comportamento tixotrópico é chamado de *false body*. Embora a tixotropia esteja associada ao estabelecimento e a quebra de estruturas internas nos fluidos, os materiais viscoplásticos não perdem totalmente suas propriedades sólidas e, por isso, ainda exibem tensão mínima de escoamento. Entretanto, cabe destacar que a tensão inicial de escoamento requerida, nesse caso, é inferior à tensão inicial da amostra fluida não cisalhada anteriormente. Somente após um período considerável de repouso, que permita a formação completa da estrutura gelificada, é possível atingir a tensão mínima inicial total (CHHABRA E RICHARDSON, 2008).

(ii) Fluidos reopéticos

Os fluidos reopéticos, por sua vez, são caracterizados pelo aumento da viscosidade quando cisalhados sob uma taxa de deformação constante (WILKES, 2006). Chhabra (2007) complementa esse conceito afirmando que sob cisalhamento as estruturas internas dos fluidos são construídas e sob repouso elas são fragmentadas, acarretando no aumento e na diminuição, respectivamente, da viscosidade aparente.

A respeito das curvas de histerese, elas também estão presentes para os fluidos reopéticos. O comportamento desses fluidos mostra que a curva descendente de viscosidade se posiciona acima da curva ascendente, apresentando assim desempenho inverso aos fluidos tixotrópicos. Além disso, cabe também dizer que a reopetia apresenta uma ocorrência bastante inferior à ocorrência da tixotropia (MACHADO, 2002).

c) Fluidos viscoelásticos

Os fluidos viscoelásticos exibem características tanto de líquidos viscosos quanto de sólidos elásticos. Logo, a tensão aplicada a esses materiais é uma função da deformação, como ocorre nos sólidos, e também é uma função da taxa de deformação, como nos líquidos (WILKES, 2006).

Quanto ao efeito de memória, Wilkes (2006) também afirma que devido a componente elástica, esses fluidos tendem a retornar ao seu estado inicial, mesmo que parcialmente, quando a tensão a eles aplicada é suspensa, e que a intensidade com que esse fenômeno ocorre depende da natureza elástica e viscosa do fluido.

Chhabra (2007), por sua vez, faz uma importante observação a respeito desses materiais: as distinções entre sólido e fluido e entre as deformações elástica e viscosa são, de certa forma, arbitrárias. Para o autor o escoamento viscoso perfeito e a deformação elástica perfeita são, de fato, os dois casos limites do comportamento dos fluidos viscoelásticos, inclusive em alguns materiais somente esses limites são observados.

2.1.3 Modelos matemáticos para fluidos não-newtonianos

Diversos modelos matemáticos de diferentes complexidades tem sido propostos com o intuito de descrever o comportamento de fluidos não-newtonianos. Esse tópico apresentará

alguns modelos mais usuais presentes na literatura e fundamentados nos autores Chhabra e Richardson (2008) e Machado (2002).

a) Fluidos pseudoplásticos e dilatantes

Serão abordados os modelos de *Power-Law* e de Ellis devido a suas amplas recorrências de adequação a resultados laboratoriais.

(i) Modelo de *Power-Law* ou Ostwald de Waele

De acordo com o modelo de *Power-Law*, a relação entre a tensão, τ , e a taxa de deformação, $\dot{\gamma}$, é expressa pela Equação (2.8).

$$\tau = m (\dot{\gamma})^n \quad (2.8)$$

Portanto, a viscosidade aparente, η , é dada pela Equação (2.9).

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} = m (\dot{\gamma})^{n-1} \quad (2.9)$$

Os parâmetros reológicos desse modelo são m e n . O índice de consistência, m , indica o grau de resistência do fluido ao escoamento, e o parâmetro n é o índice de comportamento, representa fisicamente o afastamento do fluido do comportamento newtoniano.

A depender o valor numérico do parâmetro n , o modelo de *Power - Law* pode representar os seguintes tipos de fluido: pseudoplástico, para valores de n entre 0 e 1, sendo que quanto menor seu valor mais intensa é a pseudoplasticidade; newtoniano, para n igual a 1; e dilatante, para valores de n superiores a unidade.

É pertinente ressaltar que embora esse modelo seja o mais simples e utilizado nos estudos reológicos, ele se aplica somente a uma faixa limitada de taxa de deformação, não predizendo a viscosidade para baixas e elevadas taxas, zero e infinita, respectivamente. Ademais, a dimensão do índice de consistência, m , depende do valor numérico de n , portanto, o valor de m não deve ser comparado quando os valores de n forem distintos.

(ii) Modelo de Ellis

O modelo de Ellis é mais apropriado para os desvios do modelo de *Power – Law* que são mais significantes para baixas taxas de deformação e é modelado pela Equação (2.10).

$$\mu = \frac{\mu_0}{1 + (\tau/\tau_{1/2})^{\alpha-1}} \quad (2.10)$$

sendo α ($\alpha > 1$), o grau de pseudoplasticidade, e $\tau_{1/2}$, a tensão de cisalhamento quando μ_0 é reduzida para metade de seu valor.

b) Fluidos viscoplásticos

Serão apresentados os modelos reológicos de Plástico de *Bingham* e *Herschel–Bulckley*.

(i) Modelo de *Bingham* ou plástico ideal

A Equação (2.11) demonstra o modelo matemático utilizado para esses fluidos para o caso em que a tensão aplicada ao escoamento é superior à tensão mínima de escoamento $\tau > \tau_0$.

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \gamma \quad (2.11)$$

sendo μ_p a viscosidade plástica e τ_L a tensão mínima ou limite de escoamento.

Se $\tau \leq \tau_0$ tem-se a Equação (2.12).

$$\gamma = 0 \quad (2.12)$$

A Equação (2.13), por sua vez, representa a viscosidade aparente, η .

$$\eta = \frac{\tau_0}{\gamma} + \mu_p + \frac{\tau_0}{\gamma} \quad (2.13)$$

(ii) Modelo de *Herschel–Bulckley*

Esse modelo é conhecido como uma extensão do modelo de potência, ao qual se adiciona um novo parâmetro, τ_0 , chamado de limite de escoamento real. A equação que o define para o caso de $\tau > \tau_0$ é dada pela Equação (2.14).

$$\tau = \tau_0 + m (\gamma)^n \quad (2.14)$$

Para $\tau \leq \tau_0$ tem-se a Equação (2.15).

$$\gamma = 0 \quad (2.15)$$

O modelo de *Herschel–Bulckley* é mais completo comparado aos anteriormente discutidos. Também nesse caso o parâmetro m depende de n , os seus significados físicos são os mesmos que os já citados e n é válido para valores inferiores a unidade; a introdução do terceiro parâmetro, τ_0 , promove um melhor ajuste do modelo aos resultados experimentais; e, por fim, os modelos de Newton, *Bingham* e *Power–Law* podem ser apontados como casos particulares deste.

2.1.4 Fluidos de perfuração

Um dos principais elementos na operação de perfuração são os fluidos de perfuração. Definidos como misturas de sólidos, líquidos, aditivos químicos e, por vezes, gases, esses fluidos, a depender do estado físico de seus componentes, assumem quimicamente aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão (THOMAS, 2001).

Quanto às propriedades de controle, físicas e químicas, elas são importantes parâmetros que devem ser monitorados para que a perfuração seja de maior sucesso possível. As propriedades físicas mais importantes e frequentemente medidas nas sondas são a densidade, os parâmetros reológicos, as forças géis, o teor de sólidos e os parâmetros de filtração. Já as propriedades químicas são o pH, a alcalinidade, a concentração de sulfeto de hidrogênio e os teores de cloreto e bentonita (THOMAS, 2001).

Uma perfuração segura, rápida e sustentável é alcançada com a adequada especificação do fluido de perfuração. Dentre suas características desejáveis, destacam-se a estabilidade química, a possibilidade de ser bombeado e o baixo grau de corrosão e abrasão

que possam causar aos equipamentos do sistema de circulação, conforme também destaca Thomas (2001).

Portanto, uma vez apropriados para área a ser explorada, os fluidos de perfuração são mais propícios a desempenhar suas principais funções. Santos (2012) e Committee (2005) elencam a remoção dos cascalhos, seu transporte até superfície e sua manutenção em suspensão em uma parada de circulação; o controle da pressão da formação rochosa, a manutenção da estabilidade da parede do poço e a vedação das formações permeáveis; e o resfriamento e a lubrificação da broca, como as principais funções dos fluidos de perfuração.

a) Tipos de fluidos de perfuração

Além das características e propriedades, a composição e a natureza das fases dispersante e dispersa possibilitam a classificação dos fluidos de perfuração como a base de água, óleo, ar e sintético (THOMAS, 2001).

(i) Fluidos a base de água

Diversos autores como Jahn *et al* (2003) e Fialho (2012) apontam que a maior parte dos fluidos empregados na perfuração de poços é a base de água. A biodegradabilidade, a facilidade de se dispersarem na coluna de água e o baixo custo são alguns fatores que corroboram para essa ampla aplicação como descreve Durrieu *et al* (2000) apud Schaffel (2002).

Esses fluidos consistem em uma mistura de sólidos, líquidos e aditivos químicos, sendo a água a fase contínua e o principal componente. A princípio, pode-se empregar água doce, dura ou salgada, entretanto alguns fatores influenciam a escolha do tipo de água de preparo como o custo de transporte e de tratamento, a disponibilidade e os tipos de formações geológicas a serem perfuradas (ECONOMIDES *et al* (1998) apud FIALHO (2012); THOMAS, 2001).

Guimaraes e Rossi (2007) elencam as maiores taxas de penetração, números de perfis executáveis, e facilidades ao combate a perda de circulação e à detecção de gás no poço; e os menores custos iniciais e toxicidade ao meio ambiente, como algumas vantagens na utilização da base aquosa.

Já para Thomas (2001), a principal atribuição da água é prover o meio de dispersão para os materiais coloidais, como as argilas e os polímeros, os quais são usados com a finalidade de controlar a viscosidade, o limite de escoamento, as forças – géis, a taxa de filtrado e de estabilizar as paredes do poço.

Quanto à atividade, os sólidos dispersos no meio aquoso podem ser ativos ou inertes. Os sólidos ativos são materiais argilosos, sendo a bentonita a mais utilizada, e possuem a função principal de viscosificar o fluido. Os sólidos inertes, por sua vez, são originados da adição de produtos industrializados ou de detritos finos das rochas perfuradas. A hematita, a calcita e a baritina são os adensantes mais utilizados, sendo esse último o mais comum; outros produtos químicos adicionados são, por exemplo, os dispersantes, sendo os lignossulfonatos os mais empregados, os controladores de pH e os anticorrosivos. Já os sólidos inertes provenientes das formações perfuradas são areia, silte e calcário fino (THOMAS, 2001).

Os fluidos de perfuração à base de água são classificados em não inibidos, inibidos, baixo teor de sólidos e emulsionados com óleo. A descrição dessas classes será baseada no detalhamento apresentado por Skalle (2011) e por Thomas (2001).

Os fluidos não inibidos são usados na perfuração das camadas rochosas superficiais, pois como são formadas por sedimentos inconsolidados e inertes ao contato com a água doce, o fluido, durante essa fase, necessita de pouco tratamento químico.

Em contra partida, os fluidos inibidos estão presentes na perfuração de rochas que possuem elevado grau de atividade, tornam-se plásticas, solúveis ou expansíveis, em contato com a água doce. Quando são adicionados produtos, como cloreto de sódio e cal, com os objetivos de reduzir a atividade química da água e reagir com a rocha, há uma inibição química. A inibição física ocorre quando polímeros são adsorvidos sobre as superfícies rochosas impedindo o contato dessas com a água.

É interessante a ressalva feita por Khondaker (2000) apud Fialho (2012) sobre a importância dos inibidores nos fluidos aquosos. Segundo ele, grande parte desses fluidos possuem argilas hidrofílicas que incham na presença de água, ocasionando diversas desvantagens como instabilidade do poço, perda de fluido para as formações e geração extra de resíduos.

Já os fluidos a base de água com baixo teor de sólidos, aumentam a taxa de penetração da broca, e os emulsionados com óleo reduzem a densidade do sistema para evitar perdas de circulação em zonas de baixa pressão de fratura ou poros.

(ii) Fluidos a base de óleo

Quando a fase contínua do fluido de perfuração é constituída por óleo, em geral hidrocarbonetos líquidos, óleos diesel e mineral, ele é classificado como a base de óleo. Além disso, podem ser emulsões água/óleo, se o teor de água é inferior a 10 %, ou emulsão inversa, quando o teor de água varia de 10 % a 45 % (THOMAS, 2001).

Dentre suas principais características estão os elevados graus de lubricidade, de inibição em relação às rochas ativas e de penetração da broca, amplo intervalo de variação de densidade e baixas solubilidade de sais inorgânicos e taxa de corrosão (JAHN, 2003; THOMAS, 2001). Em vista disso, os fluidos a base de óleo apresentam boa aplicação em perfuração de formações com baixa pressão de poros ou de fratura e poços direcionais e de elevada pressão e temperatura (VEIGA (1998) apud SCHAFFEL (2002); THOMAS 2001).

Entretanto, devido ao seu alto custo inicial e grau de poluição, esses fluidos são utilizados em menor frequência quando comparados com os fluidos à base de água. A toxicidade desses fluidos é tão severa que estudos como os desenvolvidos por McFarlane, Nguyen (1991) apud Schaffel (2002), e citados por Jahn (2003) apontam que os cascalhos contaminados com óleo tendem a se acumular no fundo oceânico formando pilhas de materiais pouco degradáveis. O menor número de perfis que podem ser executados e a dificuldade no combate a perda de circulação também são algumas desvantagens desses fluidos (THOMAS, 2001).

(iii) Fluidos a base de ar

A perfuração a ar ou a gás ocorre quando o ar ou o gás, como todo ou em parte, é usado na perfuração. Conforme Thomas (2001) e Skalle (2011), eles podem ser divididos em quatro tipos a depender da sua utilização. O detalhamento desses fluidos seguirá as informações desses autores.

A perfuração com ar puro comprimido ou nitrogênio, aplica-se à formações que não produzem grandes quantidades de água e hidrocarbonetos, e que são duras, com o objetivo de

aumentar a taxa de penetração e atingir velocidades anulares capazes de remover os cascalhos.

Já quando as formações produzem água em quantidade suficiente que compromete a utilização de ar puro, recomenda-se a perfuração com névoa, água dispersa no ar.

Por outro lado, a dispersão de gás em líquido, estabilizada por um tensoativo, chamado de espumante, é empregada quando se necessita de elevada eficiência de carreamento de sólidos, pois essa espuma apresenta elevada viscosidade.

Por fim, quando se deseja perfurar com um gradiente de pressão intermediário, os fluidos aerados são a opção. Esta técnica baseia-se em injetar nitrogênio ou gás natural no fluxo contínuo do fluido de perfuração para que a densidade do sistema resultante seja reduzida. Em geral, regiões onde ocorrem perdas severas de circulação são propícias à utilização desse tipo de fluido.

(iv) Fluidos sintéticos

Os fluidos sintéticos surgiram com a necessidade de aprimorar os fluidos de perfuração tradicionalmente utilizados e anteriormente explanados. São também o tipo de fluido empregado nesse projeto, fluidos de base olefina.

Esses fluidos possuem a fase líquida contínua constituída por um líquido sintético. De acordo com Friedheim, Conn (1996) apud Schaffel (2002), a primeira geração dos fluidos sintéticos foi marcada pelos ésteres, éteres e polialfaolefinas, e a segunda geração foi composta pelos alquilbenzenos lineares, linear alfa olefinas, olefinas internas e parafinas lineares. Committee (2005) complementa citando que os fluidos sintéticos ou pseudo-lamas à base de óleo são oriundas de reações químicas de produtos como etileno e incluem as olefinas, os ésteres e as parafinas lineares.

Por combinar as vantagens dos fluidos a base de óleo e de água, os fluidos sintéticos são uma boa alternativa apesar do seu elevado custo até o momento. De acordo com Burke, Veil (1995) apud Amorim (2003), eles desempenham as funções dos fluidos a base de óleo, como a estabilidade a altas temperaturas, mas são menos tóxicos; e podem ser utilizados em situações nas quais os fluidos a base de água têm limitações, reduzindo assim o tempo de perfuração.

Fluidos sintéticos são também os mais utilizados na perfuração de poços que atravessam espessas camadas de evaporitos como as zonas de sal. Dentre as justificativas destacam-se a elevada lubricidade, a boa estabilidade reológica e térmica, e o maior potencial de inibição química de argilas intercaladas, o que reduz o alargamento do poço e a instabilidade do fluido pela incorporação de sólidos. Por outro lado, fluidos sintéticos dificultam a detecção de influxo de gás, apresentam maior limitação ao uso de produtos de combate a perda de circulação e são onerosos (PETROBRAS, 2011).

Por fim, as olefinas internas, base orgânica dos fluidos em estudo, são classificadas de acordo com a Petrobras (2011) como originadas da síntese de hidrocarbonetos de cadeia curta, possuem baixa toxicidade, alta biodegradabilidade aeróbica e elevados custos, estabilidade molecular e aceitação pelos órgãos ambientais.

b) Aditivos de fluidos de perfuração

Os aditivos são constituintes químicos amplamente empregados na formulação dos fluidos de perfuração com o intuito de adequar as propriedades físicas e químicas dos fluidos aos cenários em que serão utilizados (NASCIMENTO *et al*, 2013; SCHAFFEL, 2002).

Diversos são os tipos de aditivos e suas funções, a seguir serão explanados e exemplificados os mais recorrentes, com destaque para o carbonato de cálcio, constituinte de comparação entre as formulações dos fluidos em estudo. As informações apresentadas são fundamentadas nos trabalhos de Nascimento *et al*, (2013); Skalle, (2011); Petrobras (2011); Melo (2008); Guimaraes e Rossi (2007); Martins *et al* (2007); Committee (2005); e Schaffel (2002).

A adição do carbonato de cálcio possui várias finalidades sendo as principais delas a atuação como agente obturante e espessante. A presença do carbonato nas formulações propicia a ocorrência de obstrução dos poros da rocha reservatório, evitando o influxo de fluido, filtrado, para a formação (redução da permeabilidade em meio poroso) e a consequente perda de fluido e contaminação do óleo de interesse a ser explorado. Além disso, contribui para o aumento da massa específica do fluido, favorecendo o controle da pressão hidrostática, a estabilidade das paredes do poço e segurança da operação de perfuração.

- Controlador de pH: controlam o grau de acidez do fluido, reduzindo, por exemplo a corrosão dos equipamentos de perfuração; exemplo: hidróxido de sódio, bicarbonato de sódio e carbonato de cálcio;
- Emulsificantes: estabilizam as emulsões diretas e indiretas; exemplo: ácidos graxos, alquilados sulfonados e detergentes;
- Espessantes: controlam a pressão hidrostática no interior do poço pelo aumento da massa específica dos fluidos de perfuração; exemplo: sulfato de bário (barita), hematita e carbonato de cálcio;
- Lubrificantes: reduzem o torque e o atrito da lama com os equipamentos de perfuração, broca e coluna e com a parede do poço; exemplo: óleo, surfactantes, glicóis e poliglicerol;
- Obturantes: obturam os poros das formações de forma a sela-los, o que permite uma perfuração com baixas perdas de fluido e minimização de problemas de desmoronamento e prisão de coluna; exemplo: carbonatos, micas e sais;
- Removedor de cálcio: previnem os efeitos de contaminação das formações rochosas pelo sulfato de cálcio; exemplo: soda cáustica e bicarbonato de sódio;
- Redutores de filtrado: diminuem a perda de filtrado para o reservatório perfurado; exemplo: amido, lignita, argilas bentoníticas, goma xantana (GX) e carboximetilcelulose (CMC);
- Salmouras: balanceiam as interações dos fluidos de perfuração com argilas ou sais solúveis das formações; para as lamas à base de água são empregados NaCl ou KCl, e para as sintéticas ou à base de óleo é o CaCl_2 ;
- Tensoativos: reduzem a tensão superficial entre as superfícies de partículas em contato; exemplo: surfactantes;
- Viscosificantes: aumentam a viscosidade dos fluidos de perfuração, o que propicia a manutenção dos sólidos perfurados e constituintes dos fluidos em suspensão no caso de paradas de circulação; exemplo: bentonita, goma xantana (GX) e carboximetilcelulose (CMC).

2.2 Sedimentação

A sedimentação é uma operação unitária de separação sólido-líquido aplicável a sistemas diluídos e concentrados, na qual as partículas sólidas são separadas do fluido pela ação da força gravitacional (GEANKOPLIS, 1993).

No contexto de exploração petrolífera, embora os fluidos de perfuração sejam projetados para dificultar a sedimentação, as partículas de cascalho e de constituintes do próprio fluido, devido ao efeito gravitacional, tendem a sedimentar, principalmente em situações em que a circulação do fluido é interrompida. Paradas de manutenção preventiva ou corretiva, e até mesmo a inativação do poço, propiciam a ocorrência desse fenômeno, causando, na maioria das vezes, consequências indesejáveis como emperramento da broca e estreitamento do poço (SANTOS, 2012).

Dessa forma, o entendimento da sedimentação se faz necessário para a compreensão da dinâmica de interação sólido-líquido que ocorre na coluna de perfuração, e, por isso, a seguir serão apresentados alguns dos principais trabalhos sobre esse processo de separação.

Primeiramente será tratada a sedimentação em fluidos newtonianos, contemplando três clássicos modelos; posteriormente, outras relevantes produções sobre sedimentação; e, finalmente, uma exposição de estudos sobre a sedimentação de partículas em fluidos não-newtonianos com ênfase em fluidos pseudoplásticos.

2.2.1 Sedimentação em fluidos newtonianos

A abordagem da sedimentação em fluidos newtonianos possibilita o embasamento dos conceitos envolvidos nessa operação e é, por isso, aqui apresentada.

a) Modelos clássicos

Três clássicos modelos de sedimentação serão expostos: Kynch (1952), d'Ávila (1978), e modelos de Concha e colaboradores.

(i) Modelo de Kynch (1952)

Kynch (1952) propôs a primeira teoria para a sedimentação ao fundamentar-se em princípios cinéticos e descrever a sedimentação de partículas sólidas em fluidos como um fenômeno de propagação de ondas. Apesar da simplicidade do modelo, ele é utilizado até os

dias de hoje e por esse motivo serão apresentadas as considerações, a interpretação dos resultados expostos pelo autor e alguns comentários sobre a teoria em análise.

- Considerações:

- Para uma mesma camada horizontal, a concentração de partículas é admitida como sendo uniforme;
- A concentração aumenta com o passar do tempo no sentido do fundo do recipiente;
- A velocidade de sedimentação das partículas depende apenas da concentração local de sólidos e tende a zero quando a concentração aproxima-se do seu valor máximo;
- As partículas possuem o mesmo tamanho e forma, e os efeitos de parede são desprezíveis.

- Interpretação dos resultados

A interpretação dos resultados observados por Kynch é mais facilmente explicada por meio de diagramas e figuras que ilustram as fases verificadas pelo autor.

A Figura 2.6 corresponde a uma típica curva de sedimentação em batelada onde são apresentadas as linhas de equi-concentração, sendo o eixo das ordenadas a posição z e o eixo das abscissas o tempo t .

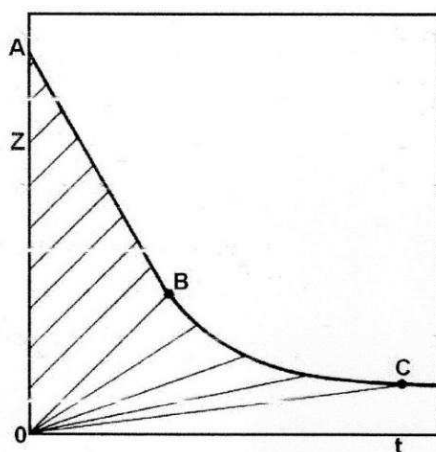


Figura 2.6 - Linhas de equi-concentração para o modelo de Kynch (1952). (DAMASCENO, 1992).

Segundo o autor, quatro regiões podem ser visualizadas na dinâmica de sedimentação. A primeira delas é caracterizada pela ausência de curvas, o que corresponde ao

líquido clarificado, região de concentração nula de sólidos. Retas paralelas e com inclinação constante são, por sua vez, representadas na seção AOB. Como essa área corresponde ao início da sedimentação e pela condição inicial do modelo, a concentração de sólidos, ε_s , no tubo de teste é homogênea e a velocidade de sedimentação, v_s , que só depende da concentração local, é constante. Já na terceira região, correspondente ao fundo da proveta, $z = 0$ cm, há um aumento da concentração de sólidos de um valor inicial, ε_{s0} , até um valor final máximo, ε_{sm} , e um decréscimo na velocidade. Por isso, são observadas retas, que partem da origem dos eixos, com inclinações que variam de $v_s(\varepsilon_{s0})$ até $v_s(\varepsilon_{sm})$ demarcando a região de sedimentação BOC: aumento de concentração e diminuição da velocidade de sedimentação com o tempo. Por fim, a quarta zona está compreendida abaixo da reta OC, representando o local em que a concentração é constante e igual à concentração máxima e a velocidade é nula.

Outra figura que facilita o entendimento do modelo de Kynch é a Figura 2.7 que ilustra as quatro regiões anteriormente mencionadas.



Figura 2.7 - Regiões de sedimentação para o modelo de Kynch (1952). Adaptado de AROUCA, 2007.

- 1) Região de líquido clarificado: não há presença de partículas sólidas, $\varepsilon_s = 0$;
- 2) Região de sedimentação livre: a concentração de sólidos é igual a concentração inicial e a velocidade de sedimentação é constante, $\varepsilon_s = \varepsilon_{s0}$ e $v_s = v_{s0}$;
- 3) Região de transição: a concentração aumenta de ε_{s0} a ε_{sm} e a velocidade diminui de v_{s0} a $v_s = 0$;

4) Região de formação de sedimento: a concentração de sólidos é máxima, ε_{sm} , e a velocidade de sedimentação é nula, $v_s = 0$.

- Comentários:

Ao examinar os conceitos e as considerações dessa teoria, importantes observações devem feitas. De acordo com D'Ávila (1978), o estudo desenvolvido por Kynch (1952) fundamentou-se somente na equação da continuidade para o sólido: os termos relativos aos efeitos inerciais, força resistiva entre os constituintes sólido e fluido, a pressão que o meio exerce sobre o sólido e os efeitos gravitacionais presentes na equação do movimento, não foram levados em consideração.

Além disso, a única equação característica real obtida pelo modelo assegura, por definição, o caráter parabólico do sistema. Logo, apenas o movimento ascendente da interface inferior foi previsto.

Outra questão apontada por Concha e Bustos (1987) é a compressibilidade dos sólidos. Utilizar a proposta matemática de Kynch (1952) compromete a realização de uma análise mais detalhada sobre a disposição das partículas sólidas na camada de sedimentos, já que a acomodação envolve a presença de forças anteriormente mencionadas, mas que foram desconsideradas no desenvolvimento do autor. Por isso, apenas a sedimentação de partículas incompressíveis ou pouco compressíveis pode ser satisfatoriamente descrita e interpretada ao empregar esse modelo.

(ii) Modelo de d'Ávila (1978)

Em concordância com o exposto anteriormente, após o marco da teoria de Kynch (1952), outros autores também estudaram o fenômeno da sedimentação, como d'Ávila (1978). Esse autor propôs uma abordagem dinâmica ao aplicar a Teoria das Misturas para estabelecer as equações continuidade e do movimento para o caso da sedimentação em batelada. As considerações e a interpretação dos resultados expostos desse trabalho são a seguir apresentados.

- Considerações:

- A sedimentação é unidimensional;

- As fases da mistura são incompressíveis;
- Os efeitos de parede são negligenciáveis;
- Os tensores tensão nos constituintes sólido e líquido são funções que só dependem da porosidade do meio;
- O fato do sistema de teste ser fechado no fundo, implica em uma restrição cinemática de que nessa região as velocidades do fluido e dos sólidos são nulas e que, por isso, bastam as equações para o constituinte sólido para que o processo de sedimentação seja determinado;
- quanto às hipóteses constitutivas: a pressão no sólido é função apenas da porosidade e a força resistiva é isotrópica e utilizada na sua forma linear.

- Interpretação dos resultados:

Em conformidade com o autor, a existência de características reais, por definição, garante o caráter hiperbólico do sistema e representa a existência de duas descontinuidades que se propagam em sentidos opostos: a interface ascendente e a descendente.

Para d'Ávila (1978), a sedimentação pode ser vista como uma esquematização de três regiões descritas na sequência e ilustradas na Figura 2.8.

- 1) Região de líquido clarificado: constituída predominantemente por líquido, assume-se que a concentração de sólidos é desprezível e, por isso, a pressão nos sólidos e a velocidade intersticial são zero;
- 2) Região de sedimentação propriamente dita: espaço em que efetivamente ocorre a separação sólido-líquido e, para baixas concentrações volumétricas, admite-se uma fraca interação entre as partículas sólidas que, então se sedimentam livremente. A tensão nos sólidos é pouco significativa;
- 3) Região de compressão: local em que os sólidos estão em contato. Assume-se que as velocidades do fluido e das partículas são nulas, e que o efeito da tensão nos sólidos é importante.

A sistemática de sedimentação, segundo o autor, é caracterizada pela seguinte dinâmica: à medida que cada partícula sólida adentra na região de compressão,

instantaneamente surge a região de líquido clarificado que recebe o mesmo volume de líquido deslocado pela deposição do sólido. O percurso de sedimentação das partículas e de ascensão do líquido consiste na região variável de sedimentação propriamente dita. As fronteiras móveis 1-2 e 3-4 se deslocam no domínio do espaço como funções do tempo, sendo $z_{1,2}(t)$ e $z_{3,4}(t)$ as posições das interfaces descendentes e ascendentes, respectivamente, para um determinado tempo t , sendo a posição 0 a base da proveta de teste e L a altura máxima da suspensão nesse recipiente. Essa sistemática finaliza-se com o encontro das fronteiras móveis e a estabilização do sistema constituído apenas pelas regiões I e III.

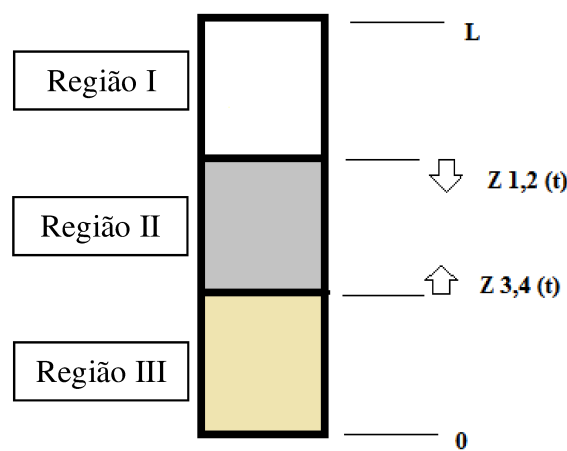


Figura 2.8 - Descontinuidades do modelo de d'Ávila (1978).

- Comentários:

Os comentários dessa seção possuem como referência o trabalho de Arouca (2007).

Apesar da significativa contribuição do modelo de d'Ávila (1978), ele apresenta algumas considerações que simplificam a abordagem real da sedimentação. Uma dessas considerações, diz respeito à suposição de velocidade nula dos componentes sólido e líquido na região de compressão. Para d'Ávila (1978), uma vez adentradas na região III, as partículas e o fluido ali presente não possuem velocidade e, portanto, o líquido presente no sedimento não é eliminado do meio poroso e a compactação do sedimento é desprezada. Logo, essa região torna-se semelhante à região de formação de sedimento do modelo de Kynch (1952).

No entanto, cabe ressaltar que apesar da velocidade dos constituintes do sedimento ser zero, há um gradiente de pressão nos sólidos devido a ação gravitacional. As partículas depositadas exercem pressão sobre as camadas inferiores, ocasionando um gradiente de concentração apesar do volume de sedimentos não variar através da compactação dos sólidos.

Além disso, nessa mesma região, a fração volumétrica dos constituintes é função apenas da posição e não do tempo.

Uma interessante comparação entre os modelos de Kynch (1952) e d'Ávila (1978) também foi apresentada por Arouca (2007) e é aqui reproduzida pelo exame da Figura 2.9.

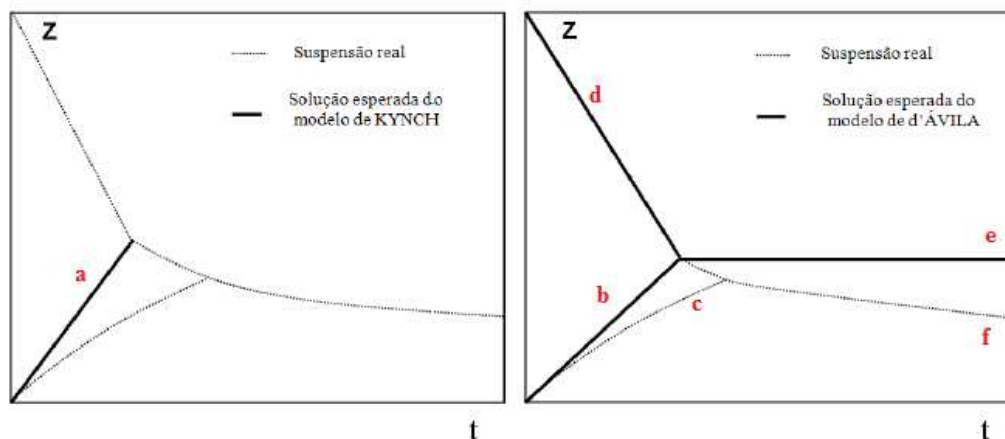


Figura 2.9 - Comparação entre os modelos de Kynch (1952) e d'Ávila (1978).
(AROUCA, 2007).

O caráter hiperbólico do modelo de d'Ávila é representado pelas interfaces ascendente, (b), e descendente, (d), ao passo que o caráter parabólico de Kynch corresponde à interface ascendente (a). Em ambos os modelos a interface ascendente é graficamente ilustrada por uma reta, o que não condiz com o comportamento real da suspensão, (c), já que a deformação ocasionada pela compressão dos sólidos não é avaliada nos modelos propostos.

A abordagem do comportamento da coluna de sedimentos também evidencia a desconsideração do efeito de deformação dos sólidos. Como exemplifica a curva (f), a compactação dos sólidos na suspensão real faz com que a altura dos sedimentos tenda a diminuir. Entretanto, como d'Ávila (1978) atribui às velocidades do fluido e das partículas valor nulo, esse comportamento não é exibido em (e): forma-se um sedimento cada vez maior, mas que não se deforma com o tempo.

Por isso, Arouca (2007) sugere que uma forma de aproximar o tratamento do modelo de d'Ávila (1978) ao desempenho real da suspensão é a incorporação da velocidade dos sólidos e do fluido nas equações do movimento e da continuidade que descrevem a região de compressão. Outra consideração destacada por Allen (1981) apud Arouca (2007) é a incorporação do efeito da tensão nos sólidos na região de sedimentação propriamente dita,

pois, segundo esse autor, mesmo que a concentração de sólidos nessa localidade seja baixa, ela não pode ser negligenciada, mas sim considerada um valor constante e não nulo, mesmo que desconhecido.

(iii) Modelos de Concha e colaboradores

Outras importantes contribuições para o estudo da sedimentação foram desenvolvidas por Concha e colaboradores e, por esse motivo, dois de seus trabalhos serão resumidamente descritos.

O primeiro deles foi elaborado por Concha e Bascur (1977). Os autores objetivaram ampliar o modelo matemático de d'Ávila (1976) para o caso da sedimentação contínua, e para isso, além das hipóteses elencadas por d'Ávila (1976), os termos de aceleração na equação do movimento para o sólido foram anulados.

Além disso, Concha e Bascur (1977) formularam uma equação diferencial parcial não linear a partir da substituição da velocidade relativa, v_r , proveniente da equação do movimento sem os termos inerciais para o componente sólido na equação da continuidade também para o sólido.

Ressalta-se que a nova equação alcançada pelos autores elimina a dependência da velocidade intersticial dos sólidos, para que ela seja resolvida necessita-se conhecer as equações constitutivas para a pressão nos sólidos e permeabilidade no meio poroso e deve-se enumerar as condições iniciais e de contorno para cada região de fronteira móvel.

Já Concha e Bustos (1987) apresentaram um modelo que levou em consideração a compressibilidade dos sólidos e avaliaram a influência da concentração da suspensão na dinâmica de sedimentação.

Após o tempo necessário para a completa sedimentação dos sólidos na base da proveta de testes, Kynch (1952) considera que a concentração de sólidos é máxima, ε_{sm} . Entretanto, segundo Concha e Bustos (1987), a suposição acima apresentada não é adequada, pois a coluna de sedimentos formada ainda possui certa quantidade de água que só é expelida por compressão: o peso dos sedimentos comprime os estratos inferiores de sólido, aumentando sua concentração. Dessa forma, propõem uma modificação nessa condição de contorno com o intuito de avaliar também as características compressíveis do sistema.

Baseando-se na equação do movimento para o sólido em $z = 0$, considerando nula a velocidade dos sólidos e do fluido nessa mesma posição, assumindo que a pressão nos sólidos, P_s , é somente função da concentração, e negligenciando as forças de inércia, os autores apresentaram a Equação (2.8) como a nova condição de contorno.

$$\frac{\partial \varepsilon_s}{\partial z} = - \frac{(\rho_s - \rho_f)g\varepsilon_s}{\frac{dP_s}{d\varepsilon_s}} \quad (2.8)$$

Dessa forma, apoiando no estudo da solução numérica, observou-se que a divergência entre o modelo de Kynch e o proposto (Concha e Bustos (1987)) inicia-se a partir do ponto de compressão dos sólidos. As condições impostas por Kynch podem ser válidas para suspensões reais desde que sua concentração de sólidos seja menor ou igual a uma concentração crítica, ε_{sc} . Esse intervalo é justificado pelo fato de que quando a concentração dos sólidos que se encontra abaixo da interface descendente atinge essa concentração crítica, corresponde, para Kynch, ao encerramento da sedimentação, ao passo que se sabe que as partículas sedimentadas nessa concentração ainda possuem considerável quantidade de fluido que só poderia ser eliminada quando a altura de sedimentos comprimissem os estratos inferiores de sólidos (AROUCA, 2007).

Quanto às curvas de equi-concentração, a abordagem do comportamento linear nem sempre é válida. Os resultados por eles obtidos mostram que as curvas características são linhas retas apenas para concentrações próximas a concentração inicial, por isso, a abordagem de Kynch (1952) restringe-se a soluções diluídas. À medida que as concentrações atingem valores mais elevados, a inclinação das retas tende a diminuir de uma função $f(\varepsilon_s)$ até $f(\varepsilon_{ms})$, e para o caso de suspensões muito compressíveis, as características tornam-se linhas curvas.

b) Outros trabalhos relevantes sobre sedimentação

Outras contribuições sobre a compreensão da sedimentação estão presentes na literatura. Dentre essas, salienta-se os trabalhos de Tiller (1981), Fitch (1983), Damasceno (1992) e Arouca (2007).

Por meio de ensaios em batelada, Tiller (1981) e Fitch (1983) admitiram modificações marcantes no modelo de Kynch (1952). Para esses autores, as curvas

características se originam na superfície do sedimento, o qual está continuamente aumentando e se deformando, e não da base do recipiente como sugeriu Kynch em suas análises.

Quanto ao potencial do emprego da técnica de atenuação de raios gama na área de sistemas particulados, Hamacher (1978) obteve experimentalmente a distribuição de concentração de sólido em função da posição e do tempo para testes em batelada. De posse desses dados e utilizando a equação da continuidade para o sólido, determinou o perfil de velocidade, e com a equação do movimento, também para o sólido, encontrou o gradiente de tensão nos sólidos, que conforme o autor, não é função apenas da concentração.

Um dos trabalhos que emprega a atenuação de raios gama foi implementado por Damasceno em 1991. O autor determinou os parâmetros das equações constitutivas para a tensão nos sólidos e para a permeabilidade do meio poroso, considerando-os funções exclusivas da concentração local de sólidos. Para o caso da tensão nos sólidos, foram realizados testes estáticos de sedimentação com obtenção de resultados bastante favoráveis; já para a permeabilidade, os testes dinâmicos de percolação do fluido pela coluna de sólidos sedimentados levaram a resultados razoáveis, provavelmente porque a consideração de escoamento unidimensional do experimento não foi adequada.

Em 1992, Damasceno orientado por Massarani, identificou e correlacionou os parâmetros relevantes na sedimentação gravitacional, contínua e em batelada, objetivando a melhoria do entendimento de sedimentadores. Para isso, utilizou novamente a técnica de atenuação de raios gama para obtenção das funções de pressão nos sólidos e permeabilidade, admitindo que essas variáveis dependessem apenas da porosidade local. Como resultado, ressaltou a elevada qualidade dos resultados experimentais, a altura do sedimento como um importante fator no projeto e na operação de espessadores, e a negligência dos termos inerciais da equação do movimento para o caso do espessamento contínuo.

Devido ao fato da atenuação de raios gama ser uma técnica não destrutiva, não interfere na estabilidade de suspensões concentradas, ela tem-se mostrado uma valiosa ferramenta para o monitoramento de sedimentações (DAMASCENO, 1992; RUIZ, 2000).

A análise da influência da característica dos sólidos como densidade, forma, esfericidade, distribuição de tamanho e possíveis efeitos cruzados entre tais variáveis em suspensões aquosas, juntamente com a realização de uma extensa revisão bibliográfica sobre

sedimentação e com os princípios da Teoria da Mecânica do Contínuo motivaram Arouca (2007) a desenvolver seu trabalho. O autor comprovou, por meio de testes estáticos e dinâmicos, a eficiência do método não destrutivo de atenuação de raios gama na avaliação da distribuição de concentrações locais de sólidos em função da posição e do tempo.

Dessa forma, Arouca (2007) obteve as equações constitutivas, propôs um modelo fenomenológico alternativo para a descrição teórica da sedimentação considerando a compressibilidade dos sólidos e realizou simulações numéricas desse modelo. A expressão matemática alcançada foi fundamentada em um modelo de potência biparamétrico para tensão nos sólidos de caráter misto hiperbólico-parabólico que descreveu o fenômeno físico em todo seu domínio sem a necessidade do uso de equações de salto nas fronteiras móveis.

2.2.2 Sedimentação em fluidos pseudoplásticos

A sedimentação em fluidos não-newtonianos, por sua vez, contempla conceitos da sedimentação newtoniana, porém difere-se consideravelmente na maneira como ocorre. Salienta-se que será enfatizada a abordagem da sedimentação em fluidos pseudoplásticos devido ao seu emprego na perfuração de poços, foco desse trabalho.

Allen e Uhler (1989) e Bobroff e Philips (1998) foram uns dos primeiros estudiosos da sedimentação gravitacional em fluidos não-newtonianos. Os autores realizaram testes qualitativos com o intuito de analisar o comportamento dos sólidos presentes nas suspensões em meio pseudoplástico e constataram a aglomeração de partículas e a consequente ocorrência de uma sedimentação não homogênea.

Allen e Uhler (1989) avaliaram a sedimentação de partículas de densidades similares em glicerina e em fluidos pseudoplásticos com moderados e fortes efeitos elásticos e constataram significativa divergência entre eles. Na Figura 2.10a é possível visualizar que a sedimentação ocorreu de forma homogênea ao longo do tubo de teste (fluido glicerina); já na Figura 2.10b, fluido com moderados efeitos pseudoplásticos, é perceptível a formação de aglomerados particulados; e na Figura 2.10c, fluido com elevada pseudoplasticidade, a aglomeração das partículas constituintes da suspensão e a consequente formação de canais de sedimentação e regiões de líquido clarificado, o que, segundo os autores, aumenta a taxa de sedimentação dos sólidos.

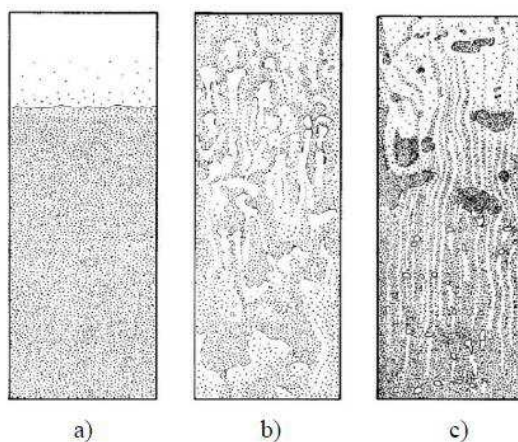


Figura 2.10 - Perfis de sedimentação em fluidos de diferentes características reológicas, sendo a) glicerina, b) fluido com moderado efeito elástico e c) fluido com elevada pseudoplasticidade (ALLEN e UHLLER, 1989).

Bobroff e Philips (1998), por sua vez, mostraram que, devido à pseudoplasticidade dos fluidos, a taxa de sedimentação é dependente do tempo, sendo inicialmente mais rápida e progressivamente reduzida com o decorrer do tempo. Ademais, assim como Allen e Uhler (1989), evidenciaram a agregação das partículas em colunas em direção à base do recipiente e distanciadas por regiões de líquido clarificado.

Apesar do pioneirismo de Allen e Uhler (1989) e Bobroff e Philips (1998), justificativas satisfatórias sobre a maneira como ocorre a sedimentação em fluidos não-newtonianos não foram apontadas, o que motivou outros estudos como os de Daugan *et al* (2002a), Daugan *et al* (2002b) e Daugan *et al* (2004).

Daugan *et al* (2002a) foram os primeiros a estudar quantitativamente o fenômeno da aglomeração de partículas em fluido pseudoplástico. Os autores utilizaram um aparato experimental que os possibilitou monitorar a velocidade instantânea das partículas durante o processo de sedimentação: por meio de uma câmara de vídeo, eles digitalizaram a posição vertical de duas partículas em função do tempo. Foram empregadas partículas esféricas e fluidos pseudoplásticos.

Os resultados obtidos confirmaram a formação de canais de viscosidade reduzida: a sedimentação da primeira partícula ocasiona uma deformação no meio fluido, que por ser pseudoplástico, apresenta uma redução de sua viscosidade, favorecendo a sedimentação da segunda partícula lançada no sistema, já que ela entrará em contato com um meio menos

viscoso e, conseqüentemente, menos resistente ao seu escoamento, propiciando um aumento da sua velocidade de sedimentação em relação à primeira partícula. Esse aumento da velocidade de sedimentação foi atribuído ao fato das duas partículas, após determinado tempo de experimento, passarem a sedimentar juntas, ou seja, com a mesma velocidade terminal, a qual é cerca de duas vezes maior quando comparada com a partícula isolada (DAUGAN *et al*, 2002a).

Outra observação concluída pelos autores é a existência de uma distância crítica, d_c , de separação entre as partículas. Observa-se que elas sedimentam juntas quando a distância que as separa é inferior a d_c , já quando $d > d_c$, elas comportam como se estivessem isoladas. A Figura 2.11 ilustra esse fenômeno, na qual t_1 e t_2 são os tempos de lançamento das partículas no meio fluido, sendo $t_2 > t_1$.

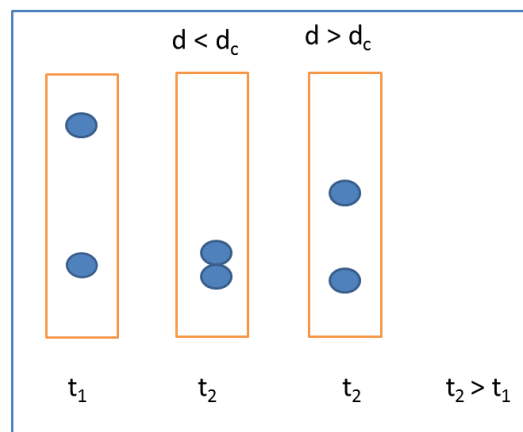


Figura 2.11 - Distância crítica para formação de canais de sedimentação.

Adaptada de Daugan *et al* (2002a).

Prosseguindo seus estudos, Daugan *et al* (2002b) expandiram a análise da sedimentação de partículas em fluidos pseudoplásticos para o caso de três esferas. Os resultados reforçaram o que os autores haviam previamente constatado, pois foi observada a agregação das partículas em testes que diferiam a distância inicial de lançamento entre elas. Além disso, por causa da redução da viscosidade aparente do fluido e a conseqüente formação dos canais de sedimentação, a agregação entre os sólidos ocorreu em intervalos de tempo razoavelmente curtos.

Verificaram também a existência de uma segunda distância crítica, d_{23} , entre as partículas 2 e 3, fortemente dependente da memória do fluido e análoga a d_c verificada

anteriormente. Dessa forma, sugeriram as possíveis combinações de movimento: para $d_{12} < d_{23}$, as partículas 1 e 2 se agregam primeiramente e a depender de d_{23} as partículas 2 e 3 podem ou não se agregar; similar situação pode ocorrer quando $d_{23} < d_{12}$.

Continuando seus trabalhos, Daugan *et al* (2004) analisaram a variação da concentração volumétrica de sólidos, monodispersos em fluidos pseudoplásticos com efeito de memória, ao longo do tempo. Com o auxílio da técnica de atenuação de luz e imagens fotográficas da suspensão, concluíram que a concentração de sólidos pode ser dividida em três fases:

- Fase 1: A suspensão, inicialmente, mantém-se homogênea até desencadear o processo de aglomeração;
- Fase 2: Há a formação dos canais de sedimentação em direção a base da proveta de teste, o que propicia a sedimentação das partículas já agregadas e reduz rapidamente a concentração da suspensão;
- Fase 3: As colunas de sedimentação se extinguem e a sedimentação das partículas remanescentes é bastante lenta.

Cabe ressaltar alguns aspectos experimentais relatados pelos autores: a região de formação de sedimentos não pôde ser detalhadamente explorada por causa da elevada atenuação da luz, embora essa técnica tenha sido satisfatória para as demais posições; quanto aos canais formados durante a sedimentação, eles permanecem em quantidade constante e a distância entre eles é muito superior comparada ao diâmetro das partículas; e quanto maior a concentração volumétrica inicial de sólidos em suspensão, maior o número de colunas de sedimentação formadas no fluido (DAUGAN *et al*, 2004).

Diversos outros trabalhos corroboraram a confirmação da formação de canais de sedimentação anteriormente explanados, como os de Yu *et al* (2006) que abordam simulações numéricas; Philips (2010) que propôs uma equação de conservação de partícula baseada na consideração de que há uma competição entre as interações e dispersões hidrodinâmicas que propiciam a agregação e a dispersão das partículas, respectivamente; e Vishnampet e Saintillan (2012) que verificaram instabilidade na concentração das partículas devido a formação de aglomerados e colunas de sedimentação em suspensões diluídas em fluidos viscoelásticos de segunda ordem.

Dentre os recentes trabalhos sobre a sedimentação de suspensões pseudoplásticas, apontam-se Moreira (2014) e Fagundes (2015). Através da técnica de atenuação de raios gama, Moreira (2014) monitorou a variação de diferentes concentrações volumétricas de carbonato de cálcio em soluções aquosas de carboximetilcelulose (CMC) e goma xantana (GX) e, como esperado, verificou a formação de canais de sedimentação, sendo esses mais evidentes quanto maiores a concentração de sólidos e a pseudoplasticidade do fluido.

Fagundes (2015), por sua vez, estudou a estabilidade do fluido de perfuração Br-Mul/Petrobras, fluido sintético de base parafina já utilizado em campo e de características pseudoplásticas e tixotrópicas. A autora também empregou a técnica de atenuação de raios gama para estudar qualitativamente e quantitativamente o perfil de concentração de sólidos constituintes do fluido de perfuração em função do tempo e da posição do recipiente de teste. Observou-se a formação de duas distintas regiões: uma de líquido clarificado e outra de sedimentos, e o sistema apresentou elevada estabilidade fluidodinâmica, sendo necessários 21 dias para o início da sedimentação e cerca de 365 dias para sua estabilidade.

Tanto Moreira (2014) quanto Fagundes (2015) propuseram em seus trabalhos equações constitutivas para o cálculo da pressão nos sólidos; e sobre a permeabilidade em meios porosos, Fagundes (2015) estimou-a pela equação de Darcy e Moreira (2014) apresentou-a através de uma equação constitutiva.

Por fim, é interessante fazer um paralelo sobre as divergências verificadas entre a sedimentação em fluidos newtonianos e não-newtonianos verificadas por alguns dos autores citados.

De acordo com Daughan *et al* (2002a), durante a sedimentação de partículas em fluidos newtonianos em condições de escoamento de Stokes, a distância entre as partículas e as suas respectivas velocidades permanecem constantes ao longo do movimento. Já no caso da sedimentação em fluidos não-newtonianos, pseudoplásticos, o comportamento dos sólidos depende da distância d entre eles, caso $d < d_c$, distância crítica, a segunda partícula sedimenta mais rapidamente que a primeira devido ao canal de viscosidade reduzida; entretanto, para $d > d_c$ comportam-se como no caso de fluido newtoniano, sedimentando com a mesma velocidade e separadamente.

Daugan *et al* (2004) examinaram que no tempo intermediário do processo de sedimentação, quanto maior a concentração volumétrica de sólidos mais eficiente é a separação devido a presença dos canais de sedimentação, já em fluidos não newtonianos isso não ocorre. Constataram também que embora o tempo intermediário da sedimentação em fluidos não-newtonianos seja menor, o tempo total de deposição das partículas é superior ao tempo verificado para fluidos newtonianos, pois a considerável redução da velocidade de sedimentação na fase 3 relatada exerce grande influência no tempo total de separação.

Outra observação que difere a dinâmica de sedimentação desses fluidos foi apresentada por Mora *et al* (2005). De acordo com esses autores, em suspensões newtonianas, os volumes de líquido ascensional e de sólidos que sedimentam são próximos; em contra partida, em suspensões de fluidos não-newtonianos, a quantidade volumétrica de líquido ascensional é superior a de sólidos sedimentados.

2.3 Técnica de atenuação de raios gama

A Técnica de Atenuação de Raios Gama (TARG) fundamenta-se na relação entre a energia da radiação incidente e passante através de um meio atenuador. Segundo Gardner e Ely Jr. (1967), a variação na intensidade de um feixe monoenergético colimado de raios gama, de energia E , que incide em um meio físico está relacionada com a densidade, ρ , e a espessura, y , desse meio de acordo com a equação de Lambert, Equação (2.9):

$$I(E) = I_0 \exp(-\sigma(E)\rho y) \quad (2.9)$$

sendo: I_0 e I , respectivamente, as intensidades do feixe de radiação antes e após a passagem pelo meio físico; e $\sigma(E)$ o coeficiente de atenuação mássico do meio, o qual quantifica a probabilidade de absorção de radiação pelo material que o constitui.

A interação da radiação com o ambiente é representada pela Figura 2.12. Observa-se que parte da radiação incidente (A), I_0 , que atinge o meio pode ser espalhada (B), ser absorvida, ou atravessar (C) o meio físico sem sofrer espalhamento.

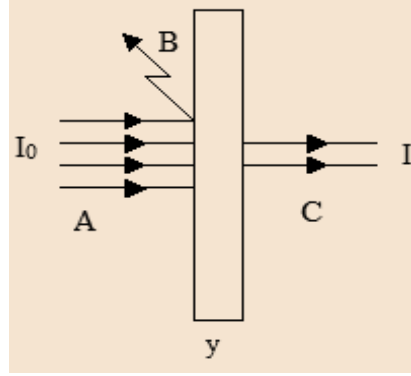


Figura 2.12 - Interação da radiação com o ambiente. Adaptado de Arouca (2007).

A seguir será apresentada a descrição matemática para o caso do meio físico ser constituído por uma mistura de n componentes i .

O coeficiente de atenuação, $\sigma(E)$, está relacionado com as propriedades dos componentes puros pela Equação (2.10):

$$\sigma(E) = \sum_{i=1}^n (\sigma_i w_i) \quad (2.10)$$

na qual: w_i corresponde à fração mássica, e σ_i ao coeficiente de atenuação mássico de cada componente na mistura.

A fração mássica, w_i , e a fração volumétrica, ε_i , de um determinado componente i , podem ser relacionadas pelas massas específicas individuais e da mistura, ρ_i e ρ , respectivamente pela Equação (2.11):

$$w_i = \frac{\rho_i \varepsilon_i}{\rho} \quad (2.11)$$

Combinando as Equações (2.10) e (2.11), tem-se a Equação (2.12):

$$\sigma(E) = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\sigma_i \rho_i \varepsilon_i}{\rho} \right) \quad (2.12)$$

Combinando as Equações (2.12) e (2.9), por sua vez, obtém-se a Equação (2.13):

$$\ln\left(\frac{I_0}{I(E)}\right) = y \left(\sum_{i=1}^n (\sigma_i \rho_i \varepsilon_i) \right) \quad (2.13)$$

Para o caso particular em que o meio por onde passa a radiação é uma suspensão sólido-líquido, como os fluidos de perfuração, e considerando a relação da Equação (2.14), é possível chegar à relação final dada pela Equação (2.15).

$$\varepsilon_f + \varepsilon_s = 1 \quad (2.14)$$

sendo: ε_f e ε_s as frações volumétricas de fluido e sólido, nessa ordem.

$$\ln\left(\frac{I_0}{I(E)}\right) = y \sigma_f \rho_f + y \varepsilon_s (\sigma_s \rho_s - \sigma_f \rho_f) \quad (2.15)$$

Ao examinar a Equação (2.15) importantes ressalvas, como densidade superficial, parâmetro beta e sua determinação e modificação da equação de Lambert, devem ser feitas:

a) Densidade superficial

A introdução do conceito de densidade superficial da suspensão, X_{susp} , dado pela Equação (2.16), está vinculada a abordagem para obtenção da Equação (2.15).

$$X_{susp} = \rho_{susp} y \quad (2.16)$$

Desse modo, o coeficiente de atenuação mássico para a suspensão, $(\sigma X)_{susp}$, é definido como mostra a Equação (2.17):

$$(\sigma X)_{susp} = \sigma_{susp} \rho_{susp} y \quad (2.17)$$

Após manipulações algébricas e considerando um sistema binário sólido-líquido, é possível chegar a Equação (2.18):

$$(\sigma X)_{susp} = y [\varepsilon_s (\sigma_s \rho_s - \sigma_f \rho_f) + \sigma_f \rho_f] \quad (2.18)$$

Por comparação com a equação (2.15), prova-se a Equação (2.19):

$$\ln\left(\frac{I_0}{I(E)}\right) = (\sigma X)_{susp} = y [\varepsilon_s (\sigma_s \rho_s - \sigma_f \rho_f) + \sigma_f \rho_f] \quad (2.19)$$

b) Parâmetro beta

Se for utilizado o estado de referência como sendo a água pura, o termo $\sigma_f \rho_f$ pode ser desprezado e a Equação (2.19) pode ser reescrita como sendo a Equação (2.20):

$$\ln\left(\frac{I_0}{I(E)}\right) = (\sigma X)_{susp} = y \varepsilon_s (\sigma_s \rho_s - \sigma_f \rho_f) \quad (2.20)$$

O termo $y (\sigma_s \rho_s - \sigma_f \rho_f)$ pode então ser agrupado em uma única variável beta, β , a ser determinada experimentalmente, vide Equação (2.21):

$$\ln\left(\frac{I_0}{I(E)}\right) = (\sigma X)_{susp} = \beta \varepsilon_s \quad (2.21)$$

Portanto, verifica-se que a atenuação sofrida pelo feixe monoenergético de raios gama ao atravessar um meio físico, contendo uma suspensão sólido-líquido, é uma relação linear da concentração volumétrica de sólidos nele contido.

c) Equação de Lambert modificada

A equação de Lambert anteriormente apresentada é fundamentada na intensidade dos feixes de radiação. Outra forma de emprego dessa equação relaciona-se com a taxa de contagem corrigida de pulsos desses feixes de radiação.

Dessa forma, reescrevendo a equação de Lambert em termos de taxas de contagens, tem-se a Equação (2.22):

$$\ln\left(\frac{R_0}{R}\right) = (\sigma X)_{susp} = \beta \varepsilon_s \quad (2.22)$$

sendo: R a contagem corrigida de pulsos de radiação que passa pelo meio físico atenuador de densidade superficial X ; e R_0 a contagem corrigida de pulsos que passa pelo meio contendo apenas água.

A contagem corrigida de pulsos, R , é calculada pela Equação (2.23):

$$R = \frac{I}{(1 - \tau I)} \quad (2.23)$$

Para a contagem máxima de pulsos, R_0 , substitui-se I por I_0 na Equação (2.23).

d) Tempo de resolução

O termo contagem corrigida justifica-se pelo parâmetro τ , tempo de resolução do sistema de detecção ou tempo morto, no cálculo de R e R_0 da equação de Lambert modificada.

Segundo Damasceno (1992), esse parâmetro está relacionado com o detector e o sistema de amplificação e corresponde ao tempo em que nenhuma radiação pode ser detectada, ou seja, é o tempo que dois pulsos devem estar separados para serem detectados como pulsos distintos.

Gardner e Ely-Jr (1967) propõem um método que utiliza duas fontes radioativas de diferentes energias para determinação do tempo morto. Assim sendo, empregaram-se duas placas de acrílico de diferentes espessuras inseridas entre a fonte emissora e o sistema de detecção com o intuito de simular duas diferentes fontes radioativas. Essa alternativa é válida e foi usada por Fagundes (2015) e Moreira (2014) em seus estudos. Em cada etapa executada foram realizadas 10 contagens de pulsos com duração de 20 s cada.

Inicialmente mediu-se a contagem de pulsos que alcançou o detector sem a presença de obstáculos entre a fonte e o detector. Posteriormente, com os blocos de acrílico juntos como atenuadores de radiação, mediu-se a contagem de pulsos que alcançou o detector, a diferença entre a primeira e a segunda situação medida foi definida como o número de pulsos de duas fontes radioativas I_{AB} . Em seguida, somente um dos blocos de acrílico, A, foi posicionado entre a fonte e o detector e fez-se a contagem de pulsos; o total de pulsos emitidos sem nenhum obstáculo subtraído do obtido com o bloco A correspondeu à contagem de pulsos I_A simulando uma das fontes. O mesmo foi feito para o bloco B para obtenção de I_B simulando a fonte B de radiação. Por fim, coletou-se o número de pulsos quando a fonte estava lacrada por uma barra de chumbo; essa contagem é denominada contagem do background, I_G , corresponde ao número de pulsos de radiação que chegou até o sistema de detecção oriundo de fontes diferentes do radioisótopo.

O cálculo do tempo de resolução foi obtido pela Equação (2.24):

$$\tau = \frac{I_{AB} - I_A - I_B + I_G}{I_A^2 + I_B^2 - I_{AB}^2} \quad (2.24)$$

2.4 Filtração

A filtração presente na perfuração de poços é outro importante aspecto a ser discutido, pois interfere consideravelmente nos custos das operações de perfuração e na produtividade do poço segundo Waldmann *et al* (2006).

Conforme já apresentado, umas das mais relevantes funções dos fluidos de perfuração é o controle da pressão da formação e manutenção da estabilidade do poço. Durante a perfuração do reservatório, o fluido de perfuração está em contato direto com os poros da rocha e a depender do diferencial de pressão entre a coluna de perfuração e a rocha o processo de perfuração pode ser classificado como *underbalanced*, *nearbalanced* ou *overbalanced* (MARTINS, 2013; CALABREZ, 2013).

Quando a pressão do reservatório é superior à pressão do poço, diz-se que a perfuração é do tipo *underbalanced* e pode ocorrer influxo do fluido contido na formação rochosa para o poço, fenômeno conhecido como *kick*; para o caso da pressão hidrostática estar em equilíbrio com a pressão de poros, tem-se o tipo *nearbalanced* de operação; e, quando a pressão do poço excede a pressão de poro, há influxo do fluido de perfuração para a formação, caracterizando a situação de *overbalanced* (BRITO, 2008; WALDMANN, 2005).

Entretanto é pertinente realçar que caso a pressão de *overbalanced* exceda a pressão de fratura, a rocha pode ser fraturada e ocorrer invasão da lama de perfuração para seu interior (MARTINS, 2013). Sendo a pressão de poro, a pressão atuante no fluido que se encontra no poro da rocha, e a pressão de fratura, a pressão para a qual a rocha se rompe (THOMAS, 2001). Dessa forma, o controle efetivo da pressão durante a perfuração é essencial para que situações tanto de *kick* quanto de fratura sejam evitadas.

De acordo com Calabrez (2013), as operações de perfuração, em geral, ocorrem em condição de *overbalanced* e, portanto o diferencial de pressão positivo do espaço anular entre a coluna de perfuração e o reservatório propicia a percolação do fluido de perfuração para os poros da rocha em um processo análogo à filtração.

Os sólidos constituintes dos fluidos de perfuração e partículas suspensas da formação, que possuem diâmetro inferior ao diâmetro dos poros, penetram nos poros rochosos formando inicialmente uma torta interna, esse processo ocorre em um curto período de tempo e é conhecido como *spurt loss*; posteriormente, após o tamponamento dos poros, há um acúmulo de partículas maiores externamente aos poros constituindo uma torta externa e permeável, também chamada de reboco; e a porção líquida do fluido que percola essas tortas e é controlada pela permeabilidade do reboco é o filtrado (SKALLE, 2011).

A Figura 2.13 ilustra o processo de formação das tortas. A formação rochosa localizada mais profundamente não é contaminada pelo fluido de perfuração; a parte interna dos poros, por sua vez, abriga os sólidos depositados por *spurt loss*; e finalmente, na parte externa dos poros, há a formação do reboco. No caso uma emulsão de gotículas de água em fluido base óleo corresponde aos círculos marrons, e as linhas verdes ao reboco oriundo de lama base aquosa.

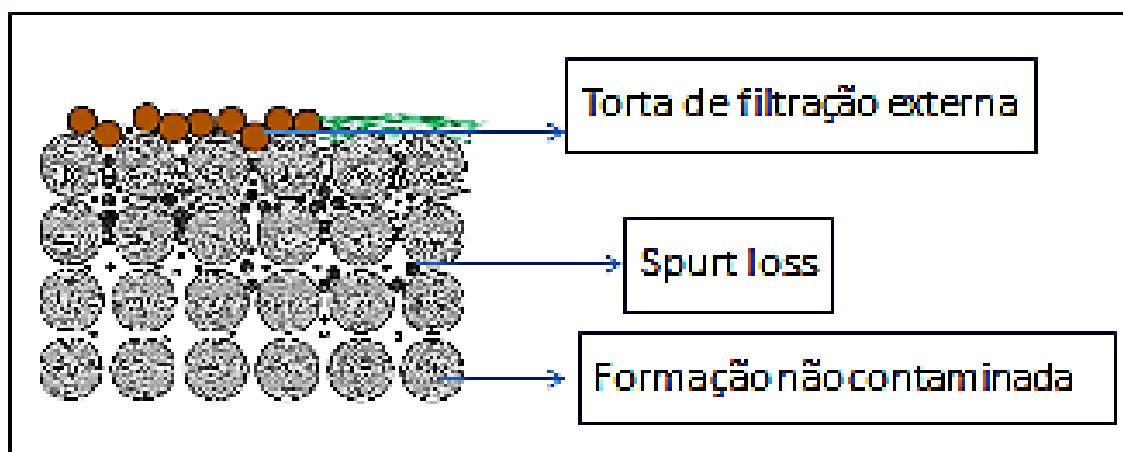


Figura 2.13 - Formação de tortas de filtração. Adaptada de Skalle (2011).

Assim sendo, parâmetros como filtrado e espessura do reboco são medidos com frequência para definir o comportamento do fluido quanto à filtração (THOMAS, 2001). Além disso, Chesser *et al* (1994) apud Martins (2013) citam que não somente o volume de filtrado é controlado por unidade de área e tempo, mas também a qualidade da torta de filtração formada no poço. Quanto ao teor de sólidos constituintes das lamas, Chesser *et al* (1994) apud Martins (2013) e Thomas (2001) salientam que deve ser o mínimo, com dimensões adequadas para que a obstrução dos poros seja rápida e somente o filtrado invada a rocha, e controlado, pois seu aumento implica no aumento de várias outras propriedades como densidade, forças geís, viscosidade e redução da taxa de penetração.

Durante a etapa de perfuração, pode-se verificar a ocorrência de dois tipos de filtração: a estática e a dinâmica. Quando intervalos estáticos acontecem na perfuração, como paradas operacionais, o fluido de perfuração permanece parado dentro do poço e seu escoamento acontece na direção radial no sentido dos poros rochosos, esse tipo de filtração é denominado filtração estática. Por outro lado, quando há circulação da lama tem-se a filtração dinâmica ou cruzada caracterizada por duas direções de escoamento: o fluido de perfuração escoar axialmente no sentido da superfície através do espaço anular entre a coluna e a rocha; e o filtrado fluir na direção radial no sentido dos poros rochosos, ou seja, perpendicularmente à lama.

Na Figura 2.14 é possível visualizar a filtração dinâmica para uma perfuração operando em regime *overbalanced*, a pressão do poço, P_2 , é superior a pressão da formação, P_1 . Durante o escoamento axial a lama flui para a superfície, e no escoamento radial invade os poros resultando na formação do filtrado e do reboco.

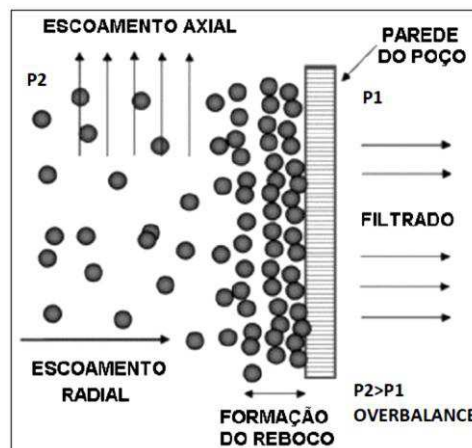


Figura 2.14 - Filtração dinâmica (MARTINS, 2013).

Cabe reforçar que a torta é um dos aspectos mais importantes da filtração, pois controla os danos à formação e a perda de filtrado, sendo acometida por fatores como sua espessura, permeabilidade, compressibilidade e distribuição granulométrica das partículas que a constitui (JIAO e SHARMA, 1993). Devido a isso, um breve comparativo entre o comportamento do reboco proveniente da filtração estática e dinâmica merece ser feito.

A torta formada na filtração estática possui baixa permeabilidade, cresce continuamente, é proporcional à raiz quadrada do tempo, e controla as taxas de filtração no

poço já que à medida que sua espessura aumenta, as taxas de filtração diminuem com o tempo (COMMITTEE, 2005).

Em contrapartida, na filtração dinâmica a espessura da torta permanece constante e, conseqüentemente, as taxas de filtração também são constantes, pois nesse caso a espessura do reboco decorre do equilíbrio dinâmico entre a taxa de deposição das partículas e a taxa de erosão da torta de filtração devido ao escoamento axial do fluido de perfuração no poço. Em uma abordagem complementar, a torta aumenta até o ponto em que a tensão de cisalhamento exercida pela lama equilibra-se com a resistência de cisalhamento do reboco, o qual tem sua espessura limitada e a velocidade de filtração torna-se proporcional ao tempo de filtração (LIU E CIVAN (1993) apud SILVA *et al* (2015); COMMITTEE, 2005).

Para o caso de ocorrência de erosão da torta de filtração, convém explorar suas possíveis causas, já que, de acordo com Chesser *et al* (1994) apud Martins (2013), a qualidade inicial da formação da torta é um importante fator.

Jiao e Sharma (1993) afirmam que a deposição das partículas sólidas da lama para iniciar a formação do reboco é governada por forças hidrodinâmicas, sendo a perda de fluido para a rocha reservatório a força motriz que impulsiona as partículas na direção da formação, e as tensões de cisalhamento e normal as responsáveis por arrastar os sólidos axialmente. Em situações de pouca perda de fluido, seja por questões de baixa pressão *overbalanced* ou rochas pouco permeáveis, a força encarregada de depositar as partículas é baixa, o que propicia o arraste dos sólidos. Assim, quanto mais espessa a torta, menor a pressão de perfuração e mais elevada a taxa de cisalhamento, mais favorecida é a ocorrência da erosão.

Por fim, segundo Martins (2013), a reduzida espessura da torta, por sua vez, ocasiona um aumento da sua resistência ao cisalhamento, e tão logo essa resistência se iguale à tensão de cisalhamento, a espessura do reboco torna-se novamente constante.

2.5 Teoria das Misturas da Mecânica do Contínuo

Conforme exposto anteriormente, Kynch (1952) desenvolveu um modelo para o fenômeno da sedimentação utilizando apenas a equação da continuidade para o constituinte sólido, ou seja, não considerou o balanço de forças nas partículas (conservação da quantidade de movimento) e previu somente o deslocamento de camadas ascendentes de equi-

concentração. Dessa forma, seu modelo apresentou caráter parabólico e foi adequado para descrever a sedimentação de suspensões incompressíveis ou pouco compressíveis.

Com o intuito de melhor descrever a sedimentação, diversos pesquisadores propuseram modelos que retratassem o balanço de forças inerciais (forças de campo e de superfície) e a compressibilidade dos sedimentos. Dentre os estudiosos, d'Ávila (1978) baseou-se na Teoria das Misturas da Mecânica do Contínuo para modelar esse fenômeno.

Segundo Moreira (2014), na descrição das operações de filtração e sedimentação, as equações da continuidade e do movimento para os constituintes sólidos e fluidos devem ser incorporadas. Por isso, para a situação de escoamento unidimensional através de um meio poroso, duas equações da continuidade, uma para o componente fluido, Equação (2.25), e outra para o sólido, Equação (2.26), e duas equações do movimento, uma para o fluido, Equação (2.27), e outra para o sólido, Equação (2.28), são empregadas:

$$\frac{\partial(\rho_f \varepsilon_f)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_f \varepsilon_f v_f)}{\partial z} = 0 \quad (2.25)$$

$$\frac{\partial(\rho_s \varepsilon_s)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_s \varepsilon_s v_s)}{\partial z} = 0 \quad (2.26)$$

$$\rho_f \varepsilon_f \left[\frac{\partial v_f}{\partial t} + v_f \frac{\partial v_f}{\partial z} \right] = (\nabla \cdot T_f)_z - m_z + \rho_f g \quad (2.27)$$

$$\rho_s \varepsilon_s \left[\frac{\partial v_s}{\partial t} + v_s \frac{\partial v_s}{\partial z} \right] = (\nabla \cdot T_s)_z + m_z + (\rho_s - \rho_f) \varepsilon_s g \quad (2.28)$$

sendo: ε_f a porosidade local da suspensão; ε_s a concentração volumétrica de sólidos; ρ_f e ρ_s as massas específicas do fluido e do sólido, respectivamente; v_f e v_s as velocidades intersticiais do fluido e do sólido, respectivamente; g o campo gravitacional; m_z a força resistiva que o fluido exerce sobre a matriz sólida; T_f e T_s as tensões exercidas sobre as fases fluida e sólida, respectivamente.

Observando-se as Equações (2.25) a (2.28) tem-se oito variáveis: concentrações volumétricas (ε_f e ε_s); as velocidades intersticiais (v_f e v_s); a força resistiva (m_z); e as tensões (T_{xz} , T_{yz} e T_{zz}), e apenas quatro equações, logo, para que o sistema seja resolvido, grau de liberdade nulo, são necessárias outras quatro equações.

Uma delas origina-se na soma das frações volumétricas das fases fluida e sólida ($\varepsilon_f + \varepsilon_s = 1$), portanto, o grau de liberdade passa a ser três (m_z , T_{xz} e T_{yz}) e, por isso, é necessária a adoção de hipóteses constitutivas para determinação de equações para os cálculos de tensão nos sólidos e força resistiva.

Cabe destacar que, de acordo com Arouca (2007), embora o sistema de equações diferenciais resultante da Teoria das Misturas da Mecânica do Contínuo possa ser empregado para modelar as regiões do fenômeno de sedimentação em batelada, região de sedimentação livre, de transição e de formação de sedimentos, as equações constitutivas são específicas para cada uma delas.

Nesse trabalho a equação constitutiva para pressão nos sólidos refere-se à região de formação de sedimentos e seu fundamento e apresentação estão baseados no equacionamento apresentado por Moreira (2014) e Ruiz (2000).

2.5.1 Tensão nos sólidos

De acordo com d'Ávila e Sampaio (1977), o tensor tensão pode ser representado pela Equação (2.29):

$$T_i = -p_i I - T_i'' \quad (2.29)$$

em que p_i é a parte arbitrária do tensor e corresponde à pressão; T_i'' é a parte constitutiva do tensor e corresponde à tensão extra; I é o tensor identidade. A parte estática do tensor tensão é dada por $p_i I$, e a parte dinâmica pelo termo T_i'' .

Além disso, diversos estudos da literatura sugerem que tensão extra da fase particulada é função exclusiva da porosidade do meio, Equação (2.30), logo:

$$T_s(\varepsilon_f) = -P_s(\varepsilon_f) I \quad (2.30)$$

Portanto, a hipótese constitutiva dada pela Equação (2.30), leva a Equação (2.31):

$$(\nabla \cdot T_s)_z = \frac{\partial P_s}{\partial z} \quad (2.31)$$

Dentre as equações constitutivas para a pressão nos sólidos publicadas na literatura, destacam-se Tiller e Leu (1980), Equação (2.32), e Arouca (2007), Equação (2.33):

$$P_s = P_a \left[\left(\frac{\varepsilon_s}{\varepsilon_{sc}} \right)^{\frac{1}{\beta}} - 1 \right] \quad (2.32)$$

sendo P_a , ε_{sc} e β os parâmetros do modelo

$$P_s = a \varepsilon_s^b \quad (2.33)$$

onde os parâmetros do modelo são a e b .

2.5.2 Força resistiva

Para o caso de escoamento lento e unidimensional, a força resistiva, m , pode ser descrita pela Lei de Darcy, Equação (2.34):

$$m = \frac{\mu \varepsilon_f}{k(\varepsilon_f)} (v_s - v_f) \quad (2.34)$$

sendo μ a viscosidade do fluido, e K a permeabilidade do meio poroso.

Diversos estudos na literatura também descrevem a permeabilidade como uma função exclusiva da concentração volumétrica de sólidos, algumas equações constitutivas para permeabilidade são dadas por Tiller e Leu (1980), Equação (2.35), e por Arouca (2003), Equação (2.36):

$$k = k_0 \left(\frac{\varepsilon_s}{\varepsilon_{sc}} \right)^{-\eta} \quad (2.35)$$

para K_0 , ε_{sc} e η sendo os parâmetros do modelo.

$$k = \frac{1}{C_0 + C_1 \varepsilon_s} \quad (2.36)$$

onde C_0 e C_1 são os parâmetros do modelo.

Foram apresentados nesse capítulo os estudos da literatura que respaldaram a realização dessa dissertação.

3. METODOLOGIA

A seguir serão descritas as metodologias realizadas nessa dissertação. Primeiramente serão apresentadas as amostras e os procedimentos para caracterizá-las, e em seguida os empregados no estudo dos sistemas sólido-líquido quanto à reologia e à sedimentação em batelada.

3.1 Amostras

Quatro diferentes tipos de fluido de perfuração sintéticos de base olefina fornecidos pelo Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello, CENPES, da empresa Petrobras S.A. foram as amostras utilizadas nesse estudo. O que as diferenciavam eram a razão volumétrica de óleo/água, ROA, e a presença do adensante carbonato de cálcio conforme Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Amostras de fluidos de perfuração.

Suspensão	Composição
60/40 <i>a</i>	ROA 60/40, adensado com carbonato
60/40 <i>na</i>	ROA 60/40, não adensado
80/20 <i>a</i>	ROA 80/20, adensado com carbonato
80/20 <i>na</i>	ROA 80/20, não adensado

3.2 Caracterização

As suspensões foram submetidas à avaliação de massa específica, ρ_f , teores volumétricos de água, V_A , fase orgânica, V_{FO} , e sólidos, V_S , e teor mássico de sólidos, W_s , dos quais também foi verificada a massa específica, ρ_s .

3.2.1 Massa específica das suspensões

Para a determinação da massa específica dos fluidos de perfuração empregou-se a técnica de picnometria. Os testes foram conduzidos em triplicata, à temperatura de 20 °C, pressão atmosférica local e utilizou-se balança analítica marca Shimadzu modelo AY220.

Para o cálculo foi usada a Equação (3.1) e considerado que o volume do picnômetro totalmente preenchido com fluido e totalmente preenchido com água, utilizada como parâmetro de referência, foi o mesmo.

$$\rho_f = \frac{(m_{p+f} - m_p)}{m_{p+a} - m_p} \rho_a \quad (3.1)$$

sendo: m_p , m_{p+f} e m_{p+a} a massa do picnômetro vazio, com fluido e com água, respectivamente; e ρ_a a massa específica da água, que, de acordo com Perry *et al* (1997), é 998,204 Kg/m³ a 20 °C.

A Figura 3.1 ilustra o ensaio de picnometria da suspensão 80/20 a.

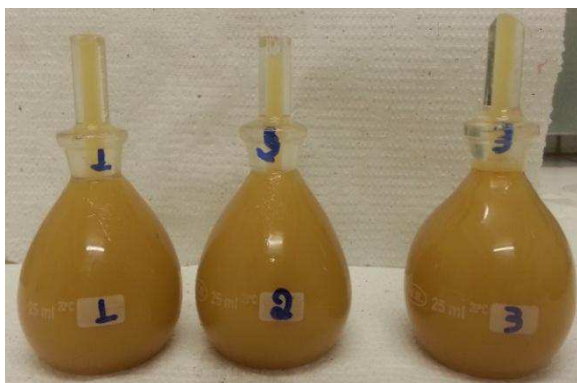


Figura 3.1 - Ensaio de picnometria.

3.2.2 Teor de água, fase orgânica e sólidos

Os teores de água e fase orgânica, ou óleo, em base volumétrica e os teores de sólidos em base volumétrica e mássica, são uns dos principais parâmetros de caracterização das lamas de perfuração e são obtidos pelos testes de Retorta.

O ensaio de retorta fundamenta-se na destilação de uma amostra fluida: a suspensão é colocada na câmara da retorta e submetida ao aquecimento a 400 °C ± 40 °C por 30 minutos para que seus componentes voláteis sejam evaporados e após passar por um condensador sejam recolhidos em uma proveta.

Para realização desse procedimento utilizou-se o Kit Retorta marca FANN e modelo 210463 de capacidade de 50 mL, balança marca Gehaka modelo BK3000II, e as amostras foram analisadas em triplicata.

Através do balanço de massa na câmara, determinaram-se os teores volumétrico e mássico de sólidos, e pela graduação volumétrica da proveta confirmaram-se as razões óleo/água (ROA).

a) Teor volumétrico de fase orgânica

O teor volumétrico da fase orgânica correspondeu ao volume da fase orgânica, v_{fo} , em relação ao volume total de fluido coletado na proveta ao fim do teste, $V_{t,p}$, e foi calculado pela Equação (3.2):

$$V_{F O} = \frac{v_{fo}}{V_{t,p}} \quad (3.2)$$

b) Teor volumétrico de água

O teor volumétrico de água é dado pela Equação (3.3) e correspondeu à razão entre o volume de água, v_a , e o volume total final coletado na proveta:

$$V_A = \frac{v_a}{V_{t,p}} \quad (3.3)$$

c) Teor mássico de sólidos

O teor mássico, por sua vez, foi obtido pela Equação (3.4):

$$W_S = \frac{m_s}{m_{amostra}} \quad (3.4)$$

considerando m_s a massa de sólidos contida na câmara no fim do teste, e $m_{amostra}$ a massa de amostra inicial na câmara.

d) Teor volumétrico de sólidos

Por fim, o teor volumétrico de sólidos resultou na relação entre o volume de sólidos presentes na câmara no fim do teste e o volume inicial total de amostra fluida, e foi calculado pela Equação (3.5):

$$V_S = \frac{m_s / \rho_s}{m_{amostra} / \rho_f} \quad (3.5)$$

3.2.3 Massa específica dos sólidos

Os sólidos totais constituintes dos fluidos de perfuração e obtidos pela técnica de retorta foram submetidos à picnometria a gás hélio no aparelho *Gas Pycnometer* da Micromeritics e modelo *AccuPyc 1330*. Esse procedimento foi realizado em quintuplicata e temperatura de 25 °C.

Em conformidade com Moura e Figueiredo (2002), o picnômetro de gás determina o volume de um sólido, mesmo que poroso, por meio da variação da pressão de gás em uma câmara de volume conhecido. O gás hélio é um dos gases mais empregados nesse tipo de análise por ser inerte e pelo fato de ser constituído de átomos de pequeno tamanho, o que facilita sua penetração nos porosos acessíveis da amostra.

3.3 Ensaio reológicos

Os ensaios reológicos pretenderam analisar a influência da razão óleo/água e do teor de sólidos nas características do escoamento das suspensões. Foram obtidos os diagramas de viscosidade aparente e as curvas de escoamento e verificada a tixotropia.

Utilizou-se o viscosímetro para baixas taxas de deformação *Low Viscosity Digital Viscometer* (LVDV2T) da marca Brookfield, *spindles* de geometria cone-placa e um banho termostático para controle de temperatura, 25 °C, como ilustra a Figura 3.2.

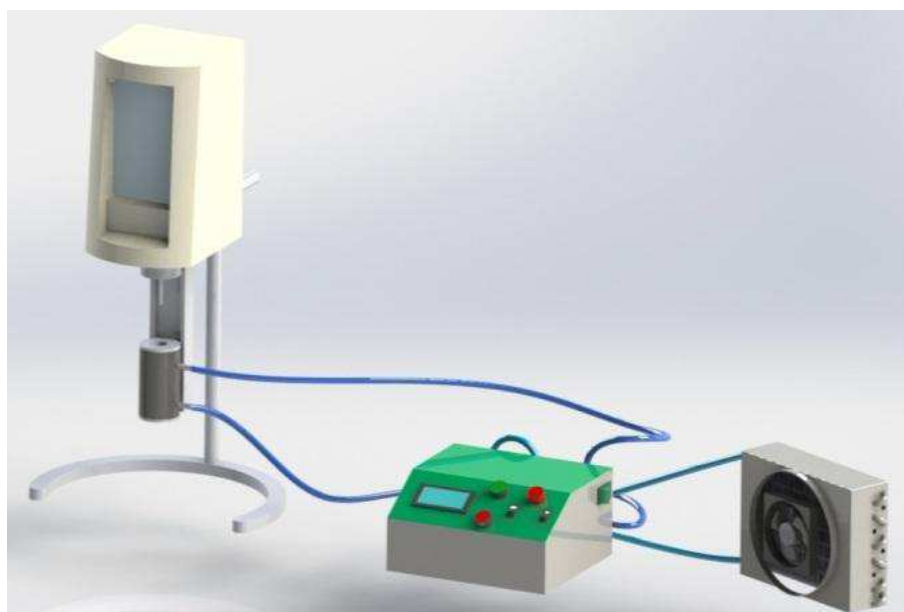


Figura 3.2 – Equipamento viscosímetro.

A etapa inicial dos testes consistiu em um pré-cisalhamento de 2 minutos para quebrar as possíveis estruturas gelificadas presentes nas suspensões, seguido de um repouso de 5 minutos para reorganização molecular (MELO, 2008; FAGUNDES, 2015).

As taxas de deformação foram empregadas de acordo com o intervalo ótimo do torque do viscosímetro para cada suspensão e foram aplicadas até o alcance do estado estacionário. O critério de estabilidade adotado foi a visualização gráfica de baixa oscilação, inferior a 3% por um tempo médio de 30 minutos, da viscosidade aparente e da tensão de cisalhamento. De acordo com Mendes (2013), o valor final da tensão de cisalhamento e da viscosidade aparente corresponde a um ponto da curva de escoamento e do diagrama de viscosidade, respectivamente.

Os resultados foram obtidos pelo *software* Rheocalc T, vinculado ao viscosímetro, e modelos reológicos foram a eles ajustados; e uma nova amostra era utilizada no início de cada teste feito em duplicata.

3.3.1 Diagramas de viscosidade e curvas de escoamento

Para a construção dos diagramas de viscosidade e das curvas de escoamento, as taxas de deformação aplicadas no pré-cisalhamento foram de $2,5 \text{ s}^{-1}$ para a suspensão 60/40 a, 56 s^{-1} para as suspensões 60/40 na e 80/20 a, e 264 s^{-1} para a suspensão 80/20 na, e as taxas a que os testes foram conduzidos estão mostradas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Taxas de deformação aplicadas às suspensões para obtenção dos diagramas de viscosidade e das curvas de escoamento.

Suspensão	Taxa de deformação [s^{-1}]
60/40 a	0,15; 0,25; 1,5; 2,5
60/40 na	0,25; 0,5; 3; 5
80/20 a	2; 3; 4; 7
80/20 na	25; 50; 100; 200

A coleta dos resultados foi feita a cada 1 minuto e para a construção das curvas de escoamento os modelos de *Power-Law* e *Herschel-Bulckley* foram ajustados.

3.3.2 Tixotropia

A verificação da dependência da viscosidade aparente das suspensões com o tempo foi feita em dois testes: decréscimo da viscosidade em função do tempo para taxas de deformação diferentes e constantes, e histerese das curvas de escoamento.

O primeiro deles consistiu na aplicação de taxas de deformação constantes para verificação da relação viscosidade aparente *versus* tempo. O procedimento e as taxas empregadas foram os mesmos descritos na seção 3.3.1 e o tempo de cisalhamento para as suspensões 80/20 *na* e 60/40 *na* foi de 3 h, 4 h para a suspensão 60/40 *a* e 1,5 h para a suspensão 80/20 *a*.

O segundo teste fundamentou-se no fenômeno da histerese. As suspensões foram submetidas ao aumento seguido da diminuição da taxa de deformação: para a suspensão 60/40 *a* a taxa variou de 0,42 a 1,12 s⁻¹; para a suspensão 60/40 *na* o intervalo foi de 0,14 a 1,40 s⁻¹; para a suspensão 80/20 *a* foi de 1,4 a 56 s⁻¹; e para o sistema 80/20 *na* aplicaram-se as taxas de 19,8 a 198 s⁻¹. As taxas a que cada suspensão foi submetida foram definidas também em conformidade com a sensibilidade do torque do viscosímetro e o tempo de aplicação de cada uma delas foi de 1 minuto.

Como complemento, as áreas de histerese foram quantificadas utilizando o *software* Origin 8.0. Elas equivalem à diferença das áreas abaixo das curvas de tensão *versus* taxa, o que corresponde à integral definida dessas curvas, sendo os limites de integração os valores extremos das taxas de deformação. Para que esses resultados pudessem ser comparados, propôs-se adimensionalizá-los através da razão entre as áreas de histerese e da curva de aumento da tensão em função do aumento da taxa de deformação.

3.4 Sedimentação das suspensões

Essa seção representa as metodologias realizadas nos ensaios de sedimentação.

3.4.1 Monitoramento do perfil de concentração de sólidos em função do tempo e da posição

O monitoramento da concentração de sólidos ao longo do tempo para diversas posições do recipiente de teste possibilitou verificar a influência do adensante carbonato e da razão óleo/água no perfil de sedimentação das suspensões.

Inicialmente as amostras foram homogeneizadas em um agitador de hélice, modelo RW 20D2Mn da Ika Labortech, por 1 hora, e 500 mL foram vertidos nos recipientes de teste (tubos cilíndricos de vidro de 60 mm de diâmetro externo, 5 mm de espessura e 500 mm de comprimento). Em seguida, foram agitadas manualmente com um agitador axial perfurado de geometria cilíndrica, desenvolvido por Ruiz (2000), durante 2 minutos para completa homogeneização da concentração de sólidos da suspensão. Por fim, os tubos foram posicionados na unidade de aplicação de radioisótopos e submetidos à radiação gama.

Foram feitas 10 contagens de 20 s cada nas posições 0,5; 1; 2; 3; 4; 5; 9; 13; 17; 19, 21; 22 cm em relação a base do recipiente de teste (acrescentam-se as posições 22,5 cm para as suspensões 60/40 na e 80/20 a; e a posição 23 cm para a suspensão 60/40 a); os monitoramentos foram feitos três vezes por semana durante 90 dias, os resultados experimentais foram plotados em gráficos 2D e 3D utilizando o *software* Origin 8.0.

3.4.2 Unidade de aplicação de radioisótopos

Os monitoramentos da sedimentação e da pressão nos sólidos utilizaram a Técnica de Atenuação de Raios Gama, γ , (TARG). De forma sucinta, esse procedimento fundamenta-se na relação entre a diferença de energia de um feixe de raios gama, antes e após atravessar a suspensão em estudo, e a concentração de sólidos da suspensão. Além disso, como ressalta Damasceno (1992), por ser uma medida não-destrutiva, os sistemas analisados não sofrem interferências externas, o que os confere fundamental estabilidade.

A unidade experimental de aplicação de radioisótopos emprega o Amerício-241 (Am^{241}) como fonte emissora de raios gama e é devidamente certificada pela CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear). De acordo com Moreira (2014), a fabricante Amersham, atualmente GE Healthcare, informou que o radioisótopo adquirido possuía atividade de 100 mCi em 22 de setembro de 1995.

Dentre as razões para o uso do Amerício-241 destacam-se seu longo tempo de meia vida, 432,2 anos, o que não exige correção na contagem dos pulsos devido ao seu decaimento radioativo; e sua intensidade de radiação gama, em torno de 59,54 KeV, que apesar de ser classificada como baixa é suficiente para o monitoramento de diversos tipos de suspensões particuladas e requer menores espessuras de chumbo para uma eficiente blindagem (MARUMO, 2006).

A unidade de ensaio experimental era constituída pela fonte de Am^{241} , pelo sistema de detecção de radiação e por um suporte para encaixe do tudo de teste. Esses itens estavam sobre uma plataforma elevatória automatizada que permitiu o monitoramento dos fluidos ao longo do comprimento do tubo.

A fonte de radiação encontrava-se dentro de um bloco de chumbo de dimensões externas de 10,0 cm x 9,9 cm e 7,0 cm que continha uma abertura de 5 mm de diâmetro na sua parte frontal. O orifício colimava os raios gama em direção ao outro bloco de chumbo, devidamente alinhado com a fonte e localizado atrás do tubo de vidro, que também possuía a mesma especificação de abertura e que continha o módulo primário do sistema de detecção: cristal cintilador, válvula fotomultiplicadora e pré-amplificador. A Figura 3.3 mostra com detalhes a disposição da estrutura de detecção de raios gama.

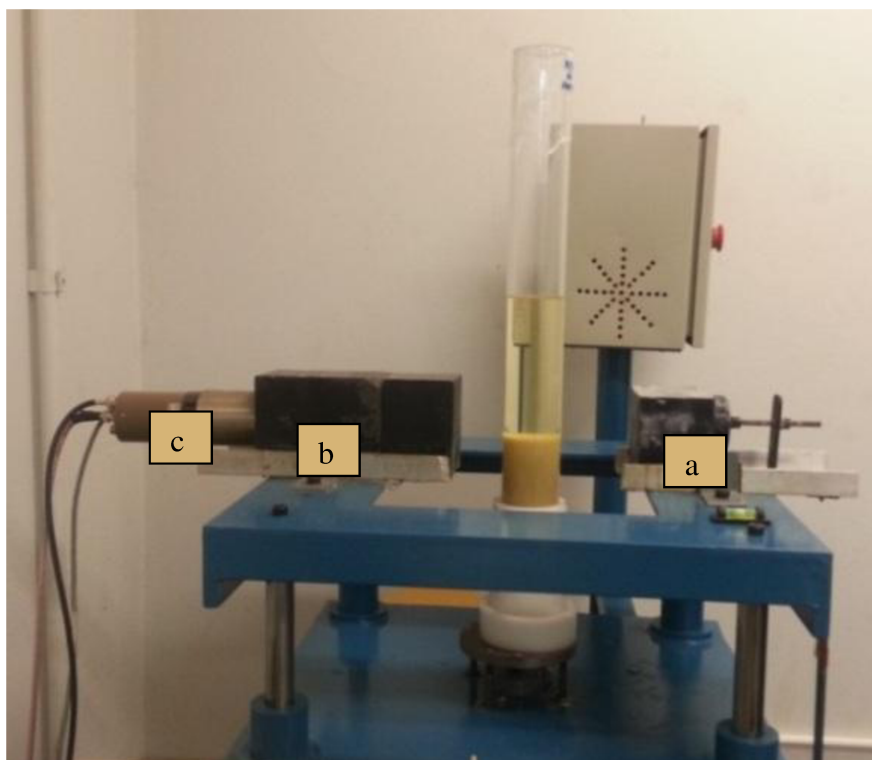


Figura 3.3 – Vista lateral do sistema de detecção de raios gama, sendo *a* o bloco de chumbo contendo o Am^{241} , *b* o cristal cintilador e *c* a válvula fotomultiplicadora.

O aparato experimental e os dispositivos que o integra podem ser visualizados na Figura 3.4. Eles foram adquiridos da fabricante Ametek-Ortec e consistem em: módulo

cintilador, válvula fotomultiplicadora, pré-amplificador, amplificador, fonte de alta tensão, analisador de canais, contador de pulsos, placa de aquisição dos dados e computador.

A descrição dos aparelhos e da sequência em que ocorre a interação da radiação com o meio pesquisado são apresentados em seguida.

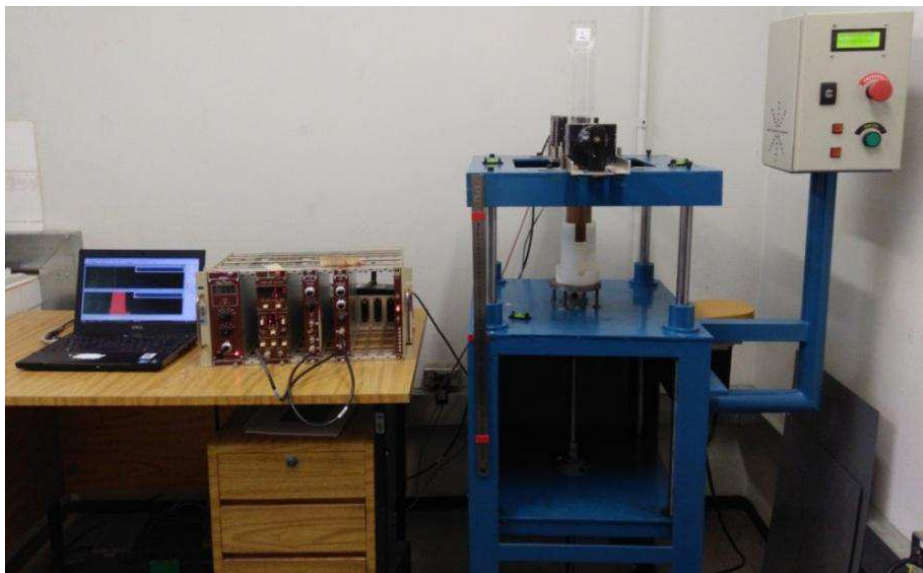


Figura 3.4 – Vista frontal do aparato experimental. Laboratório de Aplicação de Radioisótopos.

- Fonte de alta tensão (ORTEC modelo 556): fornece tensão estabilizada para o adequado funcionamento da válvula fotomultiplicadora, para esse estudo foi utilizada a tensão de 900 v;
- Módulo cintilador (modelo 905-3): constituído por cristais de iodeto de sódio, NaI, ativados por tálio. A radiação gama emitida pelo radioisótopo ao incidir sobre o NaI excita seus elétrons externos para um nível superior de energia, os quais ao retornarem para seu estado inicial de estabilidade emitem energia eletromagnética na região do visível. A energia emitida pelo cristal é proporcional à intensidade da radiação que chega ao detector;
- Válvula fotomultiplicadora: formada pelo acoplamento dos cristais e é composta por um cátodo fotoelétrico que transcodifica os fótons de luz emitidos pelo cintilador em sinais eletrônicos. Esses sinais também são proporcionais à energia emitida pela radiação;
- Pré – amplificador (ORTEC modelo 276): ajusta a impedância do sistema para que os pulsos provenientes da válvula fotomultiplicadora sejam transmitidos até o amplificador. A transmissão é feita por meio de cabo coaxial;

- Amplificador (ORTEC modelo 575A): aumenta a largura e a amplitude dos pulsos proporcionalmente às energias que incidem no sistema de detecção por cintilação;
- Analisador de canais (SCA, *Single Channel Analyser*) ou discriminador de voltagens (ORTEC modelo 550A): estabelece uma janela de energia a ser enviada ao contador de pulsos, pois seleciona pulsos que possuem uma determinada faixa de amplitude, a qual está associada ao intervalo de maior energia de emissão do radioisótopo;
- Contador de pulsos (ORTEC modelo 071): quantifica os pulsos elétricos selecionados pelo contador de canais para um determinado tempo de contagem;
- Placa de aquisição dos dados: transporta os valores numéricos de contagens de pulsos;
- Computador: recebe, armazena e quantifica os dados provenientes da placa de aquisição de dados utilizando o *software* Maestro 3.1.

A Figura 3.5 mostra esquematicamente a sequência de operação do sistema de detecção de radiação.

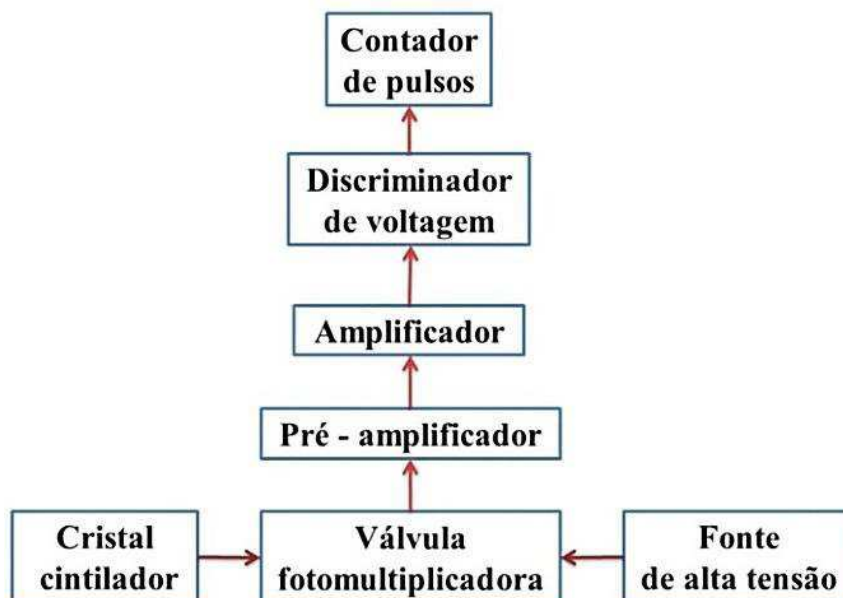


Figura 3.5 - Sequência de operação do sistema detecção de radiação.

3.4.3 Determinação do parâmetro beta

Conforme exposto previamente, o parâmetro beta, β , da equação de Lambert, Equação (2.9), e Lambert modificada é uma função linear da atenuação dos feixes de raios gama em relação à concentração volumétrica de sólidos.

Em geral, esse parâmetro é determinado pela regressão linear a partir das atenuações dos raios gama incidentes em soluções preparadas com concentrações de sólido conhecidas. Entretanto, para suspensões já formuladas é necessário o desenvolvimento de um método alternativo. Fagundes (2015) manuseou um fluido de perfuração já formulado e disponibilizado pela Petrobras e propôs e comprovou a eficácia de uma estratégia para o cálculo de β , a qual também foi utilizada nesse trabalho.

Como a função em estudo é linear, dois pontos são suficientes para sua descrição. O primeiro ponto é determinado pela atenuação dos raios incidentes na região de líquido clarificado, na qual, segundo Kynch (1952), a concentração de sólidos é aproximadamente nula; é importante que esse ponto seja obtido após considerável tempo de sedimentação, quando o valor da atenuação obtida tornar-se o mais estável possível, garantindo assim, que a consideração de ausência de sólidos seja aceitável.

O segundo ponto é obtido pela atenuação dos raios gama nos primeiros instantes depois da homogeneização das suspensões e em uma posição aleatória ao longo do tubo. Essa hipótese é válida, pois se assume que logo após a suspensão ser vertida e homogeneizada, a concentração de sólidos ao longo do recipiente é a mesma e corresponde a concentração volumétrica inicial de sólidos determinada pelo teste de retorta.

Assim sendo, de posse de ambos os pontos constituídos pelos pares de concentração de sólido e contagem de pulsos corrigida e com base na Equação (2.22) foi possível plotar os gráficos de $\ln(R_0/R)$ em função da concentração volumétrica de sólidos, ε_s , nos quais o coeficiente angular da reta obtida correspondeu ao parâmetro β .

3.4.4 Estimativa da velocidade de sedimentação das suspensões

A velocidade de sedimentação dos sólidos constituintes das suspensões foi obtida experimentalmente e maneira similar a Fagundes (2015) e Moreira (2014). Considera-se que

ela corresponde à inclinação da reta linear do gráfico de equi-concentração, posição *versus* tempo, para a interface descendente obtida nos ensaios de sedimentação em batelada.

Além disso, a velocidade foi determinada na região de sedimentação livre e supondo não haver efeito de parede, que a sedimentação é um fenômeno unidimensional na direção z , que as fases da mistura são incompressíveis e que seu valor corresponde à média dos valores de velocidade obtidos pelo monitoramento da interface descendente ao longo do experimento, ou seja, que a velocidade de sedimentação é constante e função da concentração volumétrica de sólidos.

3.4.5 Determinação da equação constitutiva para pressão nos sólidos

A determinação da equação constitutiva para pressão nos sólidos possibilita avaliar a compressibilidade dos sólidos constituintes das suspensões e solucionar o sistema de equações diferenciais que modelam a fluidodinâmica em meios porosos (FAGUNDES, 2015; MASSARANI, 2002).

Para isso, as colunas de sedimentos formadas na base dos recipientes de teste, durante os 90 dias de monitoramento, também foram analisadas pela técnica de atenuação de raios gama para determinação da concentração de sólidos.

O procedimento consistiu em efetuar 10 contagens de 20 s cada em posições espaçadas de 1 cm em 1 cm a partir do topo das estruturas de sedimentos e fundamentou-se na equação do movimento para o componente sólido.

As simplificações feitas na equação do movimento foram baseadas nas considerações feitas por Damasceno (1992) ao propor a metodologia para determinação da pressão nos sólidos em seu trabalho. São elas:

- a Lei de Darcy corresponde à força resistiva;
- a tensão nos sólidos é função exclusiva da porosidade local;
- os termos inerciais da equação do movimento para o constituinte sólido podem ser desprezados.

Assim sendo, as equações da continuidade para o sólido e para o fluido podem ser dadas pelas Equações (3.6) e (3.7), respectivamente; e a equação do movimento para o sólido pela Equação (3.8), nas formas:

$$\frac{d\varepsilon_s v_s}{dz} = 0, \quad \varepsilon_s v_s = q_s \quad (3.6)$$

$$\frac{d\varepsilon_f v_f}{dz} = 0, \quad \varepsilon_f v_f = q_f \quad (3.7)$$

$$\frac{dP_s(\varepsilon_s)}{dz} = \frac{\mu \varepsilon_f}{k(\varepsilon_s)} (v_f - v_s) + (\rho_s - \rho_f) \varepsilon_s g \quad (3.8)$$

sendo: v_s e v_f as velocidades de sedimentação do sólido e do fluido, respectivamente; ε_f a porosidade do meio; q_s e q_f as velocidades superficiais de sedimentação do sólido e do fluido, respectivamente; k a permeabilidade do meio poroso; P_s a pressão nos sólidos e g a aceleração gravitacional.

Substituindo as Equações (3.6) e (3.7) na Equação (3.8), tem-se a Equação (3.9):

$$\frac{dP_s(\varepsilon_s)}{dz} = \frac{\mu \varepsilon_f}{K(\varepsilon_s)} \left(\frac{q_f}{\varepsilon_f} - \frac{q_s}{\varepsilon_s} \right) + (\rho_s - \rho_f) \varepsilon_s g \quad (3.9)$$

para μ representando a viscosidade do fluido.

Idealizando que o meio poroso após a totalidade do tempo de monitoramento seja estático, q_s e q_f são, então, nulos e a Equação (3.9) pode ser reescrita como a Equação (3.10):

$$P_s = (\rho_s - \rho_f) g \int_0^L \varepsilon_s(z) dz \quad (3.10)$$

para L correspondendo a altura da coluna de sedimento.

Assim sendo, primeiramente determinou-se a relação do modelo de Arouca (2003), Equação (3.11), com os resultados de ε_s *versus* posição.

$$\varepsilon_s = \frac{\varepsilon_{sm} + az}{1 + bz} \quad (3.11)$$

onde ε_{sm} , a e b são os parâmetros do modelo, e z a altura em relação à base do recipiente de teste.

Com a obtenção da função $\varepsilon_s(z)$, calculou-se a pressão nos sólidos pela Equação (3.10), sendo a posição $z = 0$ cm correspondente à interface sedimento-líquido clarificado.

Os resultados de $P(\varepsilon_s)$ relativos às suspensões de ROA 80/20 foram ajustados pelo modelo de Arouca (2007), Equação (2.33), e para os resultados das suspensões de ROA 60/40 foram propostos modelos que descrevessem satisfatoriamente a relação $P(\varepsilon_s)$. Para isso, utilizou-se o *software* TableCurve 2D e os critérios de ajuste foram baseados no número de parâmetros, no coeficiente de determinação e na aleatoriedade dos resíduos.

3.4.6 Estimativa da permeabilidade do meio poroso

A estimativa da permeabilidade do meio poroso viabiliza o conhecimento da dimensão dessa propriedade que, assim como a pressão nos sólidos, está envolvida na modelagem dos processos fluidodinâmicos, principalmente de filtração com formação de reboco para as condições de estática operacional (MOREIRA, 2014).

A permeabilidade do meio poroso pôde ser estimada também pela equação do movimento para o constituinte sólido, na forma apresentada pela Equação (3.12), e respaldou-se nos trabalhos de d'Ávila (1978) e, Scheid e Massarani (2002) apud Moreira (2014):

$$\rho_s \varepsilon_s \left(\frac{\partial v_s}{\partial t} + v_s \frac{\partial v_s}{\partial z} \right) = - \frac{dP_s}{dz} + \frac{\mu v_s}{k(\varepsilon_s)} + (\rho_s - \rho_f) \varepsilon_s g \quad (3.12)$$

Adotou-se as mesmas considerações feitas no cálculo da velocidade de sedimentação e que a força resistiva m pode ser determinada pela equação de Darcy. Dessa forma, a Equação (3.12) simplificada corresponde a Equação (3.13):

$$k(\varepsilon_s) = \frac{\mu_0 v_s}{(\rho_s - \rho_f) \varepsilon_s g} \quad (3.13)$$

Fagundes (2015) sugere em seu trabalho que μ_0 possa corresponder à viscosidade zero do modelo reológico de Ellis. Por isso, neste estudo, esse parâmetro foi estimado pelo ajuste do modelo de Ellis aos resultados experimentais de viscosidade aparente *versus* tensão de cisalhamento, adequado para baixas taxas de deformação.

Segundo Chhabra e Richardson (2008), fluidos não-newtonianos submetidos a baixas taxas de deformação comportam-se como newtoniano, o que valida a estimativa de μ_0 e está ilustrado na Figura 2.4, pois a taxa de deformação que as partículas exerciam nas suspensões era consideravelmente pequena, já que os sistemas estavam em repouso por 90 dias, período suficiente para alcance da estabilidade fluidodinâmica.

Assim sendo, embora as suspensões em estudo sejam não-newtonianas, as taxas de deformação ocasionadas pela sedimentação das partículas foram baixas o suficiente para que as suspensões comportassem como fluidos newtonianos.

O Capítulo 3 descreveu as amostras, os equipamentos e as metodologias experimentais utilizadas nessa dissertação.

4. RESULTADOS

Esse capítulo destina-se a apresentar e interpretar os resultados obtidos na realização dos testes experimentais.

4.1 Caracterização dos fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração foram caracterizados quanto à massa específica, aos teores de água, fase orgânica e sólidos, e à massa específica dos sólidos.

4.1.1 Massa específica das suspensões

Conforme descrito na seção 3.2.1, os valores de massa específica dos fluidos de perfuração foram obtidos pela a técnica de picnometria e estão representados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Massa específica das suspensões.

Suspensão	Massa específica [g/cm ³]
60/40 <i>a</i>	1,408 ± 0,001
60/40 <i>na</i>	1,057 ± 0,003
80/20 <i>a</i>	1,290 ± 0,001
80/20 <i>na</i>	0,944 ± 0,001

De acordo com o Manual de Fluidos da Petrobras (2011), por meio da pressão hidrostática a massa específica do fluido de perfuração é uma propriedade que garante a estabilidade das paredes do poço e a contenção dos fluidos presentes no interior das formações rochosas. Machado (2002) complementa que os valores de massa específica estão limitados pela pressão de poros (limite mínimo) e pela pressão de fratura (limite máximo) da formação perfurada. Dessa forma, é um importante parâmetro de caracterização e segurança a ser monitorado.

Fluidos com a mesma razão óleo/água apresentaram massa específica maior quando adensados, o que indica que a presença do carbonato eleva a massa específica da suspensão. Já para a análise entre fluidos adensados e não adensados, atribuiu-se à razão óleo/água a diferença encontrada: quanto maior a quantidade de óleo, menor a massa específica. Portanto, associando ambas as justificativas, as lamas 60/40 *a* e 80/20 *na* foram as que apresentaram a maior e menor massa específica, respectivamente.

4.1.2 Teor de água, fase orgânica e sólidos das suspensões

Empregando a técnica de retorta e os cálculos mencionados na seção 3.2.2, os teores de água, fase orgânica e sólidos em base volumétrica e o teor de sólidos em base mássica são mostrados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Teores de fase orgânica, água e sólidos das suspensões.

Suspensão	Teor			
	Fase orgânica (v/v)	Água (v/v)	Sólidos (v/v)	Sólidos (m/m)
60/40 <i>a</i>	0,63 ± 0,02	0,37 ± 0,02	0,298 ± 0,004	0,528 ± 0,008
60/40 <i>na</i>	0,62 ± 0,01	0,38 ± 0,01	0,118 ± 0,004	0,239 ± 0,007
80/20 <i>a</i>	0,814 ± 0,007	0,186 ± 0,007	0,253 ± 0,002	0,495 ± 0,003
80/20 <i>na</i>	0,802 ± 0,009	0,198 ± 0,009	0,07 ± 0,01	0,16 ± 0,03

Os resultados de razão óleo/água estão em conformidade com os valores informados pelo CENPES no envio das amostras (ROA 60/40 e 80/20), o que evidencia a confiabilidade do método de retorta.

Diversos fatores influenciam a seleção da adequada razão óleo/água. O Manual de Fluidos da Petrobras (2011) elenca os custos, as condições de operação, os ajustes das propriedades e os riscos de contaminação, e embasa as justificativas em sequência.

Fluidos de baixa razão óleo/água têm menores custos de produção e propriedades mais facilmente ajustáveis, tornando-os mais atrativos para perfurações em cenários marítimos. Essas características ocorrem devido a uma parcela considerável do custo final de produção dos fluidos corresponder à base orgânica; e também, devido ao fato de serem mais viscosos, o controle de filtrado é facilitado, o que reduz a quantidade de modificadores reológicos e redutores de filtrado utilizados em sua formulação.

Por outro lado, elevadas razões óleo/água diminuem a propensão de contaminação dos fluidos e são mais indicadas para perfurações em cenários de altas temperatura e pressão. A fase orgânica reduz a coalescência das gotículas de água, o que aumenta a estabilidade da emulsão frente a contaminações e a energia cedida pelas formações do poço, já que elevadas

temperaturas aumentam a frequência e a intensidade de choques entre as gotículas dispersas na emulsão.

A Figura 4.1 apresenta o aspecto dos sólidos constituintes das suspensões e obtidos pela retorta.

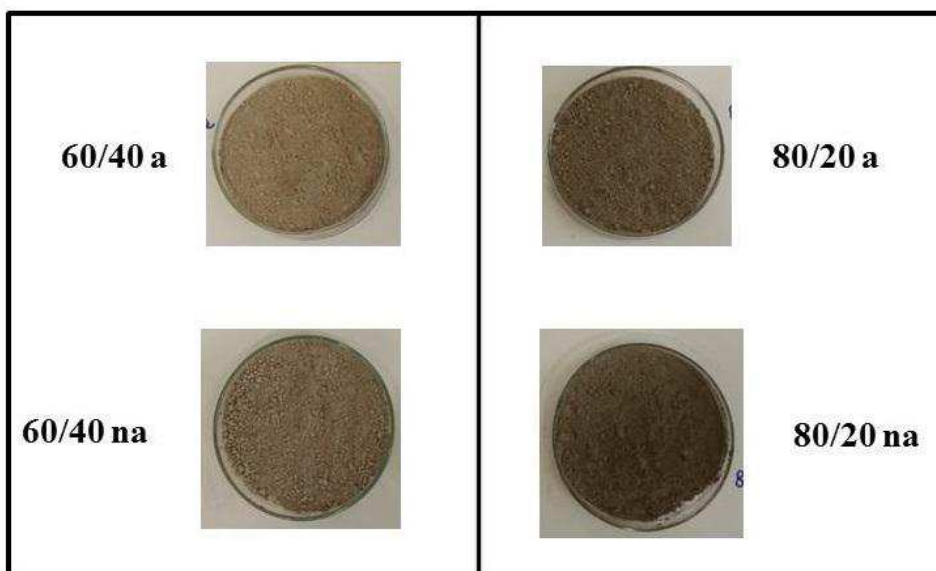


Figura 4.1 - Sólidos constituintes das suspensões após a retorta.

4.1.3 Massa específica dos sólidos

As massas específicas dos sólidos totais foram determinadas por meio de picnometria a gás hélio e são apresentadas na Tabela 4.3.

Como as suspensões adensadas e não adensadas diferenciavam-se apenas pela presença do carbonato de cálcio, os resultados indicaram que esse composto aumentou a massa específica dos sólidos totais.

Tabela 4.3 - Massa específica dos sólidos totais.

Sólido proveniente da suspensão	Massa específica [g/cm ³]
<i>60/40 a</i>	2,493 ± 0,002
<i>60/40 na</i>	2,137 ± 0,002
<i>80/20 a</i>	2,525 ± 0,002
<i>80/20 na</i>	2,225 ± 0,002

4.2 Reologia das suspensões

A análise dos parâmetros reológicos é importante para viabilizar o entendimento da dinâmica de sedimentação das partículas em suspensão. Nessa seção as curvas de escoamento e de tixotropia e os diagramas de viscosidade aparente serão apresentados e comentados.

4.2.1 Curvas de escoamento e diagramas de viscosidade

As curvas de escoamento e os diagramas de viscosidade comprovaram a pseudoplasticidade das suspensões, pois foram verificados o aumento da tensão de cisalhamento e o decréscimo da viscosidade aparente em função do aumento da taxa de deformação.

As Figuras 4.2 a 4.5 ilustram essas curvas para as suspensões 60/40 *a*, 60/40 *na*, 80/20 *a* e 80/20 *na*, respectivamente.

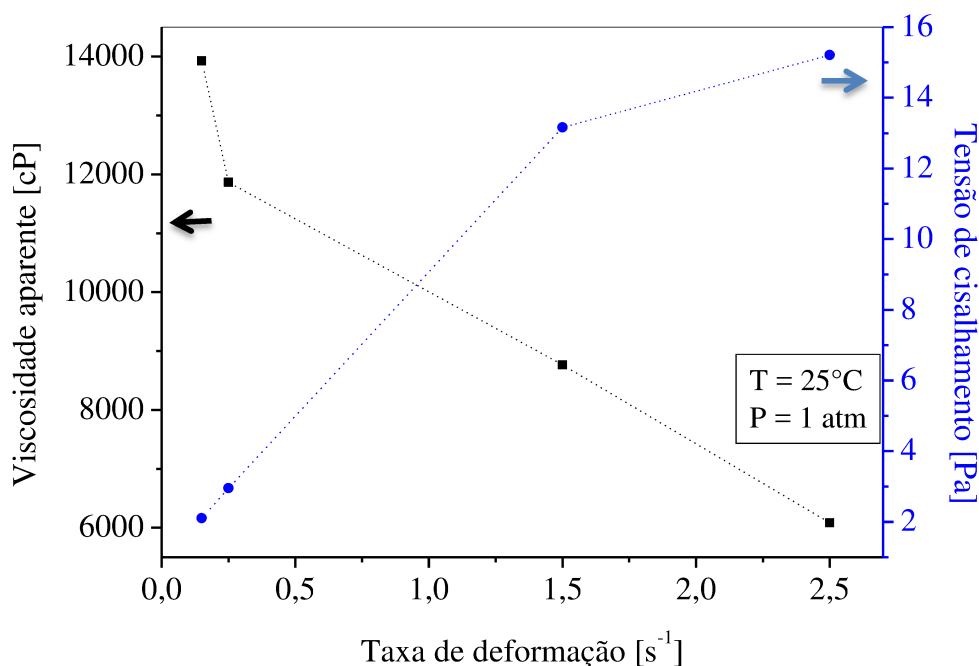


Figura 4.2 - Diagrama de viscosidade e curva de escoamento da suspensão 60/40 *a*.

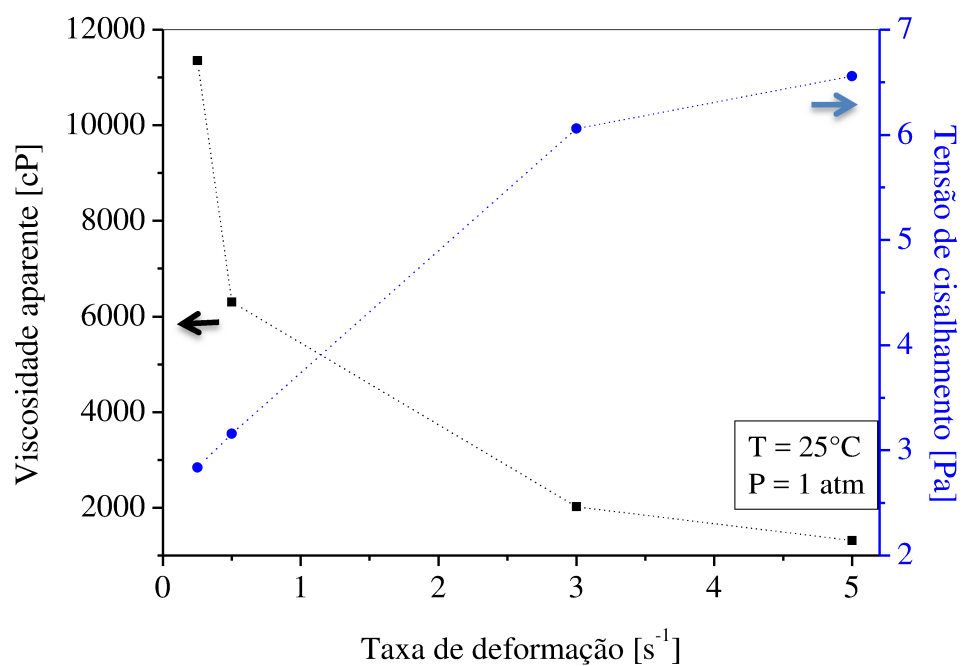


Figura 4.3 - Diagrama de viscosidade e curva de escoamento da suspensão 60/40 na.

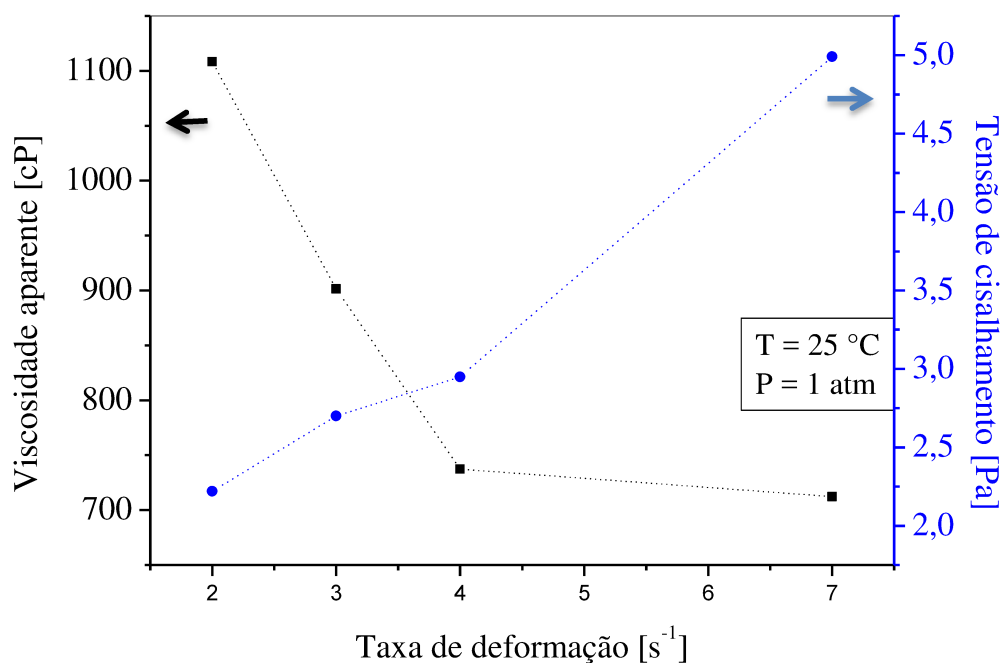


Figura 4.4 - Diagrama de viscosidade e curva de escoamento da suspensão 80/20 a.

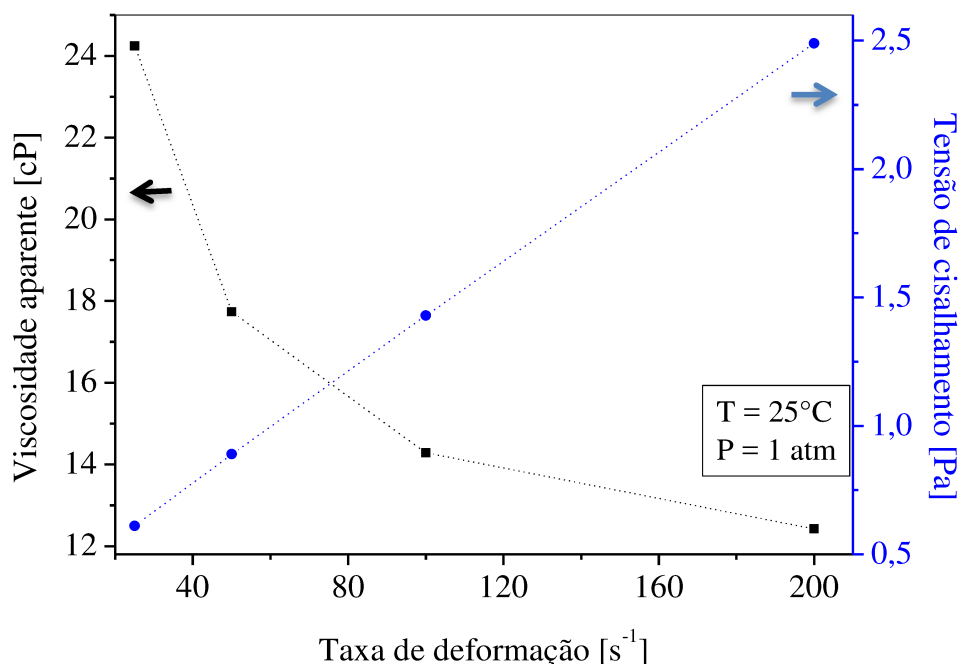


Figura 4.5 - Diagrama de viscosidade e curva de escoamento da suspensão 80/20 na.

Além da constatação da pseudoplasticidade, modelos reológicos de *Power-Law*, bastante usual e de abrangente faixa de taxa de deformação, e de *Herschel-Bulckley*, para verificação de tensão inicial de escoamento, foram ajustados aos resultados experimentais, avaliados quanto ao coeficiente de determinação e à aleatoriedade da distribuição dos resíduos, e estão apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Ajuste dos modelos reológicos aos resultados experimentais.

Suspensão	<i>Power-Law</i> (r^2)	<i>Herschel-Bulckley</i> (r^2)
60/40 a	0,971	0,971
60/40 na	0,985	0,985
80/20 a	0,963	0,978
80/20 na	0,996	0,999

Observou-se que os modelos de *Power-Law* e *Herschel-Bulckley* apresentaram similares ajustes para as suspensões de ROA 60/40, o que é um indicativo de baixa resistência inicial ao escoamento desses sistemas e por isso optou-se pelo ajuste do modelo de *Power-Law*, que também possui menor número de parâmetros.

A Tabela 4.5 apresenta o modelo mais adequado para cada suspensão e os valores de seus parâmetros.

Tabela 4.5 - Parâmetros reológicos dos modelos mais ajustáveis a cada suspensão.

Suspensão	Modelo	τ_0	m	n
60/40 <i>a</i>	<i>Power-Law</i>	---	8,906	0,647
60/40 <i>na</i>	<i>Power-Law</i>	---	4,154	0,300
80/20 <i>a</i>	<i>Herschel-Bulckley</i>	0,961	0,563	0,999
80/20 <i>na</i>	<i>Herschel-Bulckley</i>	0,232	0,025	0,841

As curvas de escoamento dos modelos reológicos ajustados aos resultados experimentais de cada suspensão foram adicionalmente plotadas como pode ser visualizado nas Figuras 4.6 a 4.9.

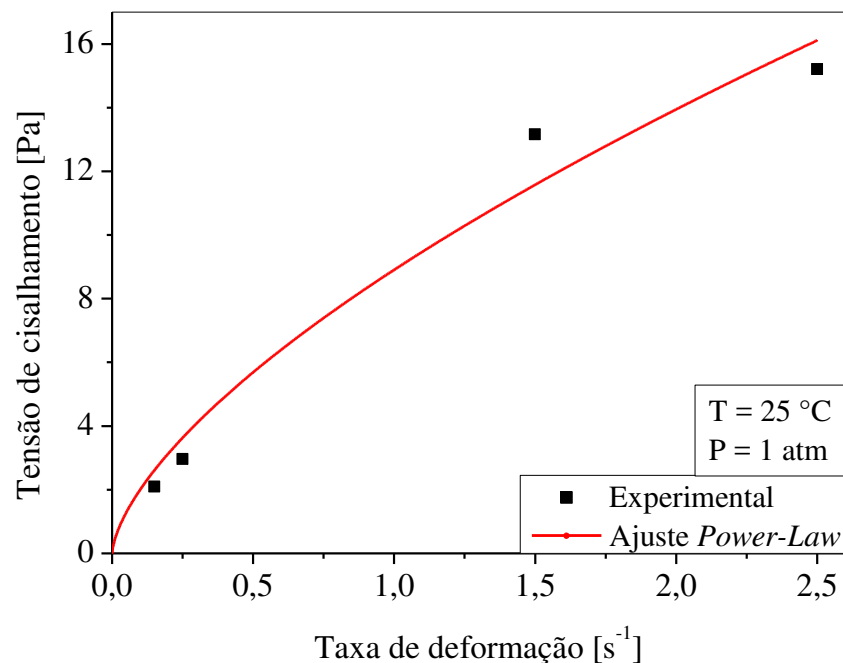


Figura 4.6 - Ajuste do modelo de *Power-Law* à suspensão 60/40 *a*.

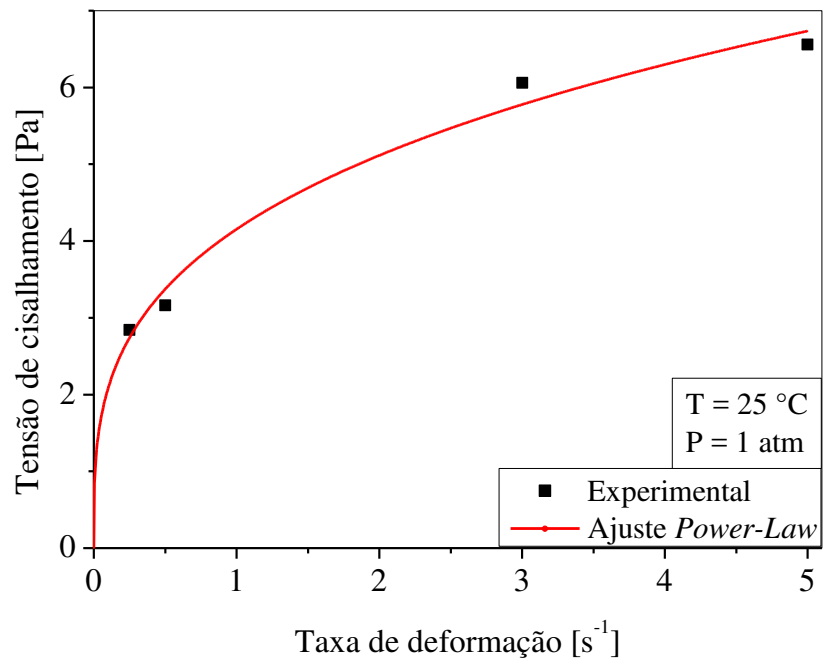


Figura 4.7 - Ajuste do modelo de *Power-Law* à suspensão 60/40 na.

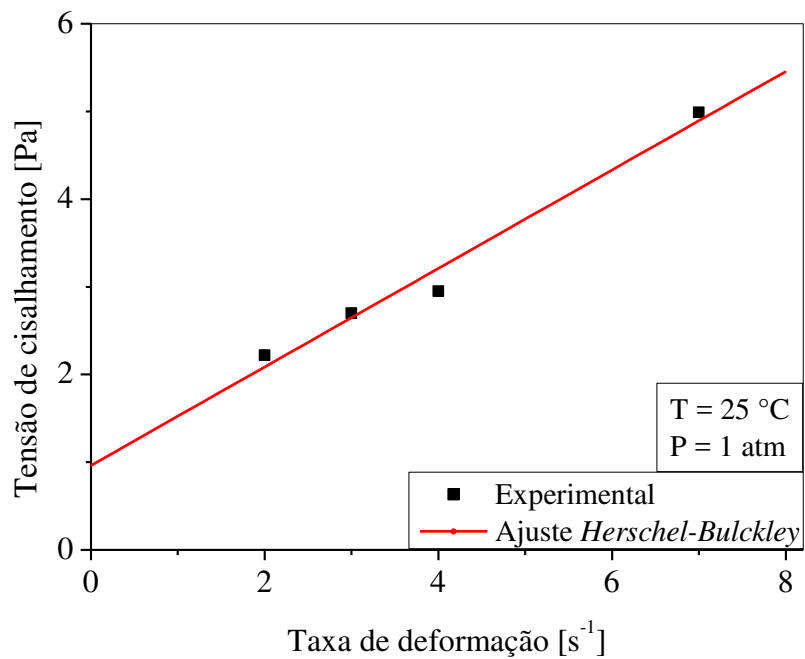


Figura 4.8 - Ajuste do modelo de *Herschel-Bulckley* à suspensão 80/20 a.

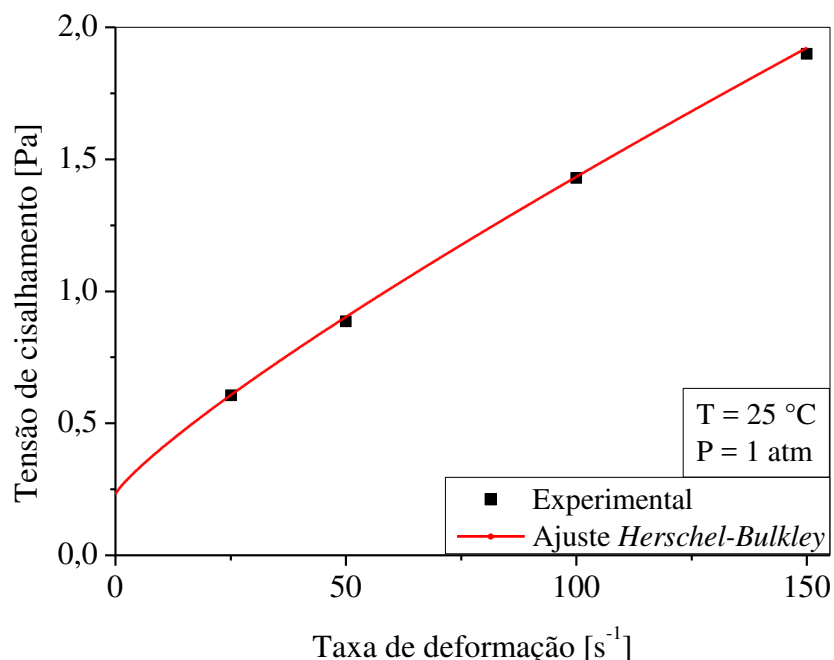


Figura 4.9 - Ajuste do modelo de *Herschel-Bulkley* à suspensão 80/20 na.

4.2.2 Tixotropia

A dependência da viscosidade aparente das suspensões com o tempo de aplicação da taxa de deformação foi outro parâmetro avaliado nas análises reológicas.

Observou-se o decréscimo da viscosidade aparente das suspensões com o tempo de aplicação de uma mesma taxa de deformação até variações cada vez menores e nulas, estado em que o número de ligações intermoleculares a serem rompidas também reduziu, caracterizando um típico comportamento de suspensões tixotrópicas, conforme descrevem Chhabra e Richardson (2008).

Como complemento, Machado (2002) afirma que fluidos pseudoplásticos sob influência de taxas de cisalhamento apresentam redução na viscosidade aparente devido à orientação ou alinhamento das partículas e moléculas na direção do fluxo.

As Figuras 4.10 a 4.13 representam as curvas de viscosidade aparente em função do tempo para diferentes taxas de deformação para as suspensões 60/40 a, 60/40 na, 80/20 a, e 80/20 na, respectivamente.

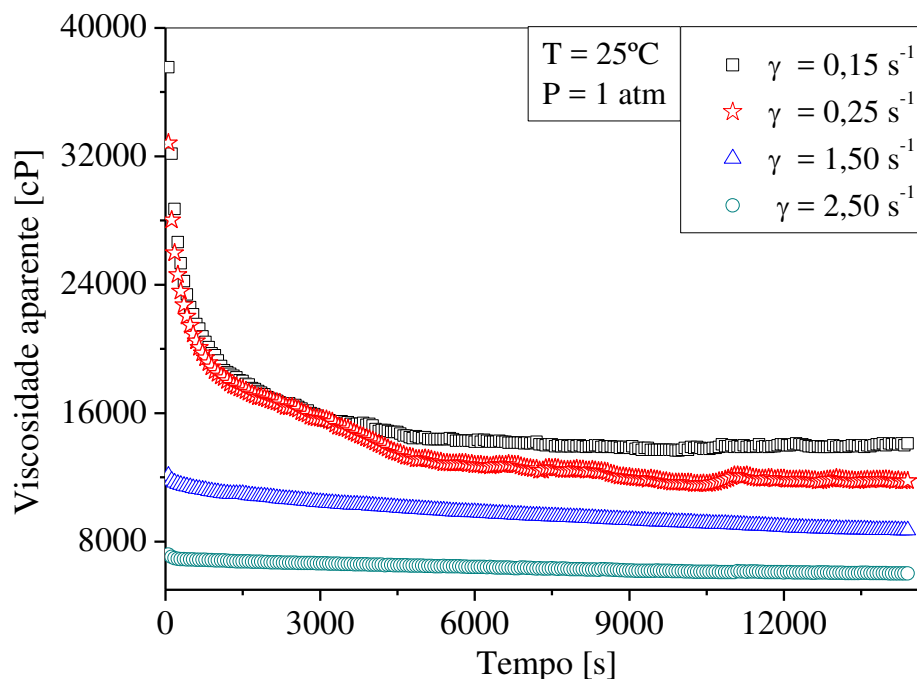


Figura 4.10 - Viscosidade aparente em função do tempo para a suspensão 60/40 a.

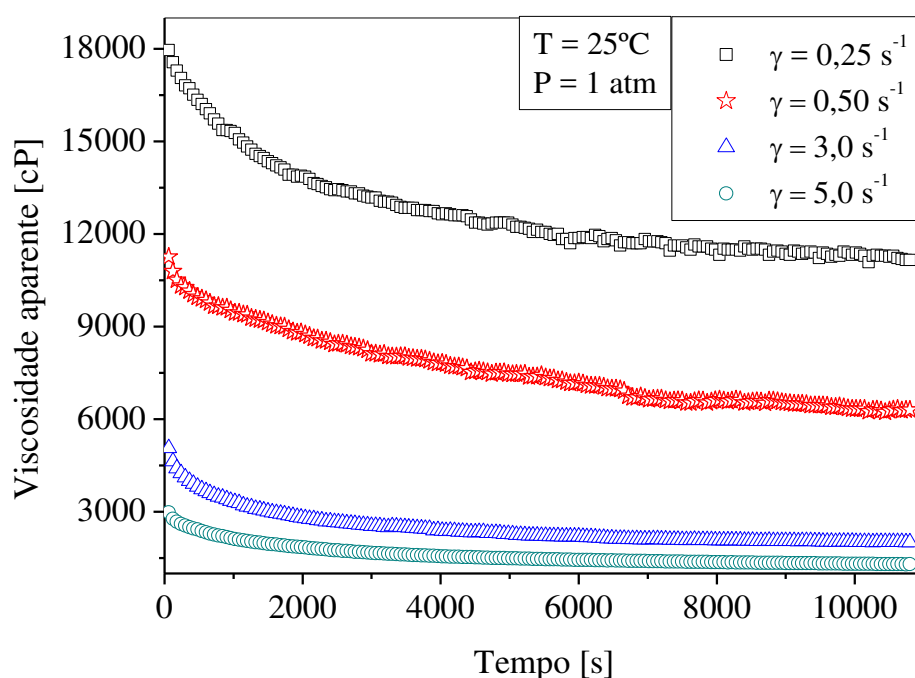


Figura 4.11 - Viscosidade aparente em função do tempo para a suspensão 60/40 na.

Além da redução da viscosidade com o tempo, outros resultados foram verificados. Para cada suspensão, quanto maior o valor da taxa de deformação, menor o valor de estabilidade da viscosidade aparente e mais rapidamente esse estado foi alcançado, o que está

de acordo com o analisado por Fagundes (2015) que estudou o comportamento reológico de fluido de perfuração Br-Mul.

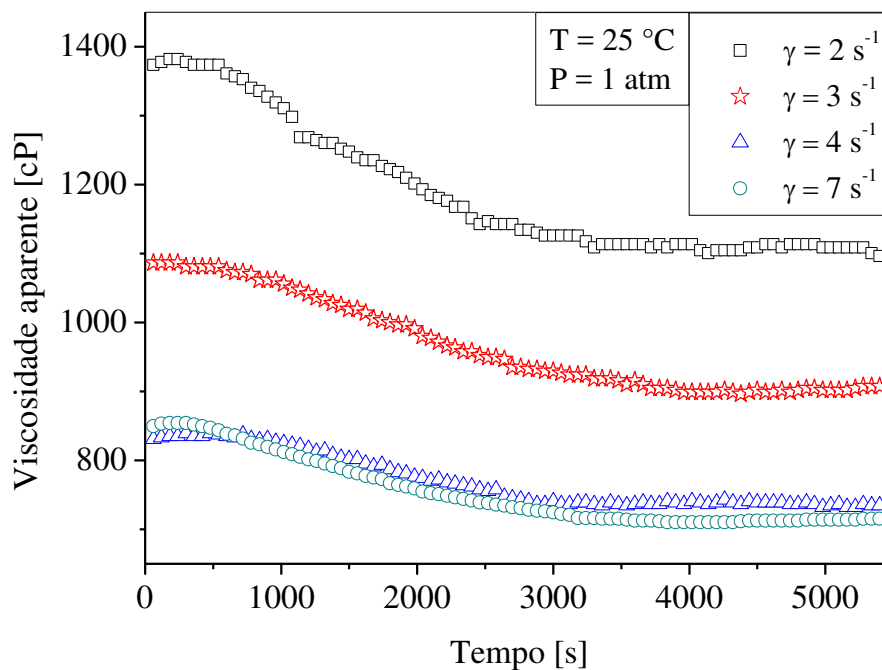


Figura 4.12 - Viscosidade aparente em função do tempo para a suspensão 80/20 a.

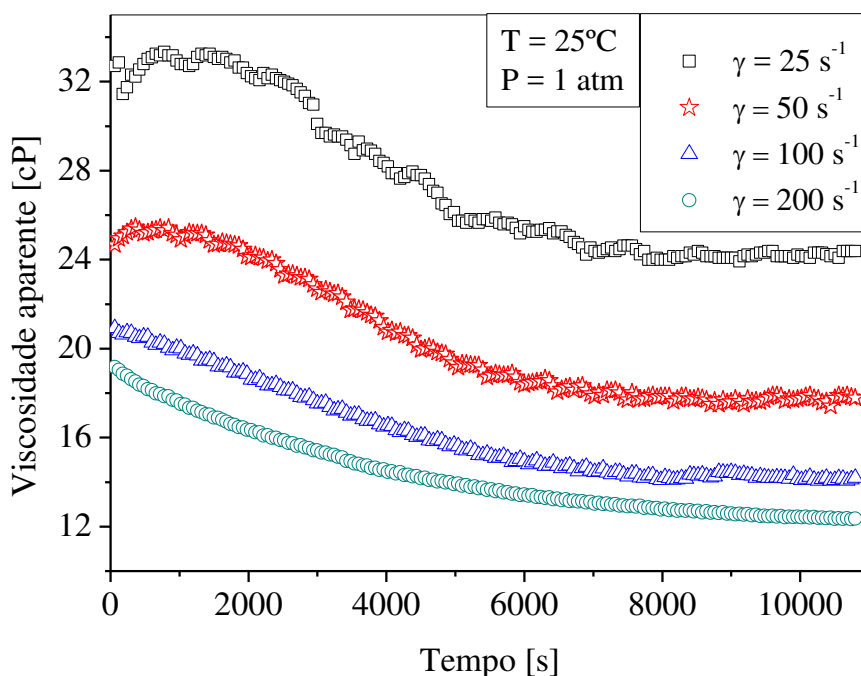


Figura 4.13 - Viscosidade aparente em função do tempo para a suspensão 80/20 na.

A formação e o rompimento da estrutura gel nas suspensões de ROA 80/20 foi outro efeito constatado no comportamento reológico dos fluidos. De acordo com Machado

(2002), as partículas constituintes das suspensões apresentam além do potencial de orientação uma interação entre elas em função do tempo, por isso em suspensões em repouso ou sob baixas taxas de deformação forma-se uma estrutura tridimensional, denominada gel, suportada por fracas ligações atrativas que elevam a viscosidade aparente e que devem ser rompidas para que o escoamento ocorra, estado chamado sol.

As condições sob as quais foram feitos os testes reológicos possibilitaram inferir que o rearranjo estrutural das suspensões de ROA 80/20 ocorreu mais rapidamente que o das suspensões de ROA 60/40, pois foram verificados picos de viscosidade aparente apenas em seus diagramas de viscosidade. Sob baixas taxas de cisalhamento, observou-se o aumento da viscosidade aparente nos instantes iniciais do escoamento, indicando que a estrutura gel rearranjada durante o repouso, 5 minutos, ofereceu resistência ao escoamento. Entretanto, após ser rompida e combinada com o efeito de orientação entre as partículas, houve decréscimo da viscosidade, indicando que o estado sol foi atingido.

Outra observação que contempla a presença da força gel, força resistiva do estado gel, nas suspensões de ROA 80/20 pode ser vista na Figura 4.14.

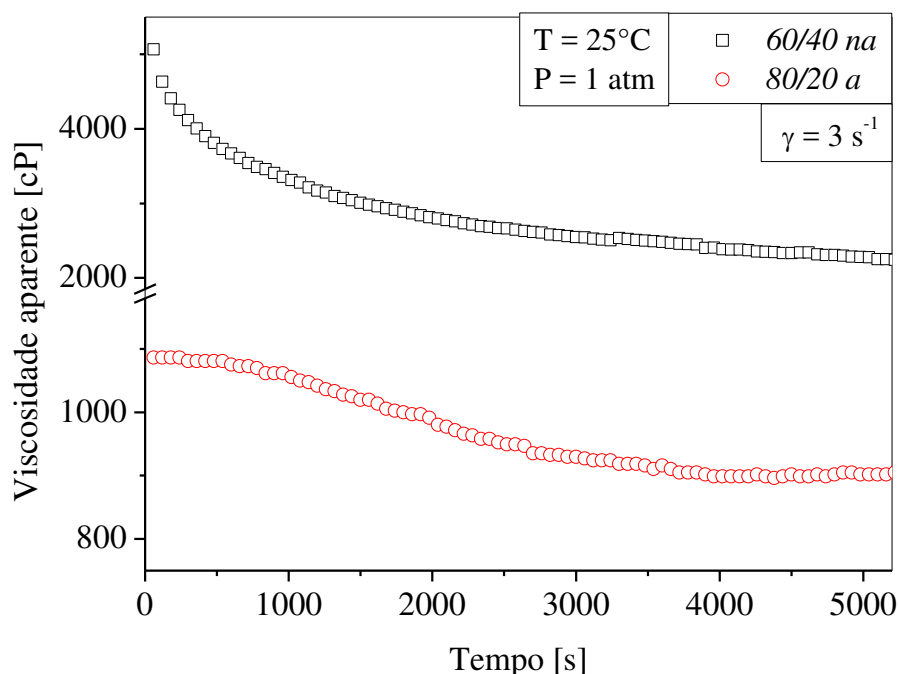


Figura 4.14 - Diagrama de viscosidade aparente para as suspensões 60/40 na e 80/20 a para $\gamma = 3 \text{ s}^{-1}$.

Para o mesmo intervalo de tempo e taxa de deformação, ainda que a viscosidade aparente da suspensão *60/40 na* seja superior à viscosidade aparente da suspensão *80/20 a*, o pico de viscosidade no início do escoamento foi verificado apenas para a suspensão *80/20 a*. Além disso, de um modo geral as suspensões *80/20* foram submetidas a taxas de deformação superiores às taxas aplicadas às suspensões *60/40* e mesmo nessa condição apresentaram pico de viscosidade inicial.

O ajuste dos modelos reológicos aos resultados experimentais também foi ao encontro da presença de estruturas gelificadas, visto que o modelo de *Herschel-Bulckley*, que considera a presença de tensão inicial de escoamento, foi o que melhor se ajustou as suspensões de ROA *80/20*, ao passo que para as suspensões de ROA *60/40* foi o modelo de *Power-Law* que mais se adequou.

A estabilidade reológica das suspensões quanto ao teor de sólidos foi mais um fator investigado e pode visualizado na Figura 4.15.

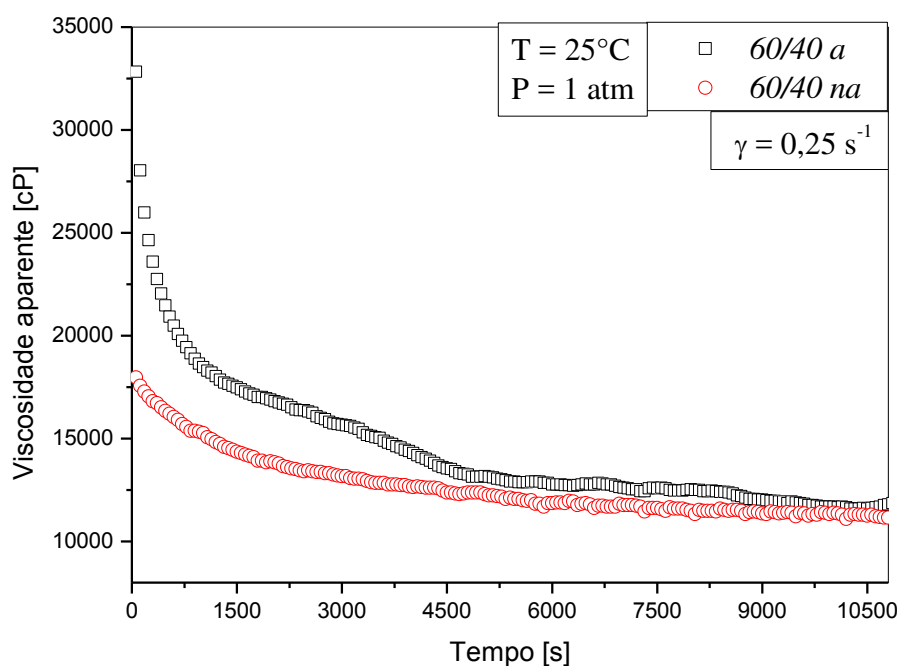


Figura 4.15 - Diagrama de viscosidade aparente para as suspensões *60/40 a* e *60/40 na* para $\gamma = 0,25 \text{ s}^{-1}$.

Para suspensões de mesma razão óleo/água, *60/40*, sob a mesma taxa de deformação aplicada durante o mesmo intervalo de tempo, quanto maior o teor de sólidos maior o efeito tixotrópico, pois o tempo para que a viscosidade aparente da suspensão adensada atingisse o

estado estacionário foi superior ao tempo observado para a suspensão não-adensada alcançar a condição de estabilidade. Essa observação está de acordo com o encontrado por Mello (2008) em seu trabalho, já que a além da orientação molecular do fluido é necessário que as interações interpartículas também sejam organizadas.

4.2.3 Histerese

A análise de histerese ratificou a dependência reológica das suspensões com o tempo de aplicação de diferentes taxas de deformação e está representada nas Figuras 4.16 a 4.19. As barras verticais correspondem aos desvios padrão.

Como a variação da tensão de cisalhamento em função do acréscimo, trecho I, seguido do decréscimo, trecho II, da taxa de deformação mostrou que o aumento da tensão cisalhante no trecho I foi superior à redução observada no trecho II, confirmou-se a característica tixotrópica das suspensões, pois a não sobreposição das curvas de fluxo I e II é um indicativo da magnitude da tixotropia.

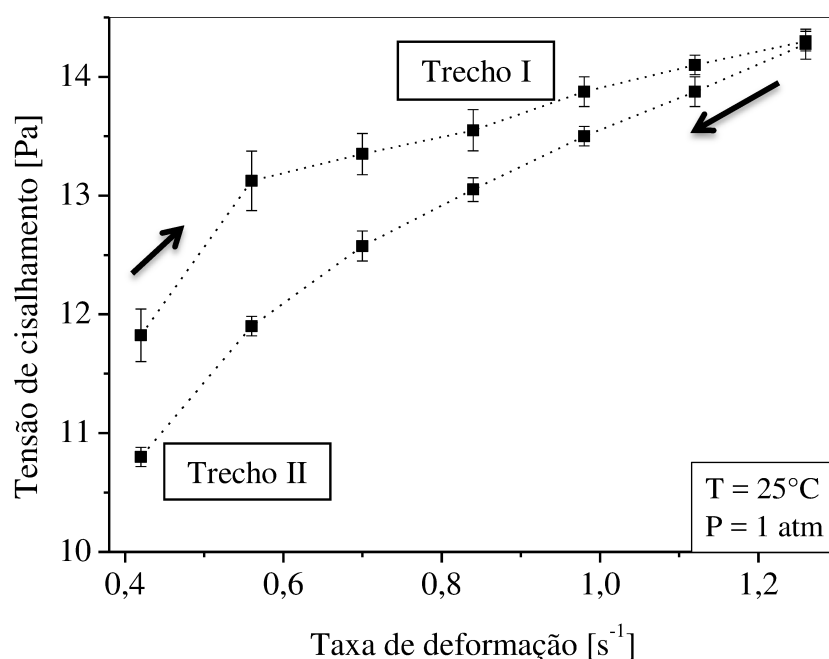


Figura 4.16 - Curvas crescente e decrescente da tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação para a suspensão 60/40 *a*.

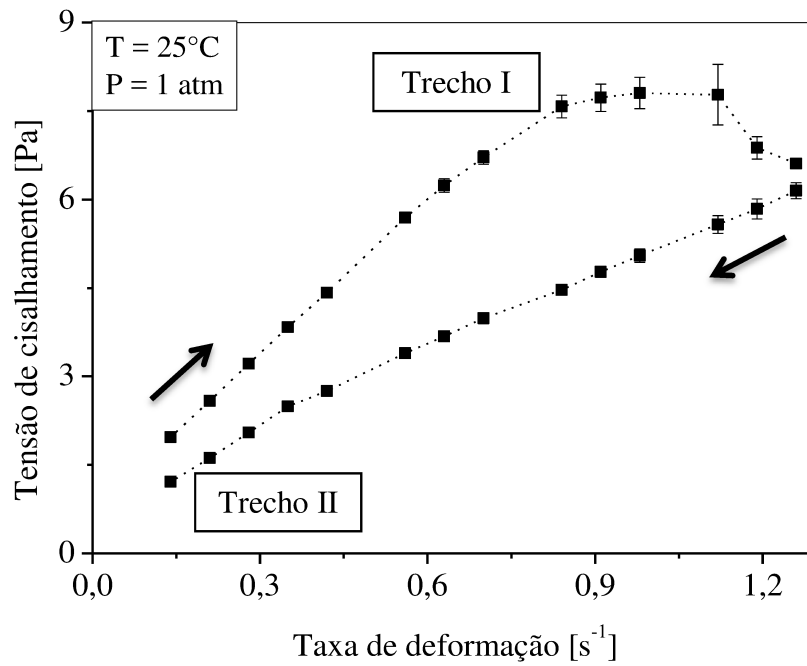


Figura 4.17 - Curvas crescente e decrescente da tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação para a suspensão 60/40 na.

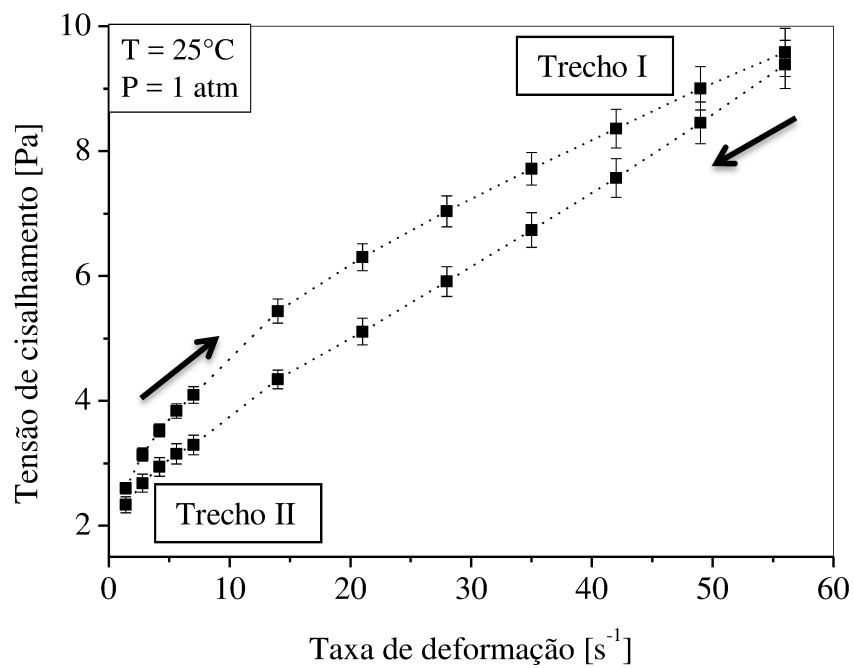


Figura 4.18 - Curvas crescente e decrescente da tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação para a suspensão 80/20 a.

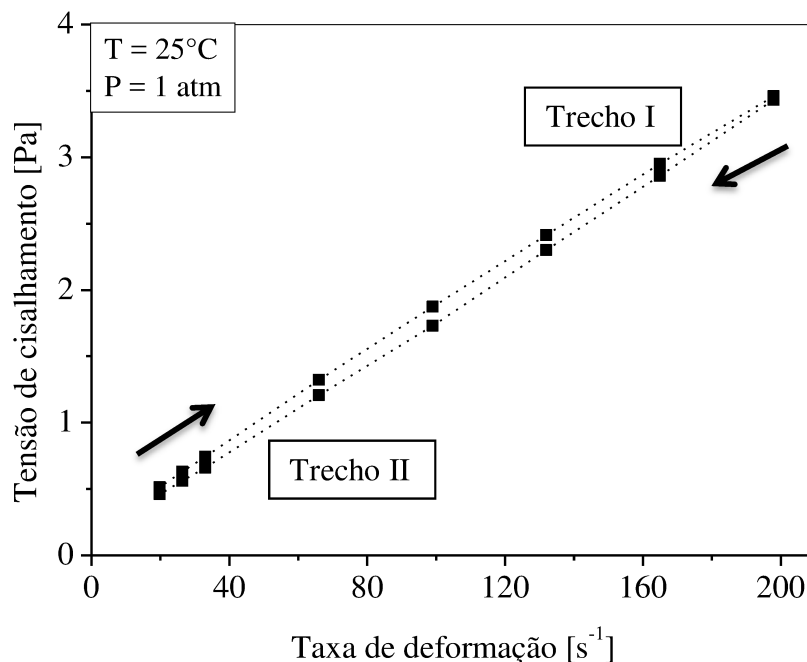


Figura 4.19 - Curvas crescente e decrescente da tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação para a suspensão 80/20 na.

A área entre as curvas dos trechos I e II, área de histerese, e a adimensionalização da mesma em relação à área da curva de aumento da tensão de cisalhamento em função do aumento da taxa de deformação, trecho I, auxiliou a interpretação quantitativa da dependência com o tempo e os valores encontrados estão apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Área de histerese adimensionalizada.

Suspensão	Área [%]
60/40 a	4,5 ± 0,4
60/40 na	34 ± 2
80/20 a	12,5 ± 0,3
80/20 na	5,0 ± 0,2

Observou-se que para as condições nas quais o experimento foi realizado, a suspensão que apresentou a maior porcentagem da área de histerese em relação à área do trecho I foi a suspensão 60/40 na, e por outro lado, a menor porcentagem para essa mesma relação ocorreu para a suspensão 60/40 a.

Cabe ressaltar que apesar das taxas de deformação terem sido aplicadas por um mesmo período de tempo, seus valores foram diferentes devido a sensibilidade do torque do viscosímetro, logo suas razões de aumento e diminuição também o foram.

4.3 Sedimentação das suspensões

Nessa seção estão expostos os resultados experimentais de sedimentação gravitacional em regime batelada e suas interpretações.

4.3.1 Tempo de resolução do sistema de detecção

Os parâmetros de contagem de pulsos I_A , I_B , I_{AB} e I_G utilizados no cálculo do tempo de resolução do sistema de detecção, τ , estão especificados na Tabela 4.7. Foi utilizada a Equação (3.23) e o valor obtido foi de $\tau = (13 \pm 2) \mu s$.

Tabela 4.7 - Parâmetros para o cálculo do tempo de resolução.

Parâmetro	Contagem de pulsos [s ⁻¹]
I_A	27257
I_B	33931
I_{AB}	51499
I_G	5

4.3.2 Parâmetro beta

O parâmetro beta corresponde ao coeficiente angular da reta do gráfico de $\ln(R_0/R)$ versus ε_s , por isso seu significado está relacionado a precisão de contagem de pulsos atenuados com a variação da concentração volumétrica da suspensão: elevados valores de β indicam que pequenas variações na concentração de sólidos correspondem a consideráveis variações nos valores de $\ln(R_0/R)$, ou que possíveis erros aleatórios na contagem de pulsos resultam em menores variações na concentração volumétrica de sólidos.

Os valores obtidos por regressão linear descrita na seção 3.4.3 estão apresentados na Tabela 4.8, sendo que os maiores números corresponderam às suspensões não adensadas de ambas razões óleo/água.

Tabela 4.8 - Parâmetros beta das suspensões.

Suspensão	Beta [-]
60/40 <i>a</i>	4,44
60/40 <i>na</i>	5,08
80/20 <i>a</i>	4,27
80/20 <i>na</i>	4,83

4.3.3 Monitoramento do perfil de concentração de sólidos em função do tempo e da posição

A partir dos valores do tempo de resolução do sistema de detecção e dos parâmetros beta, quantificou-se os monitoramentos da concentração de sólidos de cada suspensão ao longo do tubo de teste em função do tempo, plotou-se os resultados em gráficos 2D e 3D e realizou-se uma análise comparativa entre os perfis de sedimentação nas posições ao fundo dos recipientes, intermediária e no topo das suspensões.

Vale relembrar que apesar das suspensões em análise apresentarem características não-newtonianas, a dinâmica de separação sólido-fluido foi fundamentada em sistemas newtonianos, como anteriormente apresentado e justificado.

a) Perfil de sedimentação das suspensões

O perfil de sedimentação das suspensões, em geral, apresentou similar comportamento: diminuição da concentração de sólidos na região próxima ao topo da suspensão (região de líquido clarificado) e aumento na região do fundo do recipiente (região de formação de sedimentos). Já nas posições intermediárias (região de sedimentação livre e de transição) a descrição da sedimentação variou conforme as características de cada sistema. Foi possível, portanto, constatar as regiões de sedimentação mencionadas por Kynch (1952) e d'Ávila (1978).

Em sequência serão abordados os perfis de sedimentação geral e das regiões de aumento e diminuição da concentração de sólidos. As curvas de concentração *versus* tempo para cada posição monitorada de cada suspensão encontram-se disponíveis no Apêndice A.

A Figura 4.20 apresenta o perfil de sedimentação da suspensão de razão óleo/água 60/40 *a*.

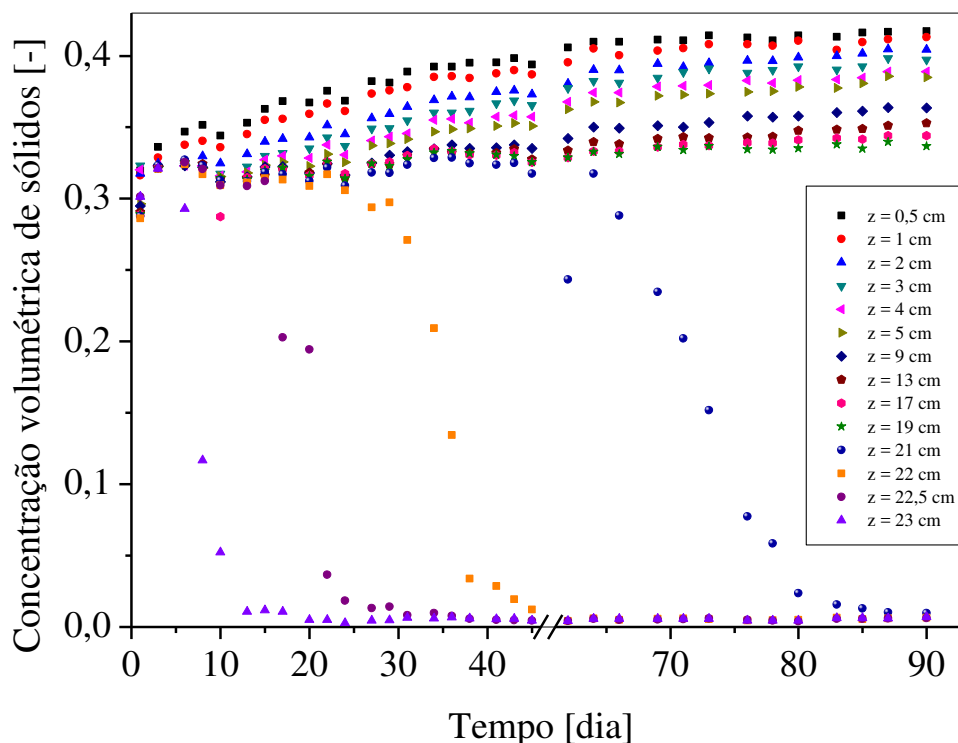


Figura 4.20 - Perfil de sedimentação dos sólidos da suspensão 60/40 *a*.

O sistema ROA 60/40 *a* apresentou a maior coluna de sedimentos ao final do período de monitoramento, cerca 19 cm, em relação às demais suspensões. Atribuiu-se esse fato ao teor de sólidos, à massa específica do sistema e ao perfil reológico.

Como essa suspensão possuía a maior concentração de partículas e os tubos de teste eram idênticos, o estrato de sedimentos formado tende a ser maior, além disso, para sistemas newtonianos, quanto maior o teor de sólidos, mais intensa é a força resistiva de empuxo.

Quanto à reologia, o período de repouso foi longo o suficiente para que as interações intermoleculares entre os constituintes fluidos e entre eles e os sólidos formassem uma estrutura interna bastante emaranhada e intensa, propiciando a formação de estruturas gelificadas e acarretando aumento da viscosidade da suspensão, o que dificultaram a sedimentação dos sólidos.

A Figura 4.21 mostra a região de aumento da concentração de sólidos. Foi possível constatar que entre as posições $z = 2$ e $z = 5$ cm, relativas à base do tubo de teste, a

concentração de sólidos aumentou consideravelmente; nas posições mais próximas ao fundo do recipiente, $z = 1$ e $z = 0,5$ cm também houve aumento do teor de sólidos, entretanto em menor intensidade a partir do dia 75 de monitoramento, indicando uma possível acomodação final dos sólidos na matriz porosa de sedimento formado; por fim, entre as posições $z = 9$ e $z = 19$ cm a concentração de sólidos aumentou de forma oscilatória até o dia 60, assinalando uma região transitória de formação de sedimentos. Assim sendo, percebeu-se considerável distribuição de concentração volumétrica nessa região.

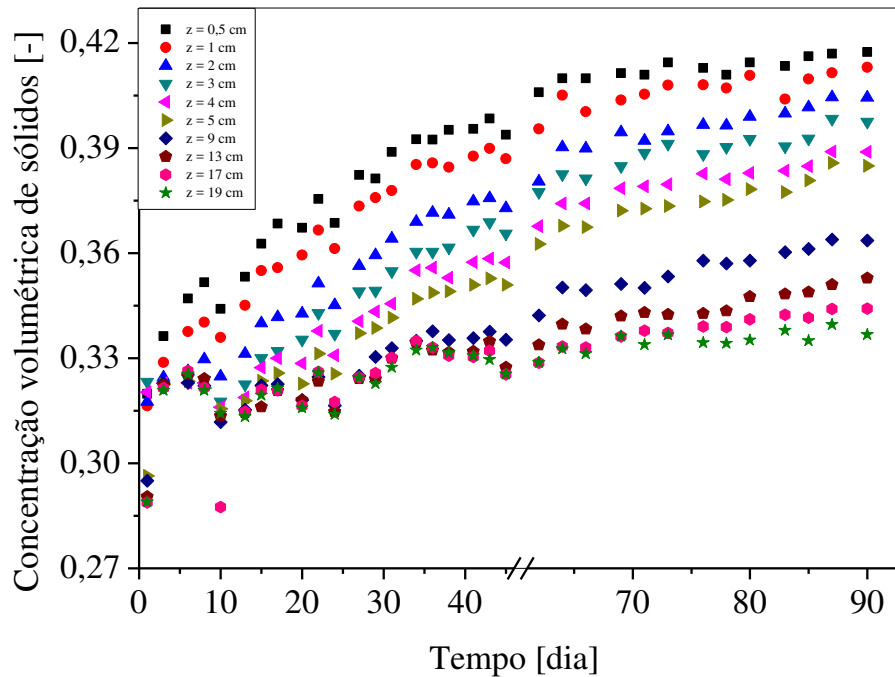


Figura 4.21 - Região de aumento da concentração de sólidos da suspensão 60/40 a.

A Figura 4.22, por sua vez, ilustra o perfil de sedimentação na região de líquido clarificado. Na posição mais superior de monitoramento, $z = 23$ cm, a concentração de sólidos diminuiu vertiginosamente, em torno de 10 dias, ao passo que nas posições abaixo, $z = 22,5$ a $z = 21$ cm, ela decresceu em menor rapidez.

Esse perfil de decréscimo ocorre porque à medida que a suspensão sedimenta o teor de sólidos remanescente é cada vez menor e, conseqüentemente, exerce cada vez menos força sobre a área que ocupa, reduzindo a pressão (deformação) que ocasiona na fase fluida e a sua velocidade de sedimentação.

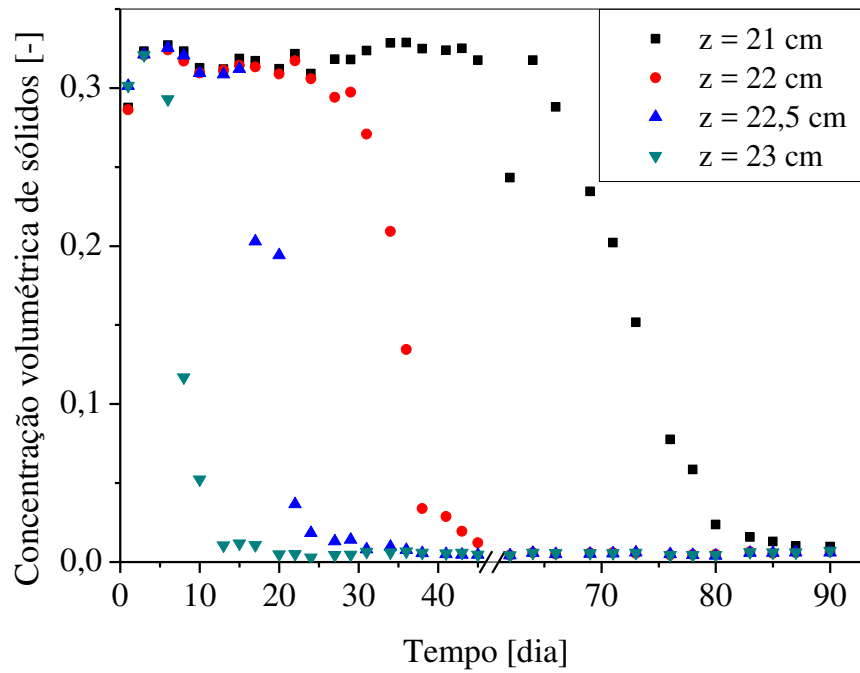


Figura 4.22 - Região de diminuição da concentração de sólidos da suspensão 60/40 *a*.

Para a suspensão 60/40 *na* similar aspecto de distribuição de concentração foi observado como mostra a Figura 4.23.

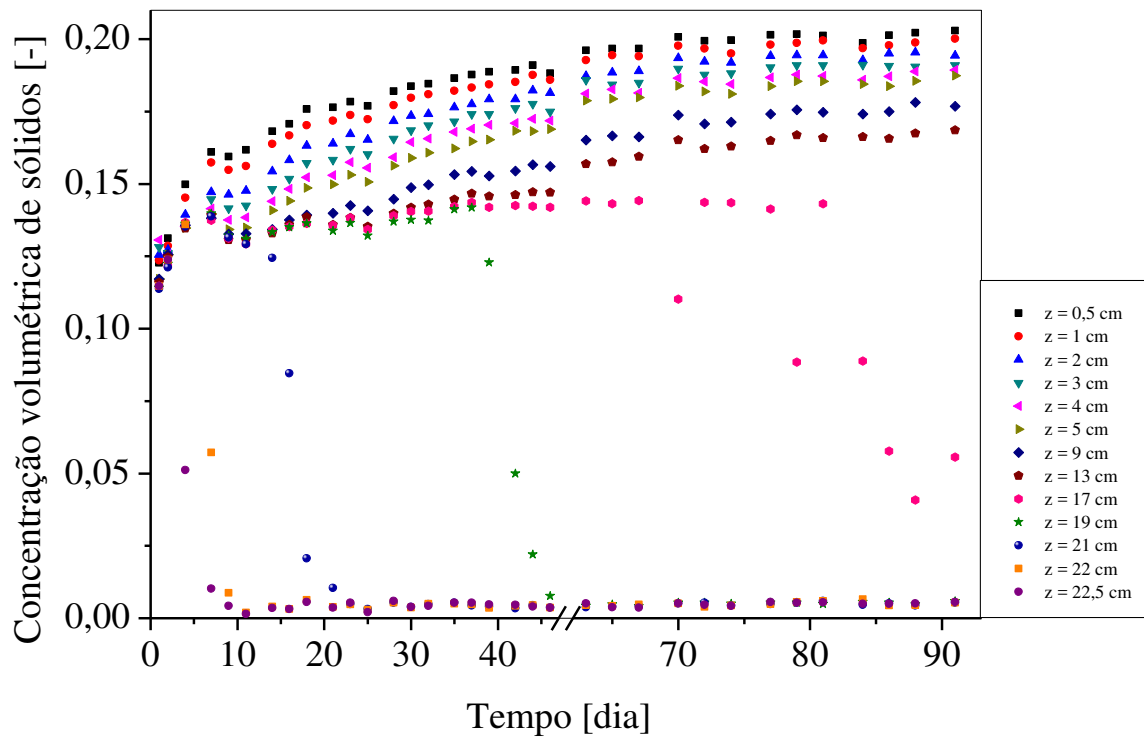


Figura 4.23 - Perfil de sedimentação dos sólidos da suspensão 60/40 *na*.

Nas posições próximas à base do recipiente a concentração volumétrica aumentou ao longo do período de monitoramento e também apresentou maior intervalo de variação, Figura 4.24. A partir do dia 60, para as posições até cerca de $z = 5$ cm de altura, pôde-se inferir que o sedimento aproximou-se de sua estabilidade, pois, assim como ocorreu na suspensão 60/40 *a*, o teor de sólidos manteve-se próximo de constante.

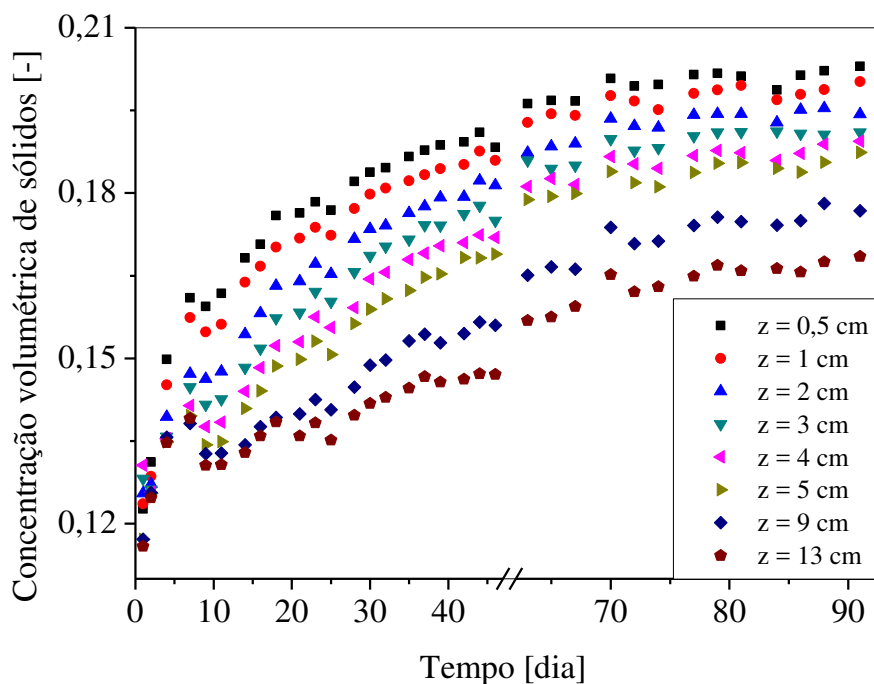


Figura 4.24 - Região de aumento da concentração de sólidos da suspensão 60/40 *na*.

Quanto à região de líquido clarificado, ela está representada na também se observou acentuado decréscimo de concentração nas posições superiores da suspensão, ao passo que nas posições $z = 17$ e $z = 19$ cm a frente descendente de concentração surgiu em períodos mais prolongados de monitoramento, a exemplo da concentração volumétrica na posição $z = 17$ cm que permaneceu praticamente constante, apresentando diminuição somente nos dias finais do período de teste (aproximadamente dia 85), Figura 4.25.

Os sólidos constituintes da suspensão 80/20 *a* apresentaram a dinâmica de sedimentação gravitacional ilustrada na Figura 4.26.

A segregação e estabilidade visual das regiões de líquido clarificado e de coluna de sedimentos ocorreram em menor intervalo de tempo em relação às suspensões 60/40. Na região de acúmulo de sólidos, a distribuição de concentração dos sedimentos entre as posições $z = 0,5$ e $z = 5$ cm foi bastante similar, indicando compressibilidade do sistema, apenas nas

posições $z = 9$ e $z = 13$ cm houve considerável diferença no teor de sólidos, como retrata a Figura 4.27.

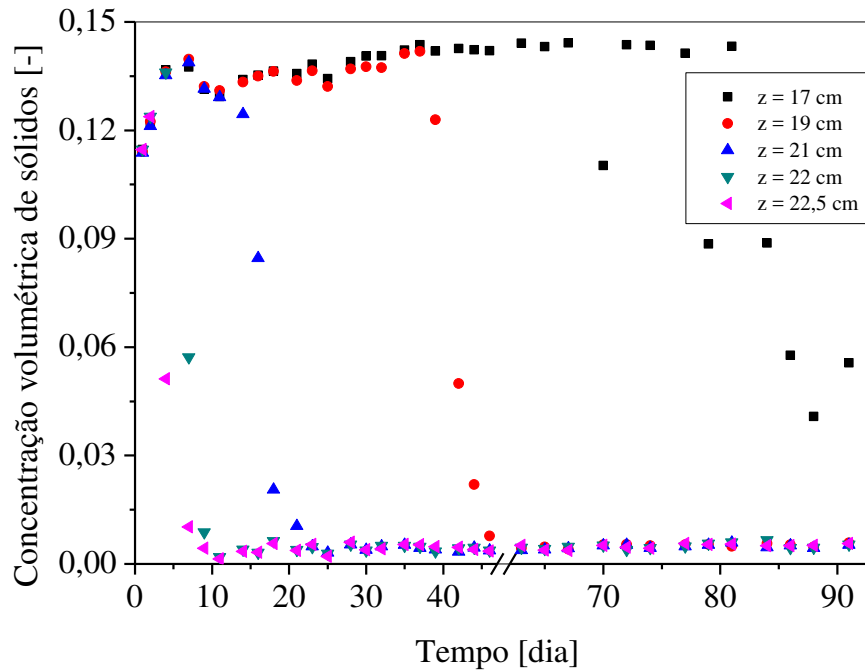


Figura 4.25 - Região de diminuição da concentração de sólidos da suspensão 60/40 na.

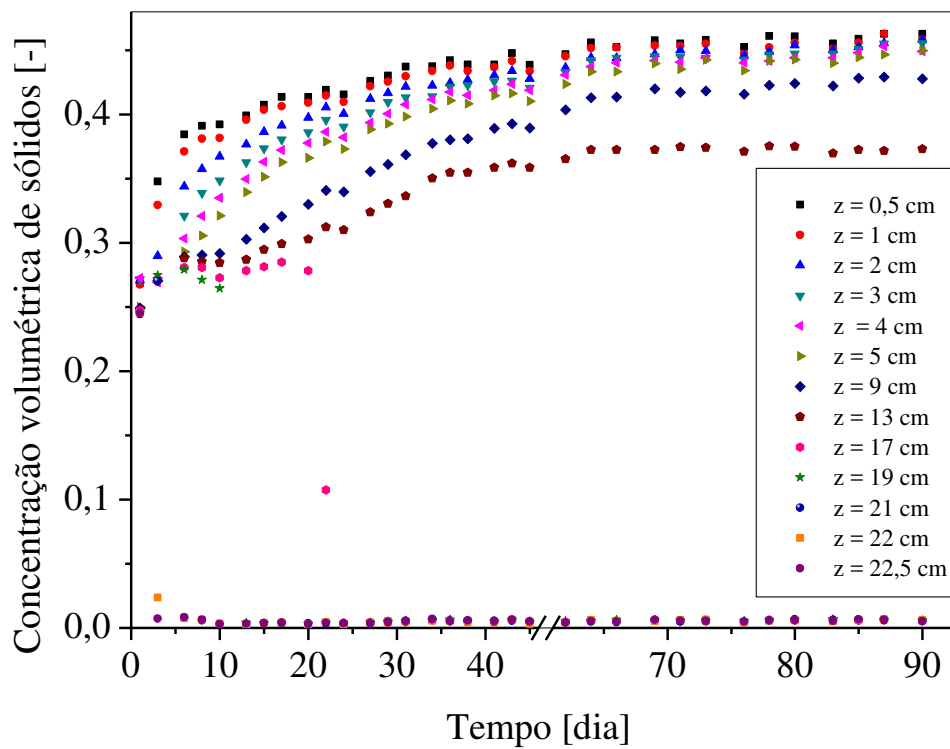


Figura 4.26 - Perfil de sedimentação dos sólidos constituintes da suspensão 80/20 a.

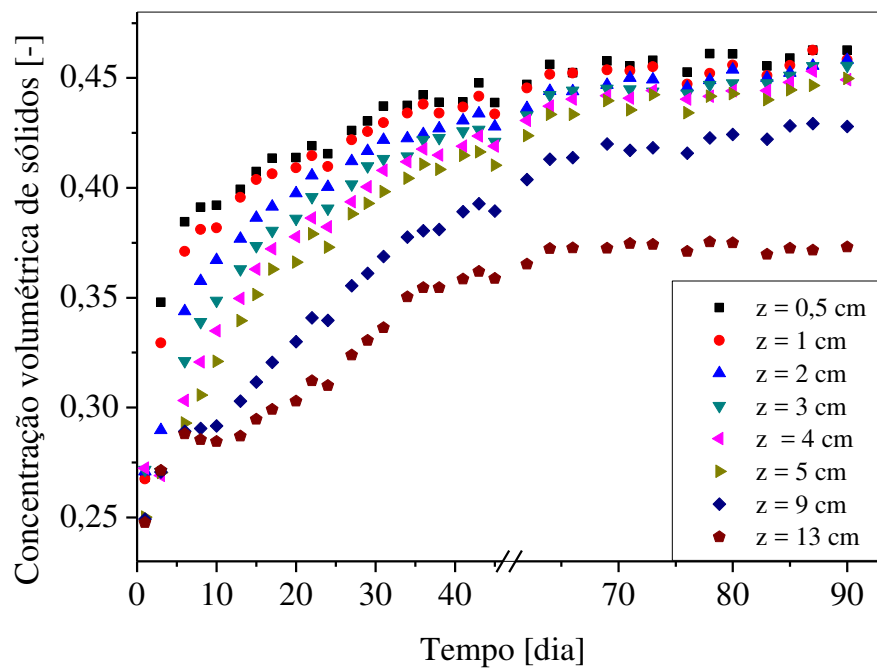


Figura 4.27 - Região de aumento da concentração de sólidos da suspensão 80/20 a.

Quanto à região de diminuição da concentração de sólidos, visualmente durante o período de realização dos testes e em conformidade com os resultados apresentados na Figura 4.28, a região de líquido clarificado estabilizou-se no menor intervalo de tempo (aproximadamente 30 dias) em relação às demais suspensões.

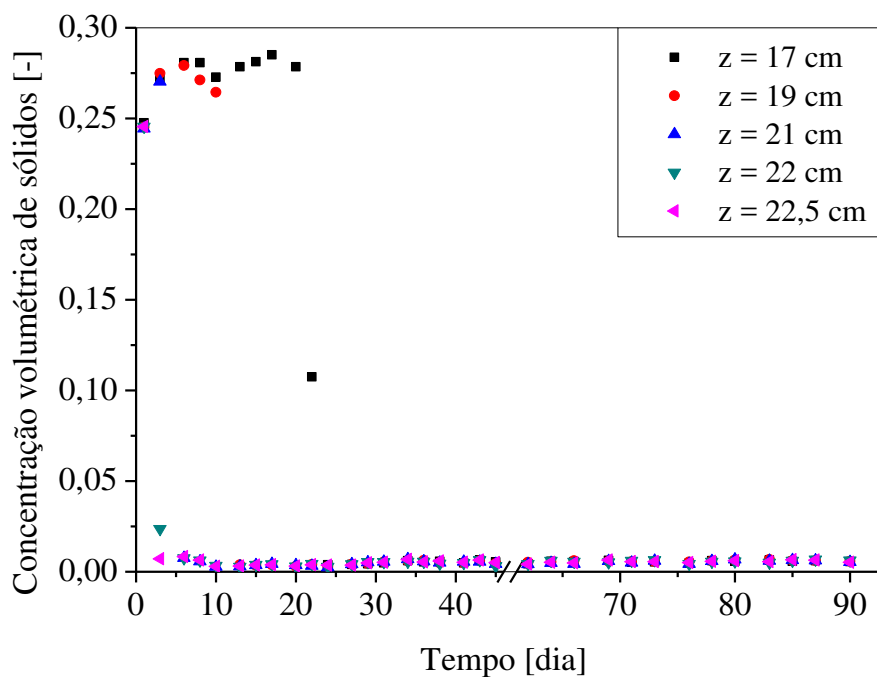


Figura 4.28 - Região de diminuição da concentração de sólidos da suspensão 80/20 a.

Assim como a distribuição de concentração de sólidos em função do tempo para a suspensão 80/20 *a*, a suspensão 80/20 *na* também apresentou as regiões de líquido clarificado e formação de sedimentos bem definidas, como apresentado na Figura 4.29.

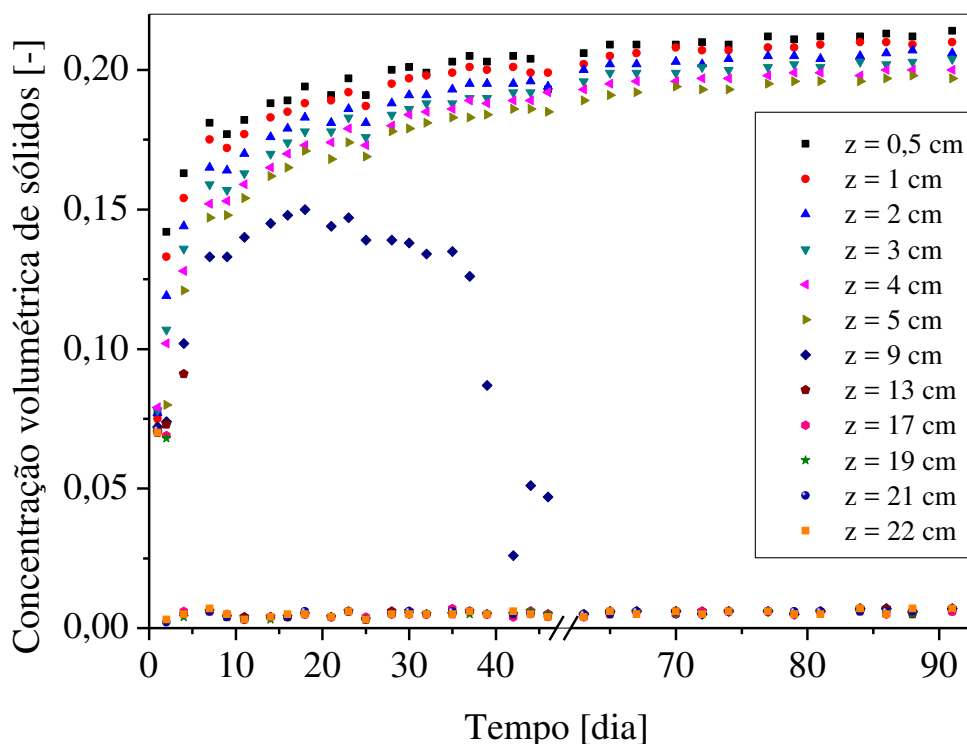


Figura 4.29 - Perfil de sedimentação dos sólidos constituintes da suspensão 80/20 *na*.

O perfil de sedimentação na região próxima à base do tubo, ilustrado na Figura 4.30, mostra que a suspensão 80/20 *na* conteve a menor variação de concentração de sólidos nos estratos de sedimentos. Além disso, como possuía o menor teor de sólidos, sua coluna de sedimentos apresentou menor altura ($z = 5$ cm).

Por fim, a Figura 4.31 ilustra a região de formação de líquido clarificado da suspensão 80/20 *na*. Houve notável redução da concentração volumétrica de sólidos logo nos primeiros dias de teste, sendo que em torno do dia 40 a região clarificada estabeleceu-se por completo.

Embora não tenha sido visualmente perceptível, os gráficos das regiões de diminuição de concentração possibilitaram averiguar que ainda existiam alguns poucos sólidos em suspensão no dia 90 de monitoramento. Atribui-se a esse fato a presença de

sólidos ultrafinos que devido a seu pequeno tamanho e baixa concentração volumétrica, cerca de 0,006, demandam um tempo maior para sedimentar totalmente.

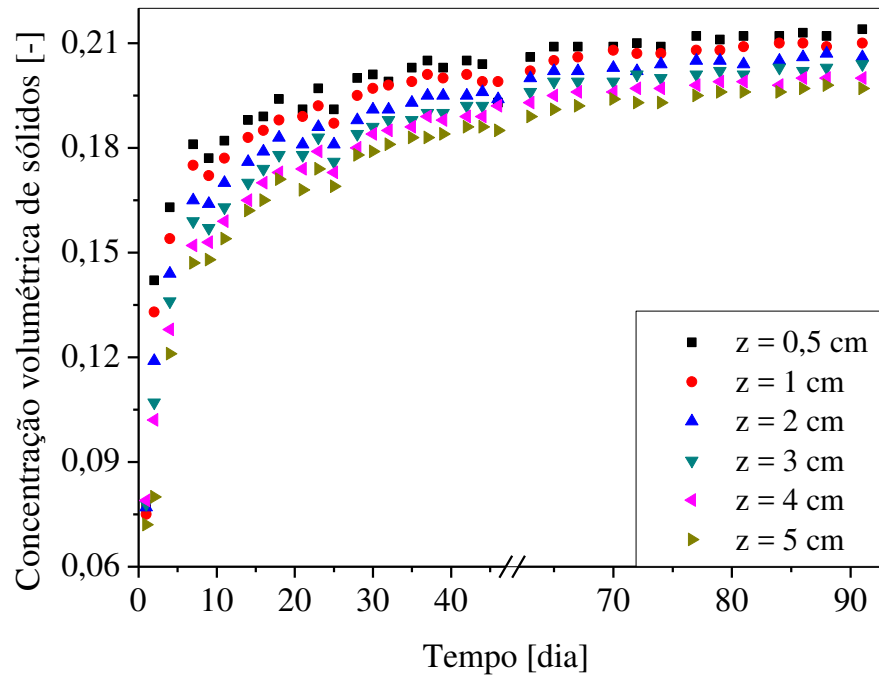


Figura 4.30 - Região de aumento da concentração de sólidos da suspensão 80/20 na.

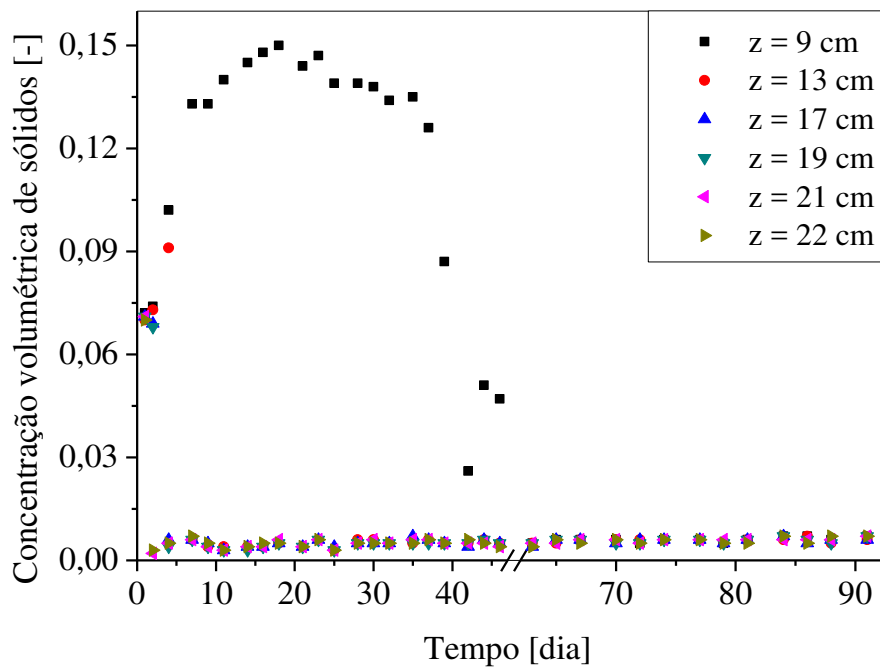


Figura 4.31 - Região de diminuição da concentração de sólidos da suspensão 80/20 na.

b) Análise comparativa entre os perfis de sedimentação

Com o intuito de sintetizar o estudo do perfil de concentração de sólidos das suspensões, uma breve análise comparativa será feita.

A Figura 4.32 mostra que na posição mais próxima ao fundo do tudo de teste, $z = 0,5$ cm, as suspensões adensadas com carbonato de cálcio apresentaram maior concentração. De maneira geral, os teores de sólidos aumentaram rapidamente no início e tenderam a estabilidade ao fim do tempo de monitoramento.

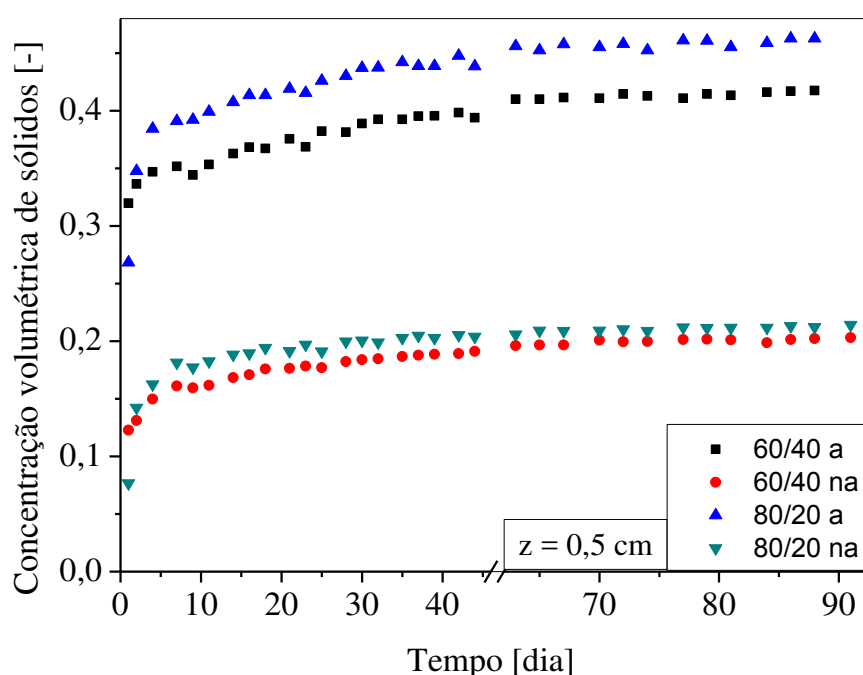


Figura 4.32 - Comparação do perfil de sedimentação das suspensões na posição $z = 0,5$ cm.

Além disso, embora o teor de sólidos inicial das suspensões de ROA 80/20 ser inferior ao das suspensões 60/40, a concentração final de sólidos na base da coluna de sedimentos foi maior para as suspensões 80/20 do que para 60/40, o que indicou a maior compressibilidade dos sistemas 80/20 em relação aos 60/40. Sendo essa análise válida para a comparação entre suspensões adensadas e não-adensadas de diferentes razões óleo/água.

Para a posição intermediária do recipiente, $z = 17$ cm, verificou-se que as suspensões adensadas mantiveram o teor de sólidos estável por maior período de tempo em comparação com as não adensadas, sendo essa constância ainda maior para as suspensões de ROA 60/40 em relação às de ROA 80/20, vide Figura 4.33.

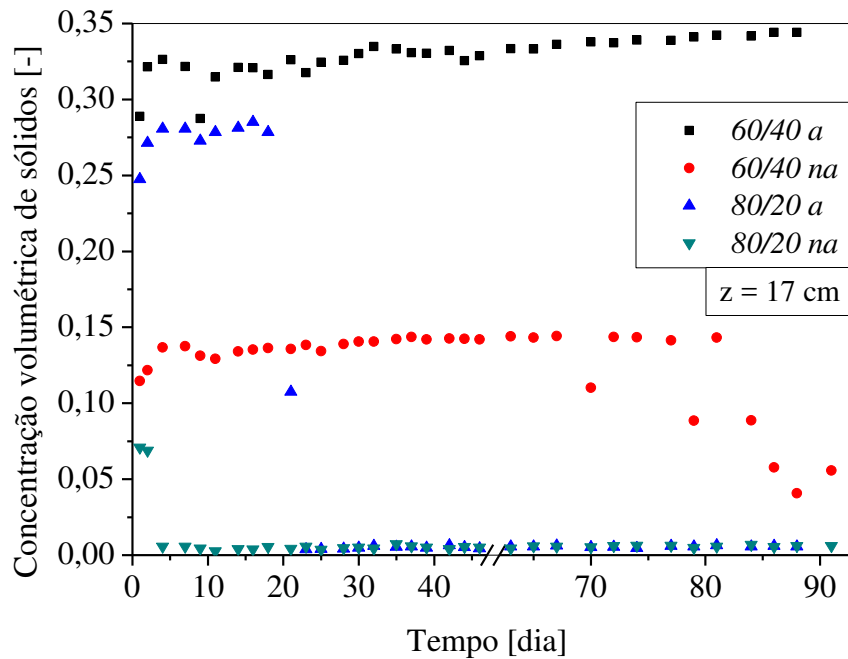


Figura 4.33 - Comparação do perfil de sedimentação das suspensões na posição $z = 17$ cm.

Finalmente, para a posição mais ao topo da coluna de cada suspensão ($z = 22$ a $z = 23$ cm), Figura 4.34, a concentração de sólidos diminuiu exponencialmente logo nos primeiros dez dias de experimento.

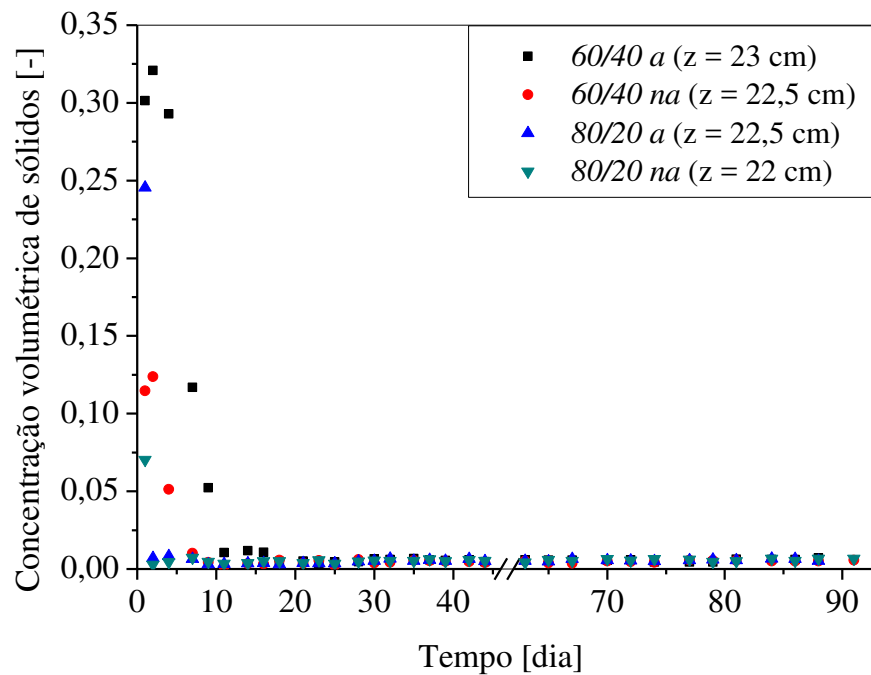


Figura 4.34 - Comparação do perfil de sedimentação na posição no topo de cada suspensão.

c) Análise tridimensional dos perfis de sedimentação

A análise tridimensional dos monitoramentos de sedimentação auxilia a visualização e comparação dos perfis de concentração de sólidos das suspensões.

A Figura 4.35 corresponde ao perfil de sedimentação em 3D da suspensão 60/40 *a*.

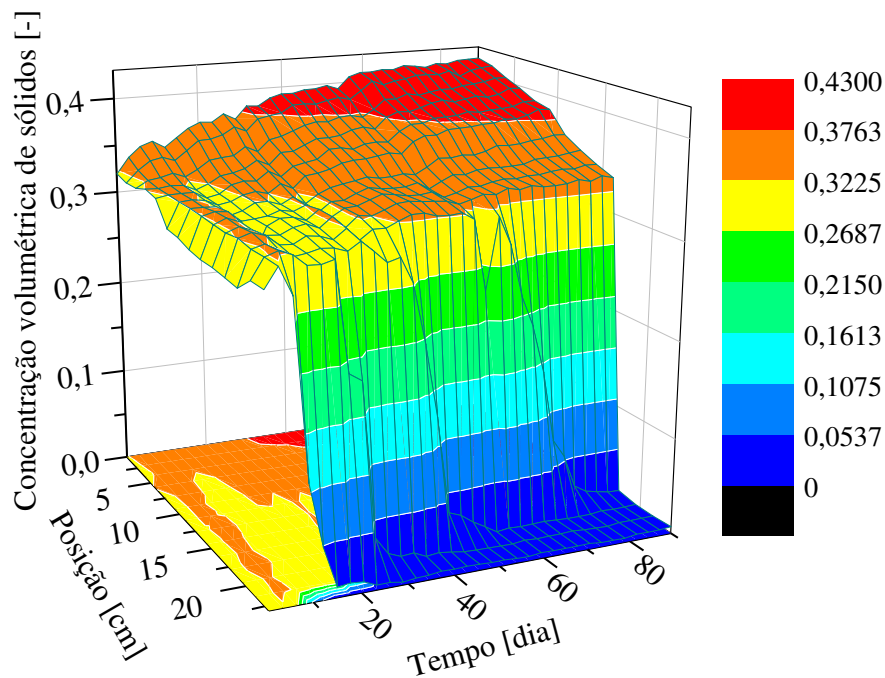


Figura 4.35 - Perfil de sedimentação em 3D da suspensão 60/40 *a*.

Observou-se que as posições intermediárias e ao fundo do tubo de teste mantiveram concentração volumétrica de sólidos constante pelo maior período de monitoramento em relação às demais suspensões. Quanto à interface descendente, ela correspondeu apenas às posições próximas ao topo da suspensão sendo também a menor região de líquido clarificado em relação aos outros sistemas.

O perfil tridimensional do monitoramento da sedimentação da suspensão 60/40 *na* está ilustrado na Figura 4.36 e é semelhante ao perfil da suspensão 60/40 *a*: a concentração de sólidos nas posições intermediárias do tubo permaneceu aproximadamente constante até o dia 40 de monitoramento, e as regiões de aumento e diminuição da concentração também puderam ser constatadas.

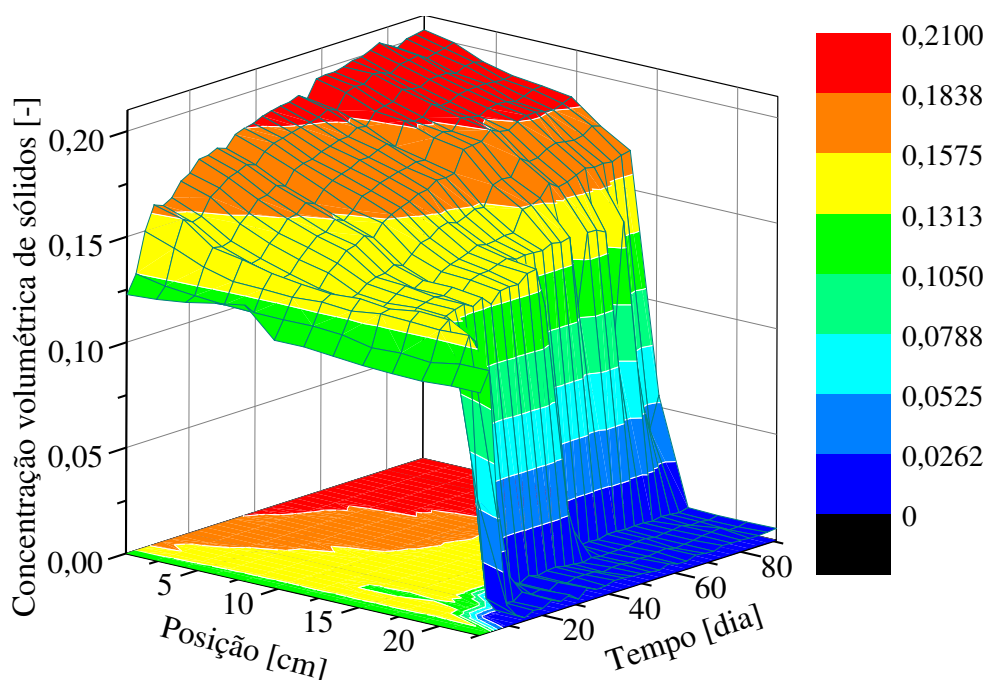


Figura 4.36 - Perfil de sedimentação em 3D da suspensão 60/40 na.

Na suspensão 80/20 a observou-se, assim como nas demais suspensões, que nos primeiros dias de monitoramento a concentração volumétrica de sólidos permaneceu aproximadamente constante e igual à concentração inicial ao longo de todo o recipiente de teste. Entretanto, sua região de líquido clarificado estabilizou-se primeiramente em relação aos outros sistemas, vide Figura 4.37.

Finalizando as análises tridimensionais, a Figura 4.38 exibe o perfil de concentração da suspensão 80/20 na. Notou-se a região de líquido clarificado de maior comprimento em relação às demais suspensões, evidenciando que a sedimentação ocorreu de forma rápida e que a menor viscosidade das suspensões de razão óleo/água 80/20 comparada com as 60/40 propiciou a separação sólido-líquido nos fluidos de perfuração. Quanto à região de aumento de concentração, percebeu-se também a menor altura dos estratos de sedimento na base do recipiente de teste.

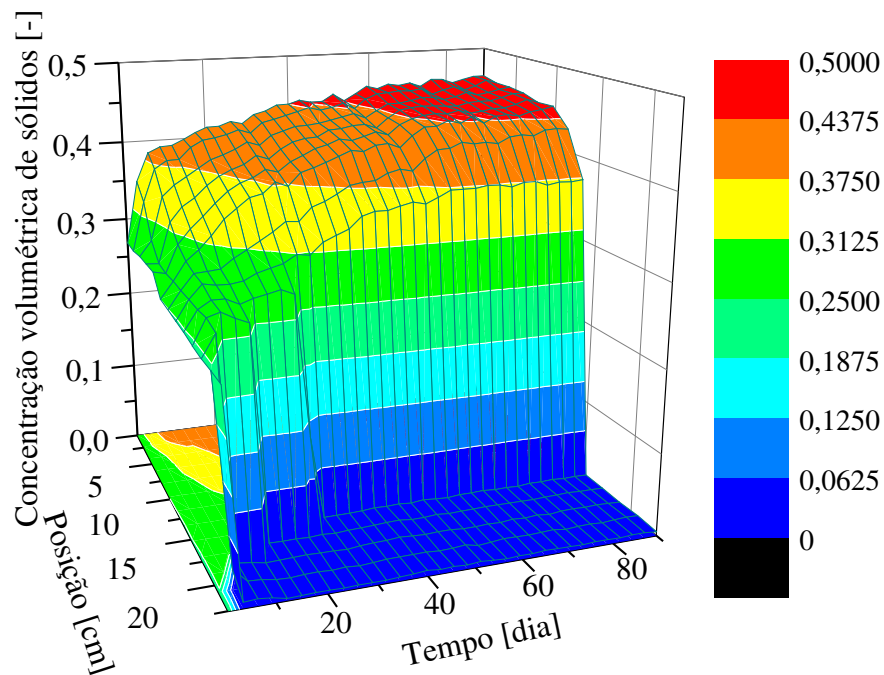


Figura 4.37 - Perfil de sedimentação em 3D da suspensão 80/20 a.

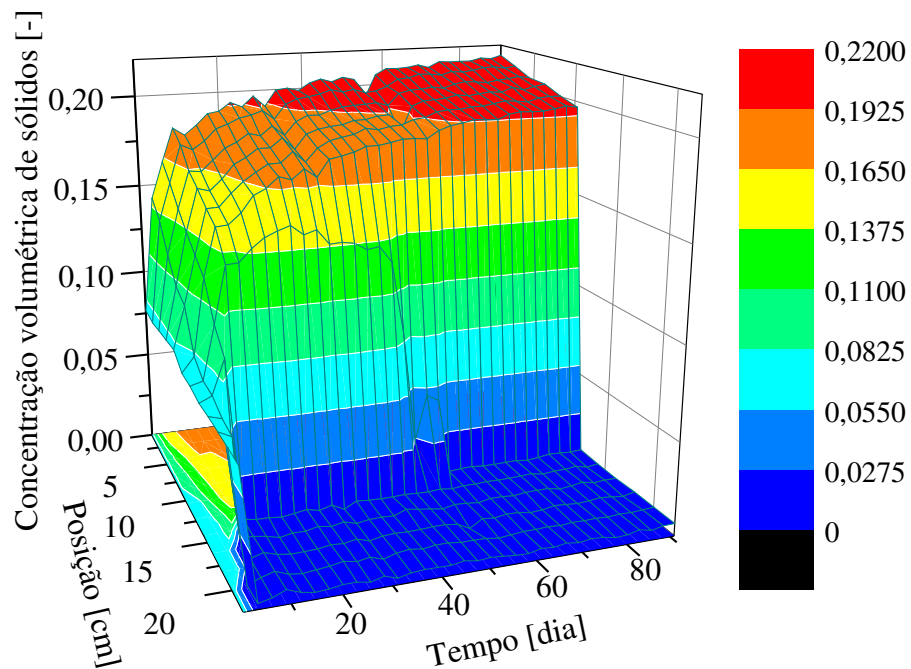


Figura 4.38 - Perfil de sedimentação em 3D da suspensão 80/20 na.

4.3.4 Curvas de equi-concentração

As curvas de equi-concentração são curvas que relacionam a posição z da altura do sedimento e o tempo t de sedimentação para constantes concentrações volumétrica de sólidos (RUIZ, 2000).

Segundo Kynch (1952) a sedimentação poderia ser descrita pela propagação de ondas de mesma concentração no sentido da base do recipiente de teste para o topo da suspensão. Essas ondas corresponderiam às linhas de equi-concentração e, para o autor, eram retas que iniciavam na origem dos eixos.

Entretanto, Kynch (1952) não considerava a compressibilidade dos sólidos em seu modelo, e diversos outros autores como Tiller *et al* (1981), Concha e Bustos (1987), Ruiz (2000) e Arouca *et al* (2006) mostraram em seus trabalhos que a compressibilidade é um importante fator que deve ser avaliado e é, inclusive, responsável pelo formato não linear das curvas de equi-concentração que, também, não se iniciam na origem dos eixos.

Os resultados obtidos nessa dissertação foram ao encontro do observado pelos autores previamente citados. Verificou-se que nas regiões de formação de sedimento, local de elevada concentração de sólidos, as curvas de equi-concentração eram ascendentes, apresentaram comportamento não linear e não surgiram na origem dos eixos. Ademais, as curvas correspondentes às maiores concentrações apareceram após considerável tempo de monitoramento.

Quanto à região de líquido clarificado, as curvas de equi-concentração corresponderam à interface descendente de diminuição do teor de sólidos e foram plotadas para a concentração de sólidos menor ou igual a 0,006, valor atribuído à presença de sólidos ultrafinos anteriormente descritos e que demandam um tempo superior ao monitorado para sedimentar completamente.

A velocidade de sedimentação das partículas é outra informação que pode ser inferida pela distância horizontal entre as curvas de equi-concentração, sendo que quanto maior a distância entre elas, menor a velocidade.

A Figura 4.39 corresponde às curvas de equi-concentração da suspensão 60/40 *a*.

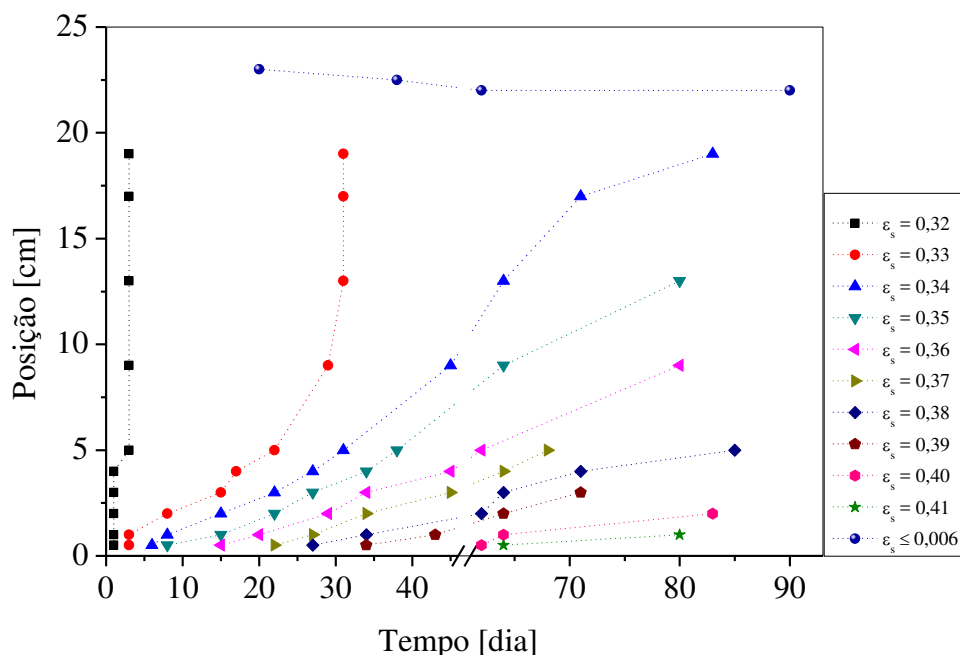


Figura 4.39 - Curvas de equi-concentração da suspensão 60/40 *a*.

Por meio da análise da distância horizontal entre as curvas de concentração 0,32 e 0,33 foi possível inferir que a concentração volumétrica de sólidos, nas posições acima de 5 cm do fundo do tubo de teste, permaneceu próxima ao seu valor inicial até os dias 20 a 30 de monitoramento, o que pode ser atribuído a alta viscosidade dessa suspensão. Outra evidência da baixa velocidade de sedimentação das partículas foi também o tempo necessário para o surgimento da região de líquido clarificado, em torno de 20 dias (maior tempo em relação às outras suspensões), o que correspondeu à pequena inclinação da curva da interface descendente.

A Figura 4.40 mostra as curvas de equi-concentração para a suspensão 60/40 *na* que, de modo geral, apresentaram aspecto similar às encontradas para a suspensão 60/40 *a*. Ressalta-se, entretanto, a curva correspondente à interface de líquido clarificado que apresentou maior inclinação, indicando que sua velocidade de propagação foi superior à da suspensão 60/40 *a*.

Para os sistemas 80/20 *a* e 80/20 *na*, os perfis das curvas de equi-concentração estão ilustrados nas Figuras 4.41 e 4.42, respectivamente. Para a suspensão 80/20 *na* constatou-se a maior inclinação e expansão da curva descendente, bem como a proximidade horizontal entre

as curvas ascendentes no período inicial de monitoramento, indicando que a sedimentação das partículas ocorreu rapidamente e uma maior região de líquido clarificado foi formada.

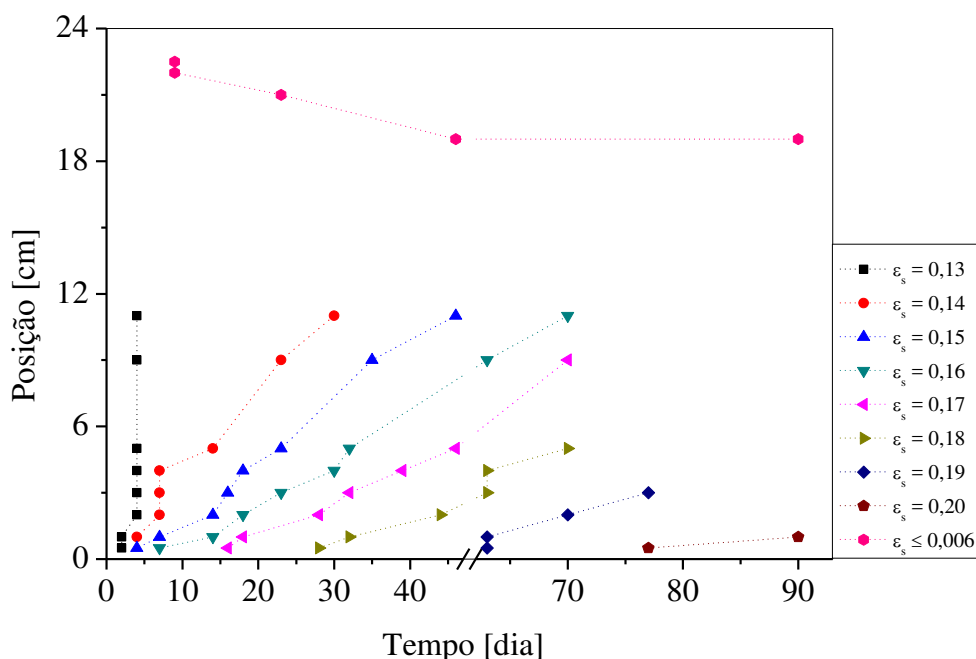


Figura 4.40 - Curvas de equi-concentração da suspensão 60/40 na.

Averigou-se que grande parte das curvas de equi-concentração originadas na base dos recipientes de teste das suspensões apresentaram comportamento crescente com consideráveis inclinações na tendência de seus formatos. Essa característica permitiu inferir que as suspensões eram constituídas por partículas polidispersas, ou seja, as colunas de sedimentos formadas em direção à base dos tubos eram compostas por sólidos de diferentes tamanhos e formatos e, conseqüentemente, com diferentes dinâmicas de sedimentação.

Dessa forma, as inclinações das curvas provavelmente corresponderam à deposição de partículas menores nos interstícios da matriz porosa das posições monitoradas, por isso, em curtos períodos de tempo frentes de mesma concentração volumétrica de sólidos foram verificadas em diferentes posições do estrato de sedimentos.

Por fim, a Figura 4.43 ilustra as suspensões ao fim do período de monitoramento e ratifica que a presença do adensante e a menor razão óleo/ água dificultaram a sedimentação das partículas constituintes das suspensões. Da esquerda para a direita estão apresentadas as suspensões 60/40 a, 60/40 na, 80/20 a e 80/20 na.

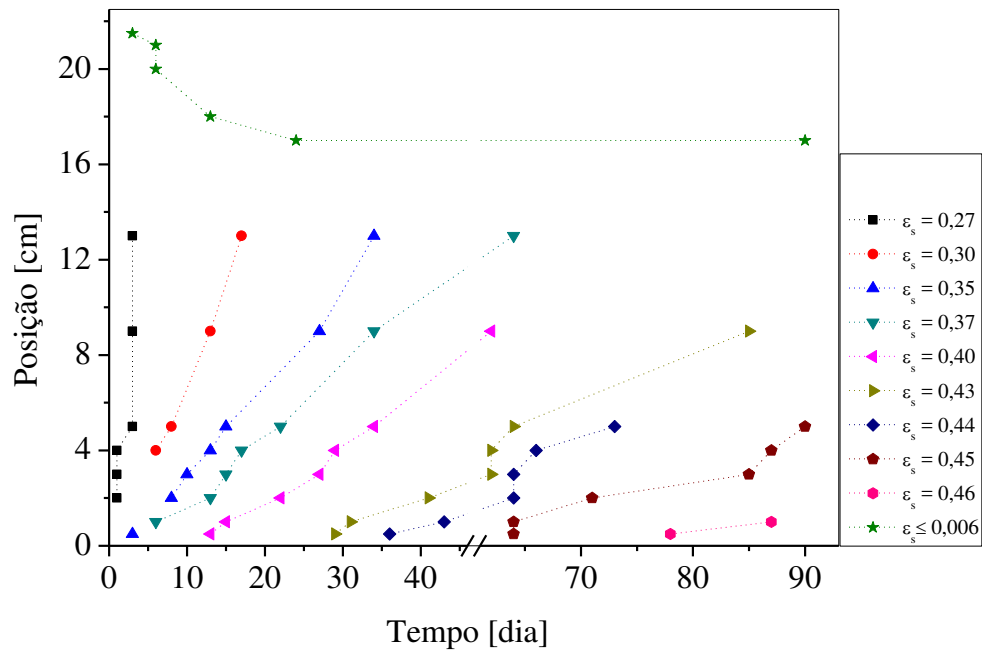


Figura 4.41 - Curvas de equi-concentração da suspensão 80/20 *a*.

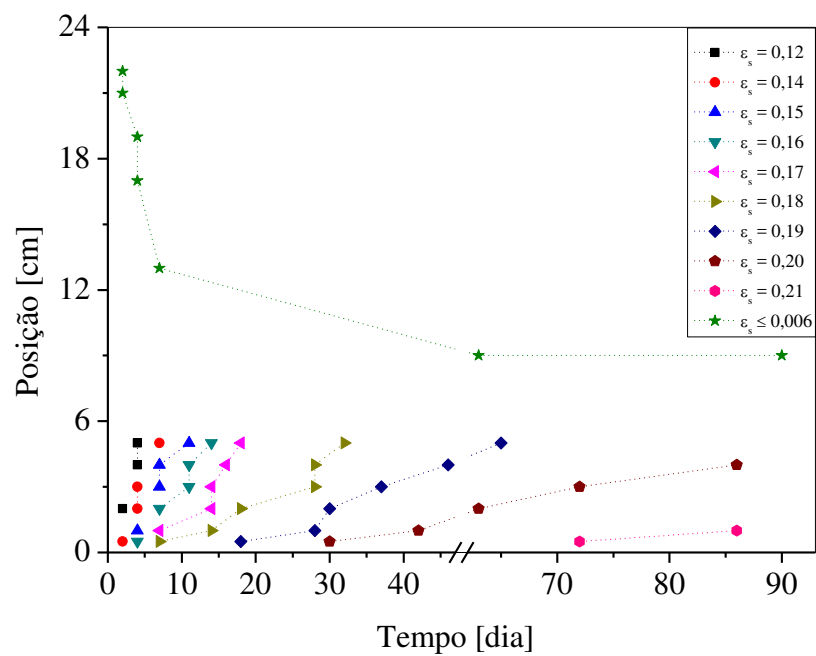


Figura 4.42 - Curvas de equi-concentração da suspensão 80/20 *na*.



Figura 4.43 - Perfil de sedimentação das suspensões após 90 dias de monitoramento. Da esquerda para direita: 60/40 *a*, 60/40 *na*, 80/20 *a* e 80/20 *na*.

4.3.5 Estimativa da velocidade de sedimentação das suspensões

Conforme as análises das curvas de equi-concentração e com base nas considerações apresentadas na seção 3.4.4 a velocidade estimada de sedimentação dos sólidos, v_s , na região de formação de líquido clarificado foi obtida pela inclinação da reta da interface descende de sedimentação.

Os valores encontrados estão dispostos na Tabela 4.9 e mostram que a presença do carbonato de cálcio aumentou a concentração de sólidos e reduziu a velocidade de sedimentação das suspensões.

Tabela 4.9 - Velocidade de sedimentação estimada.

Suspensão	Velocidade de sedimentação estimada [m/s]
60/40 <i>a</i>	$(2,8 \pm 0,3) \cdot 10^{-9}$
60/40 <i>na</i>	$(8,3 \pm 0,6) \cdot 10^{-9}$
80/20 <i>a</i>	$(1,9 \pm 1) \cdot 10^{-8}$
80/20 <i>na</i>	$(1,2 \pm 0,5) \cdot 10^{-7}$

Segundo Mora *et al* (2005) apud Moreira (2014), em fluidos newtonianos, o volume de sólidos que sedimenta é próximo ao volume de líquido ascensional proveniente das

posições inferiores a posição dos sólidos a sedimentar. Assim sendo, dois fatores preponderantes e vinculados entre si influenciam a fluidodinâmica de sedimentação das partículas: a viscosidade da suspensão e o volume de fluido ascensional.

Suspensões de elevada viscosidade apresentam maior resistência à sedimentação dos sólidos, pois a matriz fluida está arranjada em intensas estruturas gelificadas que dificultam a percolação das partículas, consequentemente, o baixo volume de sólidos que sedimentam também reduz o volume de líquido ascensional, diminuindo ainda mais a sedimentação dos sólidos.

Dessa forma, como as suspensões apresentaram viscosidade decrescente na ordem de 60/40 *a*, 60/40 *na*, 80/20 *a* e 80/20 *na*, as velocidades de sedimentação estimadas estão em concordância com o encontrado experimentalmente, já que o maior e o menor tamanho da região de líquido clarificado corresponderam às suspensões 80/20 *na* e 60/40 *a*, respectivamente para o mesmo tempo experimental.

4.3.6 Equação constitutiva para pressão nos sólidos

A equação constitutiva de pressão nos sólidos considerou a pressão função exclusiva da concentração local de sólidos e foi desenvolvida para a região de formação de sedimentos. Primeiramente estabeleceram-se as distribuições de concentração de sólidos em função da posição nas matrizes porosas formadas pela sedimentação e posteriormente a relação de pressão *versus* concentração.

(i) Distribuição de concentração de sólidos em função da posição

Os parâmetros e os coeficientes de determinação, r^2 , do ajuste do modelo proposto por Arouca (2003), Equação (3.6), aos resultados de ε_s *versus* z encontram-se na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 - Parâmetros e coeficientes de determinação para o ajuste do modelo de Arouca (2003).

Suspensão	ε_{sm}	a	b	r^2
60/40 <i>a</i>	0,418	0,999	4,263	0,991
60/40 <i>na</i>	0,201	-0,255	0,074	0,980
80/20 <i>a</i>	0,461	-2,831	-5,789	0,995
80/20 <i>na</i>	0,211	-2,208	-9,832	0,984

O parâmetro ε_{sm} corresponde à concentração máxima de sólidos na coluna de sedimentos e, por isso localiza-se na posição mais próxima do fundo do recipiente de teste. Os seus valores determinados pelo ajuste de Arouca (2003) estão em concordância com os encontrados pela Técnica de Atenuação de Raios Gama (TARG), conforme mostra a Tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Comparação da concentração máxima de sólidos obtida pela TARG e pelo modelo de Arouca (2003).

Suspensão	ε_{sm} (TARG)	ε_{sm} (Arouca, 2003)
60/40 a	0,417	0,418
60/40 na	0,204	0,201
80/20 a	0,463	0,461
80/20 na	0,214	0,211

Ao passo que a concentração máxima de sólidos, ε_{sm} , localiza-se no fundo do tubo, a concentração crítica de sólidos, ε_{sc} , corresponde à concentração na superfície do sedimento, e ambas são importantes informações para modelagem dos processos de separação sólido-líquido como afirma Arouca (2007).

Quanto às representações gráficas, as Figuras 4.44 e 4.45 ilustram as curvas de ajuste de ε_s versus z para as suspensões 60/40 a e 60/40 na, e 80/20 a e 80/20 na, respectivamente. Sendo o fundo do tubo de teste a posição $z = 0$ m.

Observou-se que os perfis de distribuição do teor de sólidos nas matrizes porosas das suspensões adensadas com carbonato apresentaram maiores concentrações em volume na base do recipiente e alturas de colunas de sedimentos, em relação às suspensões não adensadas que formaram estratos de menores altura e concentração na base do tubo, sendo essa comparação válida para as suspensões de mesma razão óleo/água.

Além do maior teor de sólidos das suspensões adensadas em comparação com as não adensadas, a massa específica das suspensões pode ser citada como outro fator que corroborou para que as colunas de sedimentos das suspensões adensadas fossem maiores que as das suspensões não adensadas. Como o empuxo atuante sobre as partículas do meio poroso estático está relacionado com a massa específica do fluido, sólidos constituintes de suspensões

de elevada massa específica estão submetidos a elevadas forças de empuxo, o que resulta em matrizes porosas menos compactadas.

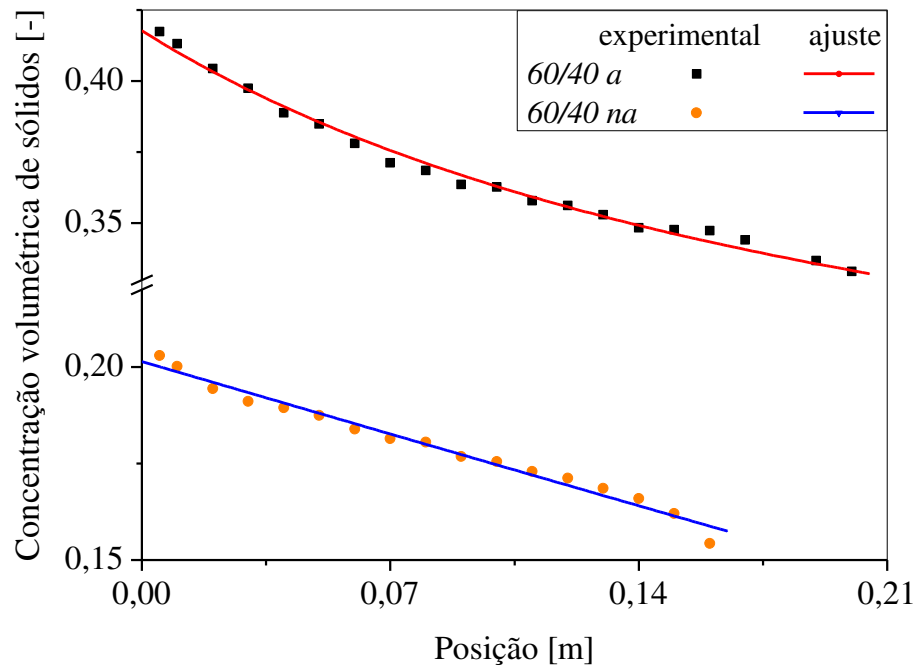


Figura 4.44 – Distribuições de concentração nos sedimentos das suspensões de ROA 60/40.

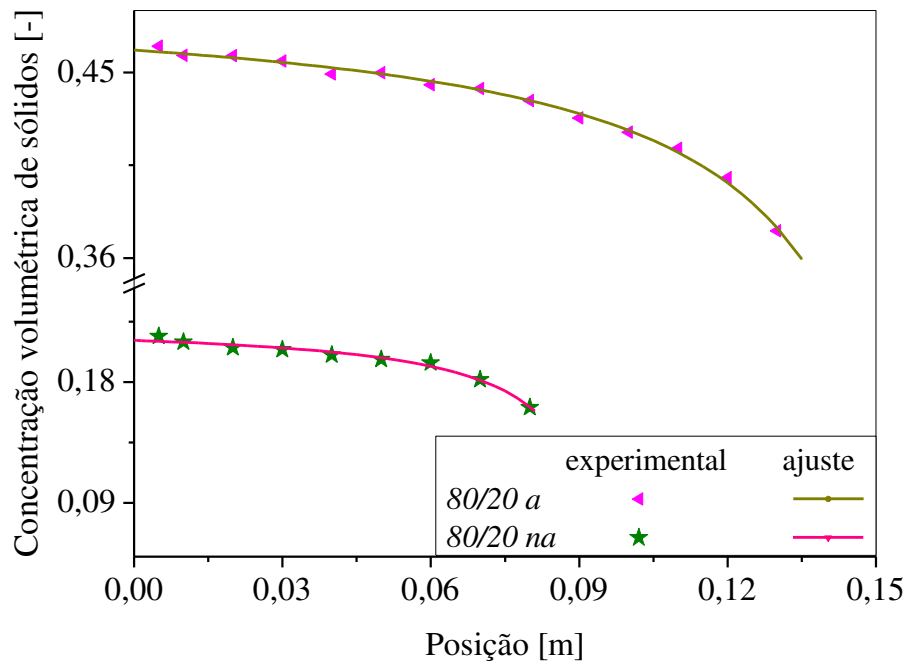


Figura 4.45 - Distribuições de concentração nos sedimentos das suspensões de ROA 80/20.

Assim sendo, como as suspensões de maior massa específica dentre as em análise são as adensadas, maior foi a força de empuxo a que suas partículas estavam submetidas e, conseqüentemente, maior a coluna de sedimentos por elas formadas. Essa interpretação reforça as justificativas apresentadas na discussão do monitoramento do perfil de concentração para a suspensão 60/40 *a* sobre a altura de seus sedimentos.

Quanto às suspensões de diferentes razão óleo/água, devido ao maior gradiente de concentração volumétrica de sólidos e ao formato das curvas $\varepsilon_s \times z$, verificou-se que as suspensões de ROA 80/20 apresentaram maior compressibilidade que os sistemas de ROA 60/40. Isso pode ser confirmado pelas menores alturas e maiores intervalos de concentração de sólidos nos leitos de sedimento das suspensões 80/20. Para o caso dos sistemas de razão óleo/água 60/40, provavelmente, a elevada viscosidade e a baixa velocidade de sedimentação de suas partículas constituintes dificultaram a compactação dos estratos sólidos.

(ii) Pressão nos sólidos

Obtida a distribuição de concentração volumétrica de sólidos nas colunas de sedimento e utilizando a Equação (3.10) para o cálculo da pressão, modelos que se ajustassem a relação de pressão nos sólidos em função da concentração foram empregados e são a seguir mencionados.

Para a suspensão 60/40 *a* o modelo biparamétrico sugerido para representar a relação $P_s \times \varepsilon_s$ correspondeu à Equação (4.1):

$$P_s = a + \frac{b \ln(\varepsilon_s)}{(\varepsilon_s)^2} \quad (4.1)$$

sendo a e b os parâmetros do modelo.

Ressalta-se que essa equação foi determinada no intervalo de concentração de sólidos $0,33177 < \varepsilon_s \leq 0,4044$, que corresponde, portanto, ao seu domínio válido. Para valores de $\varepsilon_s \leq 0,33177$ a pressão nos sólidos é admitida como nula.

Já para a suspensão 60/40 na, propôs-se o modelo, também biparamétrico, representado pela Equação (4.2):

$$P_s = a + b (\varepsilon_s)^{0,5} \ln(\varepsilon_s) \quad (4.2)$$

onde a e b são os parâmetros da equação.

Nesse caso, o modelo é válido para o intervalo de concentração compreendido entre $0,15571 < \varepsilon_s \leq 0,1943$, domínio em que foi determinado. Para valores de $\varepsilon_s \leq 0,15571$ a pressão nos sólidos é zero.

Quanto às suspensões de ROA 80/20, o modelo de Arouca (2007), Equação (2.33), ajustou-se adequadamente aos resultados experimentais e foi o empregado:

$$P_s = a \varepsilon_s^b \quad (2.33)$$

A Tabela 4.12 indica os valores dos parâmetros e dos coeficientes de determinação do ajuste utilizado para cada suspensão. No modelo de Arouca (2007) o parâmetro a possui unidade Pa e o b é adimensional, e para as equações apresentadas para as suspensões de ROA 60/40 ambos os parâmetros possuem unidade Pa.

Tabela 4.12 - Parâmetros e coeficientes de determinação para o ajuste de pressão *versus* concentração.

Suspensão	a	b	r^2
60/40 a	$1,70.10^3$	$1,70.10^2$	0,978
60/40 na	$1,80.10^4$	$2,45.10^4$	0,989
80/20 a	$9,16.10^7$	15,29	0,991
80/20 na	$3,19.10^{11}$	13,62	0,985

As relações de pressão *versus* concentração para as suspensões em análise estão ilustradas na Figura 4.46. Por análise gráfica, observou-se que as suspensões adensadas apresentaram maiores valores de pressão nos sólidos em relação às suspensões não adensadas, conforme esperado, já que a pressão é admitida como função exclusiva da concentração e a presença do carbonato de cálcio aumentou o teor de sólidos nas suspensões em que foi adicionado.

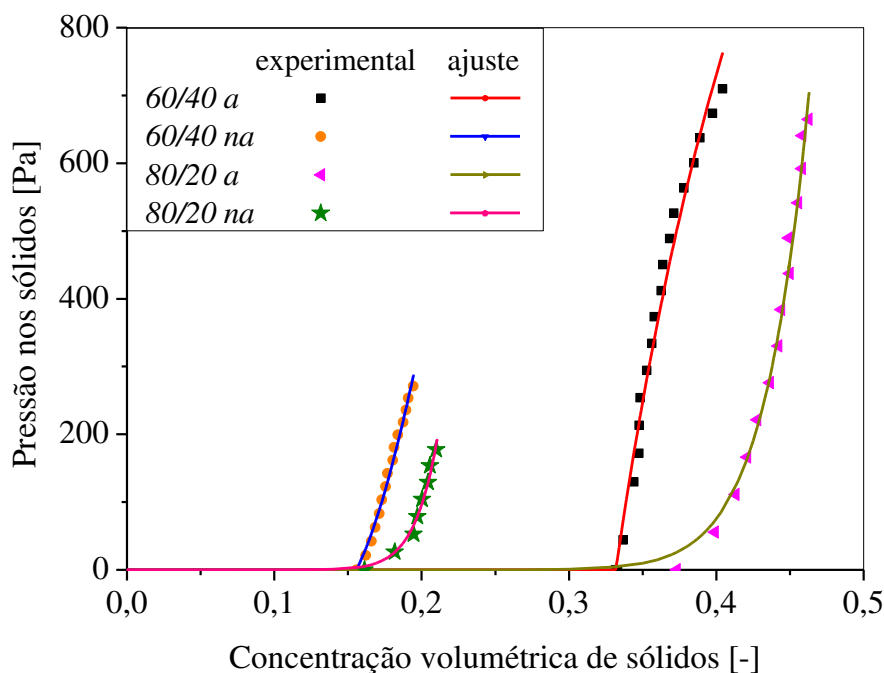


Figura 4.46 – Pressão nos sólidos em função da concentração dos sedimentos para as suspensões em estudo.

A compressibilidade das suspensões também pode ser analisada pela inclinação da curva $P_s \times \varepsilon_s$. Sistemas pouco compressíveis e incompressíveis apresentam elevada inclinação da curva de pressão em função da concentração de sólidos, ao passo que em sistemas compressíveis essa inclinação é menor. Deste modo, para o caso das suspensões de mesma razão óleo/água, as suspensões não-adensadas apresentaram comportamento mais compressível em relação às densadas.

Para os sistemas de diferentes razões óleo/água, as suspensões 80/20 apresentaram maior compressibilidade em relação às de ROA 60/40. Isso pôde ser visualizado pelo formato exponencial e também de menor inclinação, em relação ao eixo das abscissas, das curvas correspondentes a ROA 80/20.

Por fim, esses resultados estão em concordância com o constatado nos gráficos de distribuição de concentração em função da posição, pois conforme discutido, os sistemas de ROA 80/20 apresentaram menor viscosidade quando comparados com os de ROA 60/40, propiciando a sedimentação dos sólidos e acomodação das partículas menores nos interstícios das maiores.

4.3.7 Estimativa da permeabilidade do meio poroso

Como a deformação da matriz fluida causada pela sedimentação das partículas das suspensões foi baixa o suficiente para que os fluidos pudessem ser considerados newtonianos, a Lei de Darcy pôde ser empregada para o cálculo da permeabilidade em meios porosos.

Para isso, a viscosidade, μ_0 , foi obtida pelo ajuste do modelo reológico de Ellis aos resultados experimentais de viscosidade aparente em função da tensão de cisalhamento, Equação (2.10), e atribuída como uma característica constante de cada suspensão. Para tanto, considerou-se que as taxas de deformação aplicadas nos ensaios reológicos foram baixas o bastante para validar essa estimativa.

$$\mu = \frac{\mu_0}{1 + (\tau/\tau_{1/2})^{\alpha-1}} \quad (2.10)$$

Os valores das taxas de deformação aplicadas às suspensões foram diferentes devido à sensibilidade do torque do viscosímetro e o modelo de Ellis apresentou dependência das estimativas iniciais para sua convergência. Os valores de μ_0 e os coeficientes de determinação encontrados estão na Tabela 4.13.

Tabela 4.13 - Ajuste do modelo reológico de Ellis.

Suspensão	μ_0 [cP]	Ellis (r^2)
60/40 <i>a</i>	$8,845 \cdot 10^4$	0,917
60/40 <i>na</i>	$5,076 \cdot 10^6$	0,945
80/20 <i>a</i>	$2,131 \cdot 10^4$	0,894
80/20 <i>na</i>	$3,468 \cdot 10^2$	0,938

Adquirido o valor de viscosidade, das variáveis v_s , ρ_s , ρ_f percorridas nesse trabalho, e considerando a concentração volumétrica de sólidos igual à concentração inicial, o cálculo da permeabilidade estimada do meio poroso para cada suspensão foi feito empregando a Equação (3.13) e são mostrados na Tabela 4.14.

$$k(\varepsilon_s) = \frac{\mu_0 v_s}{(\rho_s - \rho_f) \varepsilon_s g} \quad (3.13)$$

Tabela 4.14 - Permeabilidade estimada das suspensões em meio poroso.

Suspensão	K [m ²]
60/40 <i>a</i>	7,809.10 ⁻¹¹
60/40 <i>na</i>	3,367.10 ⁻⁸
80/20 <i>a</i>	7,579.10 ⁻¹¹
80/20 <i>na</i>	4,731.10 ⁻¹¹

Embora a compressibilidade dos sistemas não-adensados tenha sido maior que a dos adensados, a permeabilidade resulta de uma combinação de variáveis com efeitos cruzados significativos e por isso, os resultados obtidos para a permeabilidade são estimativas que carregaram a interdependência dos fatores envolvidas na fluidodinâmica de separação gravitacional das suspensões estudadas.

Pôde-se inferir que a presença do adensante reduziu a permeabilidade em meios porosos para as suspensões de razão óleo/água 60/40, já que um dos principais propósitos da adição de carbonato de cálcio é sua atuação como agente obturante. Por outro lado, para as suspensões de ROA 80/20 a presença do adensante pouco interferiu na estimativa da permeabilidade, pois os valores encontrados possuem a mesma ordem de grandeza.

Nesse capítulo foram apresentados e percorridos os resultados alcançados na realização dos ensaios experimentais laboratoriais. Verificou-se que a razão óleo/água e o teor de sólidos interferiram nos parâmetros reológicos e nos perfis de sedimentação das suspensões. De forma geral, as suspensões de razão óleo/água 60/40 apresentaram valores mais elevados de viscosidade, menores alturas de líquido clarificado e menores velocidades de sedimentação de seus sólidos constituintes. Nas suspensões de ROA 80/20 constatou-se a presença de estruturas gelificadas, maiores regiões de líquido clarificado, sedimentos mais compressíveis e maiores velocidade de sedimentação de sólidos.

5. CONCLUSÕES

Constam nesse capítulo as principais conclusões obtidas pelos testes laboratoriais nas condições operacionais em que foram realizados e sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

- Caracterização das suspensões:

- A presença do carbonato de cálcio aumentou o teor de sólidos e a massa específica das suspensões, já que a adição desse composto incrementa a massa específica dos fluidos de perfuração, o que auxilia a manutenção da estabilidade do poço.

- Comportamento reológico:

- As suspensões apresentaram comportamento pseudoplástico e dependente do tempo;
- O modelo reológico de *Power-Law* apresentou bom ajuste aos resultados experimentais das suspensões de razão óleo/água 60/40, e o modelo de *Herschel-Bulckley* aos resultados das suspensões de ROA 80/20;
- Para suspensões de mesma razão óleo/água a presença do adensante aumentou a viscosidade aparente da suspensão;
- As suspensões de ROA 60/40 apresentaram maior dependência com o tempo em relação às suspensões de ROA 80/20, indicando a presença de fortes interações intermoleculares em seus arranjos estruturais.

- Monitoramento da sedimentação:

- A dinâmica de separação sólido-líquido de cada suspensão ocorreu sob baixa taxa de deformação, o que permitiu abordá-las como sedimentação em fluido newtoniano;
- A presença do adensante resultou em menores regiões de líquido clarificado para suspensões de mesma razão óleo/água, bem como reduziu a velocidade de sedimentação dos sólidos constituintes das suspensões;
- As suspensões 60/40 a, 60/40 na e 80/20 a estabilizaram-se aproximadamente no dia 90 de monitoramento, ao passo que para o sistema 80/20 na esse período foi em torno de 60 dias;

- As curvas de equi-concentração apresentaram comportamento ascendente, não surgiram da origem dos eixos cartesianos, foram dependentes da reologia de cada sistema e permitiram verificar a polidispersão dos sólidos constituintes das suspensões;
- As suspensões de ROA 80/20 formaram matrizes porosas mais compressíveis em relação às de ROA 60/40;
- Foi possível a determinação da equação constitutiva para a pressão nos sólidos;
- A adição do carbonato de cálcio aumentou a pressão nos sólidos para ambas as suspensões de razão óleo/água;
- A presença do carbonato reduziu a permeabilidade estimada em meios porosos para as suspensões de ROA 60/40 e pouco interferiu para as ROA 80/20.
 - A suspensão de razão óleo/água 60/40 adensada com carbonato de cálcio apresentou comportamento mais satisfatório para a perfuração de poços em campos marítimos nas regiões de rochas de elevada permeabilidade devido a: elevada massa específica, o que é desejável para a maior estabilidade das paredes do poço e segurança das operações; elevada viscosidade aparente, o que diminui a taxa de sedimentação dos sólidos constituintes da suspensão e das formações, reduzindo a possibilidade de emperramento da broca de perfuração em paradas operacionais; e baixa permeabilidade em meios porosos, o que diminui a perda de filtrado para a formação e a contaminação do óleo do reservatório.
- Sugestões para trabalhos futuros:
 - Análises reológicas a temperaturas superiores a 25°C;
 - Cálculo da permeabilidade em meios porosos utilizando filtro de alta pressão e temperatura.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALLEN, E.; UHLHERR, P. H. T. Nonhomogeneous sedimentation in viscoelastic fluids. Journal of Rheology, v. 22, p. 627-638, 1989

AMORIM, L. V. Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo. Tese (Doutorado) - Campina Grande, 2003

AROUCA, F. O. Obtenção Experimental das Equações Constitutivas para o Espessamento e Filtração Utilizando Técnica de Atenuação de Radiações de Altas Energias. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia Química, UFU, Uberlândia, 2003

AROUCA, F. O.; LOPES, L.C.O. , DAMASCENO, J. J. R. Concentration Profiles and Iso-Concentration Curves for Batch Settling Using the Gamma Rays Attenuation Technique. Materials Science Forum, v. 29, p. 530-531, 2006

AROUCA, F. O. Uma Contribuição ao Estudo da Sedimentação Gravitacional em Batelada. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Química, UFU, Uberlândia, 2007

BOBROFF, S.; PHILLIPS, R. J. Nuclear Magnetic resonance imaging investigation of sedimentation of concentrated suspensions in non-newtonian fluids. Journal of Rheology, v. 42, p. 1419-1436, 1998

BRITO, E. E. F. Análise da Trajetória de Poços Horizontais em Reservatório de Óleo Pesado, Dissertação (Mestrado), Natal, RN 2008

CALABREZ, N. D. Filtração e Invasão de Fluidos de Perfuração: Estudo Comparativo, Caracterização da Torta e Modelagem Dissertação (Mestrado) – Instituto de Tecnologia, UFRRJ, Seropédica, 2013

CHHABRA, R. P. Bubbles, Drops, and Particles in Non-Newtonian Fluids. 2. ed. United States of America, Ed. CRC Press, 2007

CHHABRA, R. P.; RICHARDSON, J. F. Non-Newtonian Flow and Applied Rheology: Engineering Applications. 2. ed. Hungary, Ed. Butterworth-Heinemann, 2008

COMMITTEE, A. S. S. Drilling Fluids Processing Handbook, United States of America, Elsevier, 2005

CONCHA, F. J.; BASCUR, O. Phenomenological model of sedimentation. XII International Mineral Processing Congress, 1977

CONCHA, F.; BUSTOS, M. C. Modification of the kynch theory of sedimentation. AIChE Journal, p. 312–315, 1987

DAMASCENO, J. J. R. Uma contribuição ao estudo do espessamento contínuo. Rio de Janeiro, COPPE - UFRJ, 1992

DAUGAN, S.; TALINI, L.; HERZHAFT, B.; ALLAIN, C. Aggregation of particles settling in shear-thinning fluids. Part 1. Two-particle aggregation. The European Physical Journal E, v. 7, p. 73-81, 2002a

DAUGAN, S.; TALINI, L.; HERZHAFT, B.; ALLAIN, C. Aggregation of particles settling in shear thinning fluids. Part 2. Three particle aggregation. The European Physical Journal E, vol. 9, p. 55-62, 2002b

DAUGAN, S.; TALINI, L.; HERZHAFT, B.; PEYSSON, Y.; ALLAIN, C. Sedimentation of suspensions in shear-thinning fluids. Oil & Gas Science and Technology, v. 59, p. 71-80, 2004

D'ÁVILLA, J. S. Uma análise da teoria de Kynch para a sedimentação. Revista Brasileira de Tecnologia, p. 447-453, 1976

D'ÁVILLA, J. S. Um modelo matemático para a sedimentação. Tese (Doutorado). COPPE - UFRJ, Rio de Janeiro, 1978

D'ÁVILA, J. S.; SAMPAIO, R. Equações de Estado para a Pressão nos sólidos. II Congresso Brasileiro de Engenharia Química, São Paulo, Brasil, 1977

ELER, F. M. Estudo da Sedimentação de Barita em Fluidos de Perfuração. Dissertação (Mestrado). UFRRJ – Seropédica, Rio de Janeiro, 2012

FAGUNDES, F. M. Estudo da Estabilidade da Suspensão Constituinte do Fluido Br-Mul/Petrobras. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Química, UFU, Uberlândia, 2015

FIALHO, P. F. Cascalho de perfuração de poços de petróleo e gás. Estudo do potencial de aplicação em concreto. Dissertação (Mestrado) – Centro Tecnológico, UFES, Vitória, 2012

FITCH, E. B. Kynch theory and compression zones. AIChE Journal, p. 940–946, 1983

FOX, R. W.; MCDONALD, A. T. Introdução à Mecânica dos Fluidos, 5ed, ed LTC, 2001

GARDNEY, R.; ELY-JR, R. Radioisotope measurement applications in engineering. Reinhold Publishing Corporation, 1967

GEANKOPLIS, C. J. Transport Processes and Unit Operations, 3 ed., USA, Prentice- Hall International, 1993

GUIMARAES, I. B.; ROSSI, L. F. S. Estudo dos Constituintes dos Fluidos de Perfuração: Proposta de uma Formulação Otimizada e Ambientalmente Correta, 4º PDPETRO, Campinas, SP, 2007

HAMACHER, M. E. Um Estudo da Sedimentação Utilizando o Método da Atenuação de Raios Gama. Dissertação (Mestrado), COPPE – UFRJ, Rio de Janeiro, 1978

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETROLEO E GAS, Agenda Prioritária da Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – ano 2104/2015, 2015

JAHN, F.; COOK, M.; GRAHAM, M. Hydrocarbon exploration and production. Developments in Petroleum, Science United Kingdom, v. 46, Ed. Elsevier, 2003

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

KYNCH, G. J. A theory of sedimentation. Trans. Amer. Soc., p. 166–176, 1952

LIVESCU, S. Mathematical modeling of thixotropic drilling mud and crude oil flow in wells and pipelines – A review. Journal of Petroleum Science and Engineering v. 98-99, p. 174-184, 2012

MACHADO, J. C. V. Reologia e escoamento de fluidos: ênfase na indústria do petróleo. Rio de Janeiro, Ed. Interciência, 2002

MARTINS, L. F. Estudo da formação e estabilidade de tortas de filtração na perfuração de poços de petróleo. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Tecnologia, UFRRJ, Seropédica, 2013

MARTINS, A. B.; FERREIRA, H. S.; FERREIRA, H. C.; NEVES, G. A. Desenvolvimento de argilas bentoníticas organofilizadas para uso em fluidos não aquosos de baixo conteúdo aromático. 4º PDPETRO, Campinas, SP, 2007

MARUMO, J. K. Avaliação da contaminação provocada por pár-raios radioativos de Amerício-241 descartados em lixões Tese (Doutorado) – Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, USP, São Paulo, 2006

MASSARANI, G. Fluidodinâmica em Sistemas Particulados, 2 ed. Rio de Janeiro: E-Papers Serviços Editoriais, 2002.

MELO, K. C. Avaliação e Modelagem Reológica de Fluidos de Perfuração Base Água, Natal/RN, Dissertação (Mestrado), 2008

MENDES, P. R. S. Diretrizes para o programa de comparação interlaboratorial de caracterização reológica de um fluido de perfuração, Apostila do Grupo de Reologia da PUC-Rio, 2013

MORA, S.; TALINI, L.; ALLAIN, C. Structuring sedimentation in a shear-thinning fluid. Physical Review Letters, v. 95, p. 1-4, 2005.

MOREIRA, B. A. Estudo da sedimentação em suspensões de fluidos com características reológicas pseudoplásticas Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Química, UFU, Uberlândia, 2014

MOURA, M. J.; FIGUEIREDO, M. M. Aplicação Das Técnicas de Picnometria de Gás e de Porosimetria de Mercúrio à Caracterização da Madeira de E.globulus, Silva Lusitana, v. 10, p. 207-216, 2002

NASCIMENTO, R. C. A. M.; MAGALHÃES, J.; PEREIRA, E.; AMORIM, L. V. Degradação térmica de fluidos de perfuração argilosos aditivados com polímeros e lubrificante. Revista Matéria v. 18, n. 2, p. 1329-1339, 2013

NUCLEO DE ESTUDOS ESTRATEGICOS DE ENERGIA, Resenha Energética Brasileira – resultados de 2015, 2016

PERRY, R. H.; GREEN, D. W.; MALONEY, J. O. Perry's Chemical Engineers' Handbook, 7ª ed, McGraw-Hill, 1997

PETROBRAS, Manual de Fluidos/Engenharia de Poço. 1ª ed, Rio de Janeiro, Petrobras, 2011

PETROBRAS, Plano de estratégico e Plano de Negócios e Gestão 2017-2021, 2016

PHILIPS, R. J. Structural instability in the sedimentation of particulate suspensions through viscoelastic fluids. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics, v. 165, p. 479-488, 2010

RUIZ, M. I. Estudo da sedimentação em batelada com auxílio da Técnica de Atenuação de Raios Gama. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Química, UFU, Uberlândia, 2000

SANTOS, B. S. Perfuração de poços de petróleo: fluidos de perfuração. Revista de divulgação do Projeto Universidade Petrobras e IF Fluminense v. 2, n. 1, p. 121-127, 2012

SCHAFFEL, S. B. A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil. Dissertação (Mestrado) COPPE - UFRJ, Rio de Janeiro, 2002

SILVA, L. A.; FERRAZ, A. S. F. S.; CALÇADA, L. A.; SCHEID, C. M. Determinação das Propriedades da Torta Obtida na Filtração de Fluidos de Perfuração XXXVII ENEMP Congresso Brasileiro de Sistemas Particulados, São Carlos, 2015

SKALLE, P. Drilling Fluid Engineering. 4. ed., 2011

TILLER, F. M. Revision of kynch theory. AIChE Journal, p. 823–829, 1981

TILLER, F.M.; LEU, W. Basic data fitting in filtration. Journal of the Chinese Institute of Engineers, v. 1, p. 61-70, 1980

THOMAS, J. E. Fundamentos da Engenharia de Petróleo. 2. ed., Rio de Janeiro, Ed. Interciência, 2001

VISHNAMPET, R.; SAINTILAN, D. Concentration instability of sedimenting spheres in a second-order fluid. Physics of Fluids, v. 24, p. 21-17, 2012

WALDMANN, A. T. A. Mecanismos que governam a efetividade de agentes obturantes no controle da invasão de fluidos de perfuração na rocha reservatório de petróleo. Dissertação (Mestrado), PUC-RIO, Rio de Janeiro-RJ, 2005

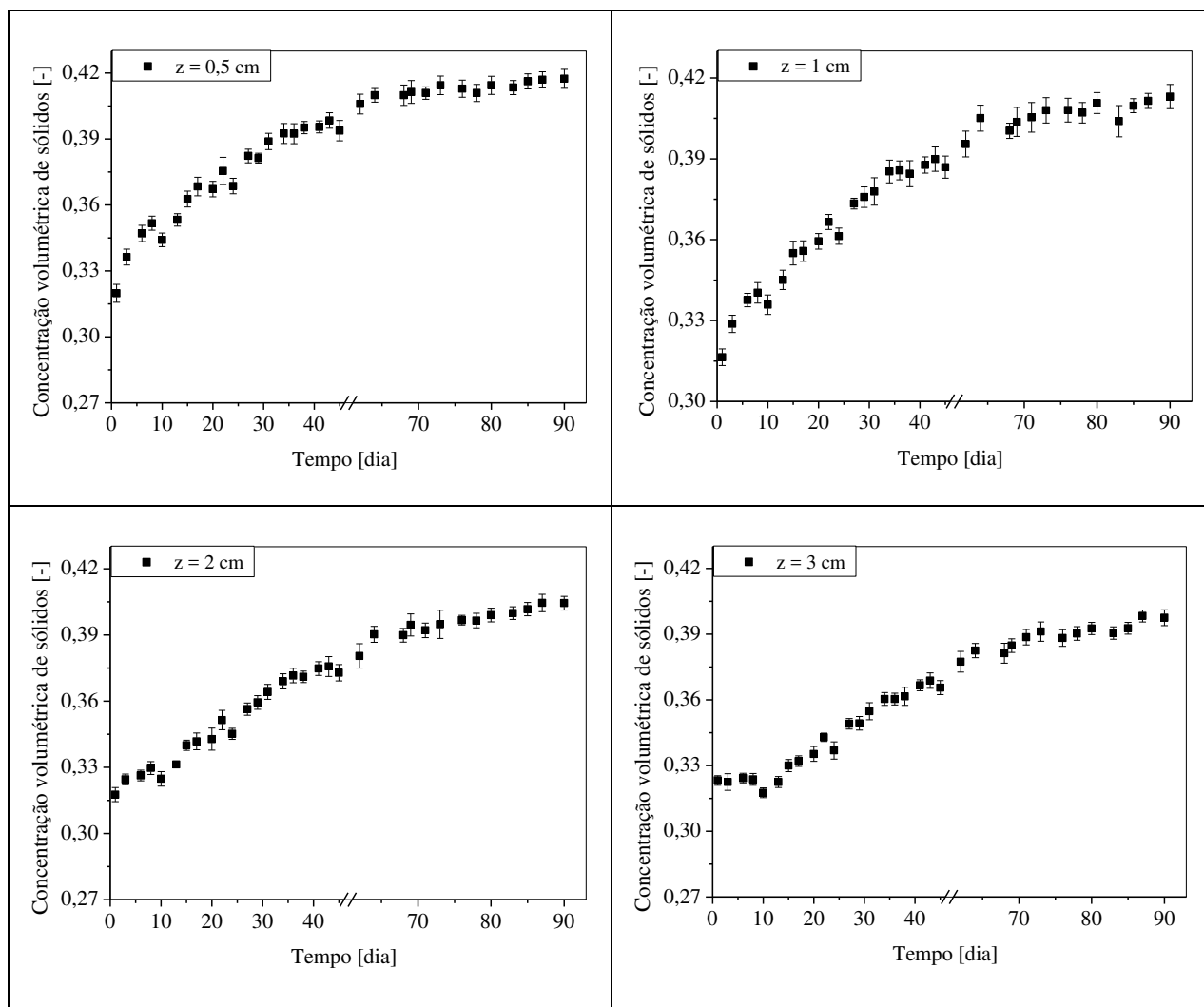
WALDMANN, A.; ANDRADE, A. R.; MARTINS, A. L.; LOMBA, R. F. T.; ARAGÃO, A. F. L. Sobre os Mecanismos Responsáveis por Minimizar a Invasão do Fluido de Perfuração na Rocha Reservatório. Encontro Nacional de Hidráulica de Poços de Petróleo, 2006

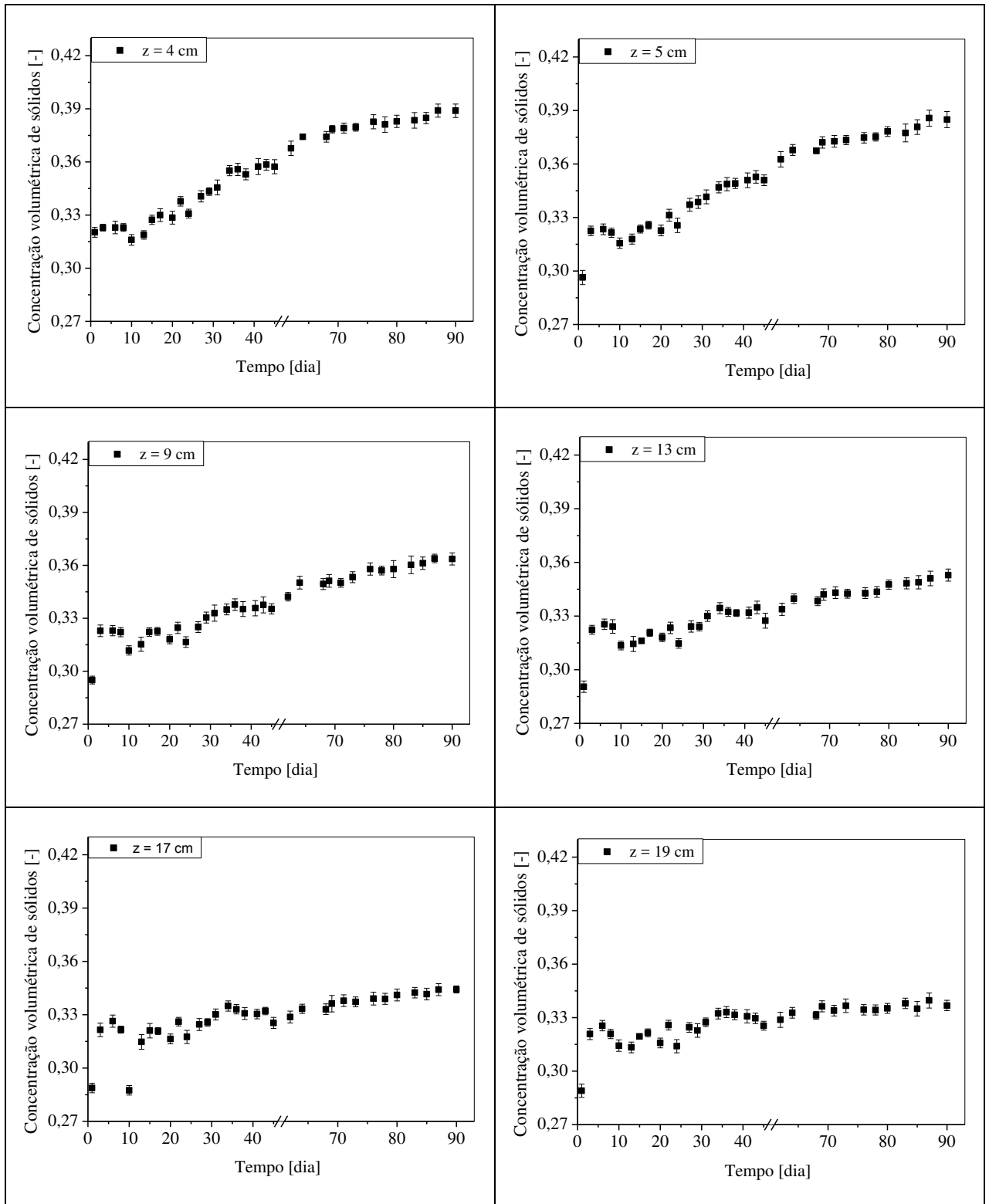
WILKES, J. O. Fluid Mechanics for Chemical Engineers with Microfluidics and CFD. 2. ed., United States of America, Ed. Prentice Hall Professional Technical Reference, 2006

YU, Z.; WACHS, A.; PEYSSON, Y. Numerical Simulation of particle sedimentation in shear-thinning fluids with a fictitious domain method. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics, v. 136, p. 126-139, 2006

APÊNDICE A

Estão representados nesse Apêndice os gráficos de concentração volumétrica de sólidos versus tempo para as posições de monitoramento. As Figuras A.1, A.2, A.3 e A.4 correspondem às suspensões 60/40 *a*, 60/40 *na*, 80/20 *a* e 80/20 *na*, respectivamente.





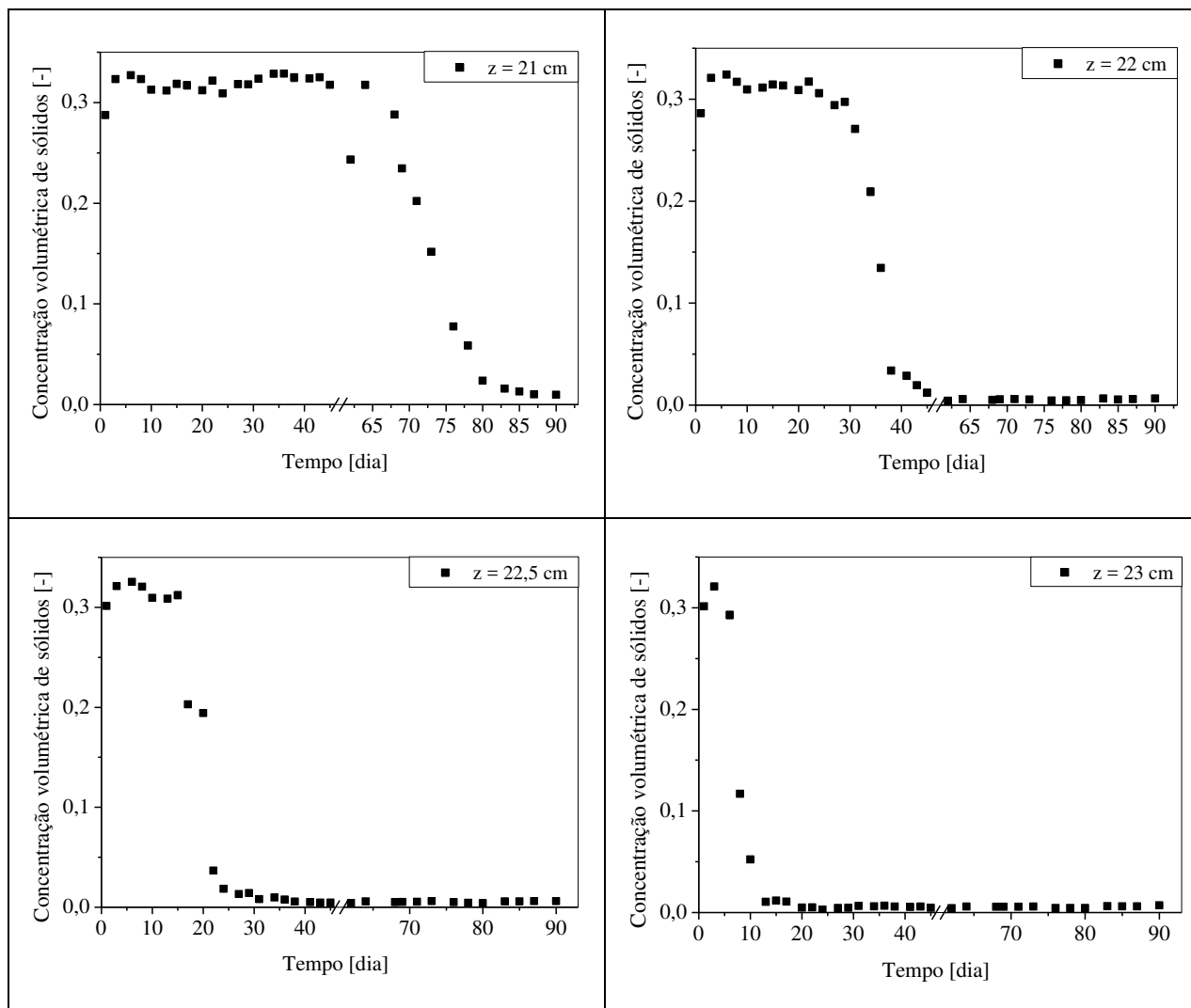
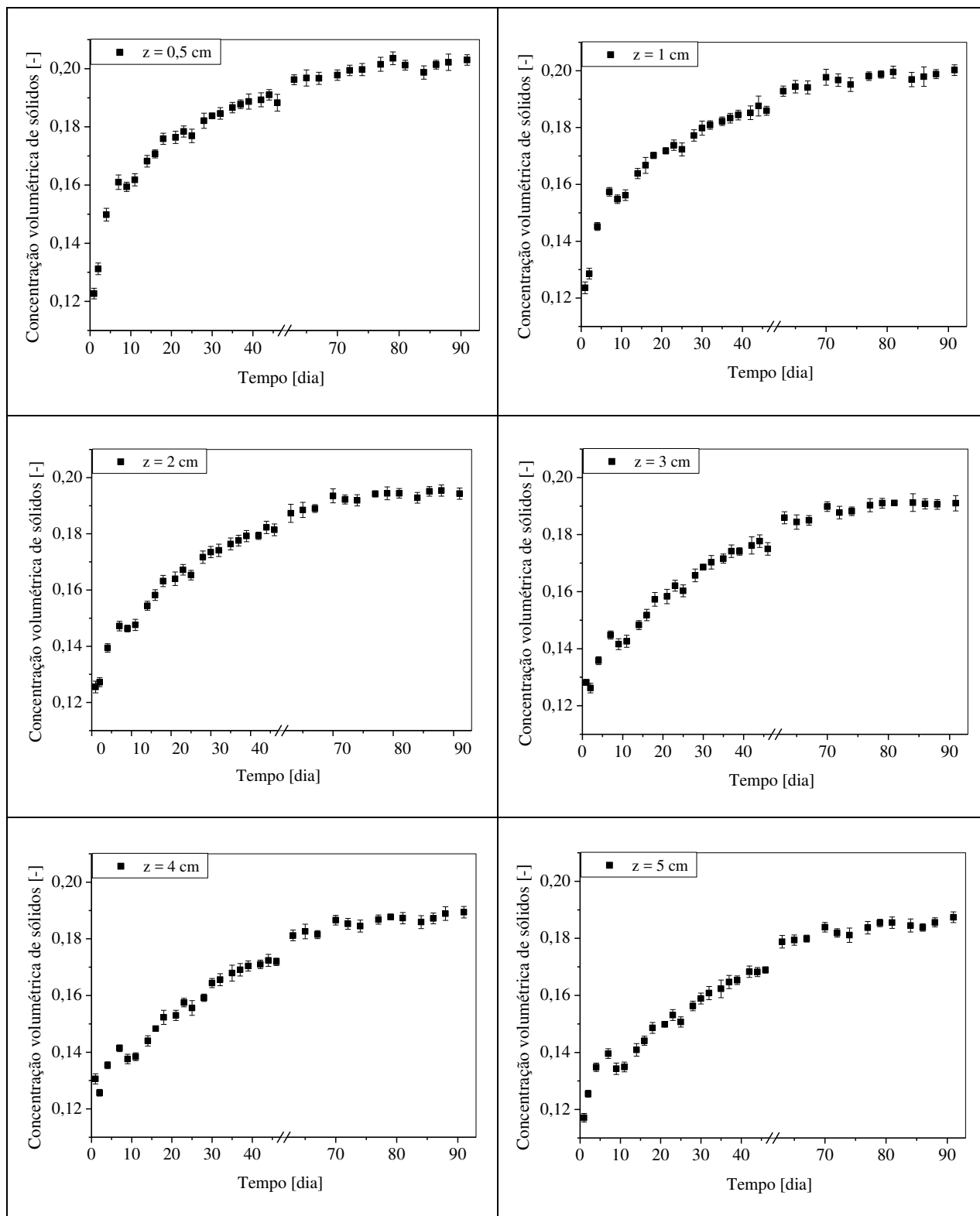
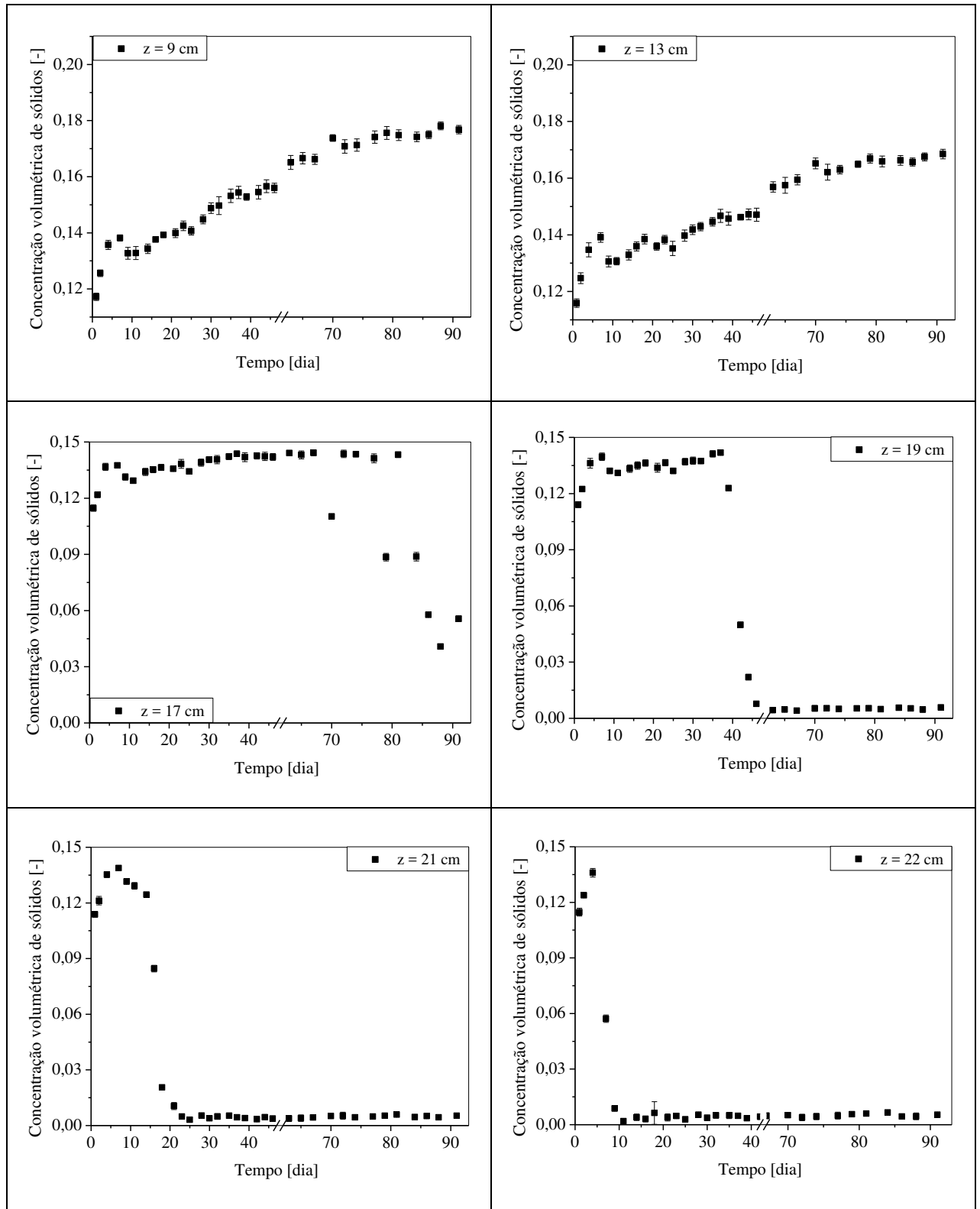


Figura A.1 - Concentração volumétrica de sólidos em função do tempo para diferentes posições de monitoramento da suspensão 60/40 a.





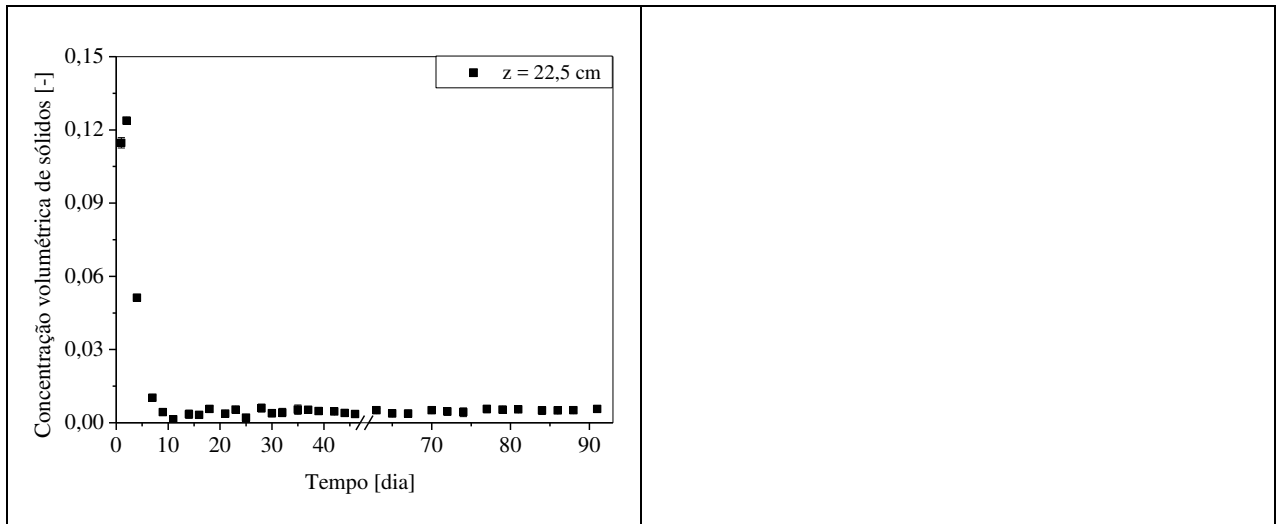
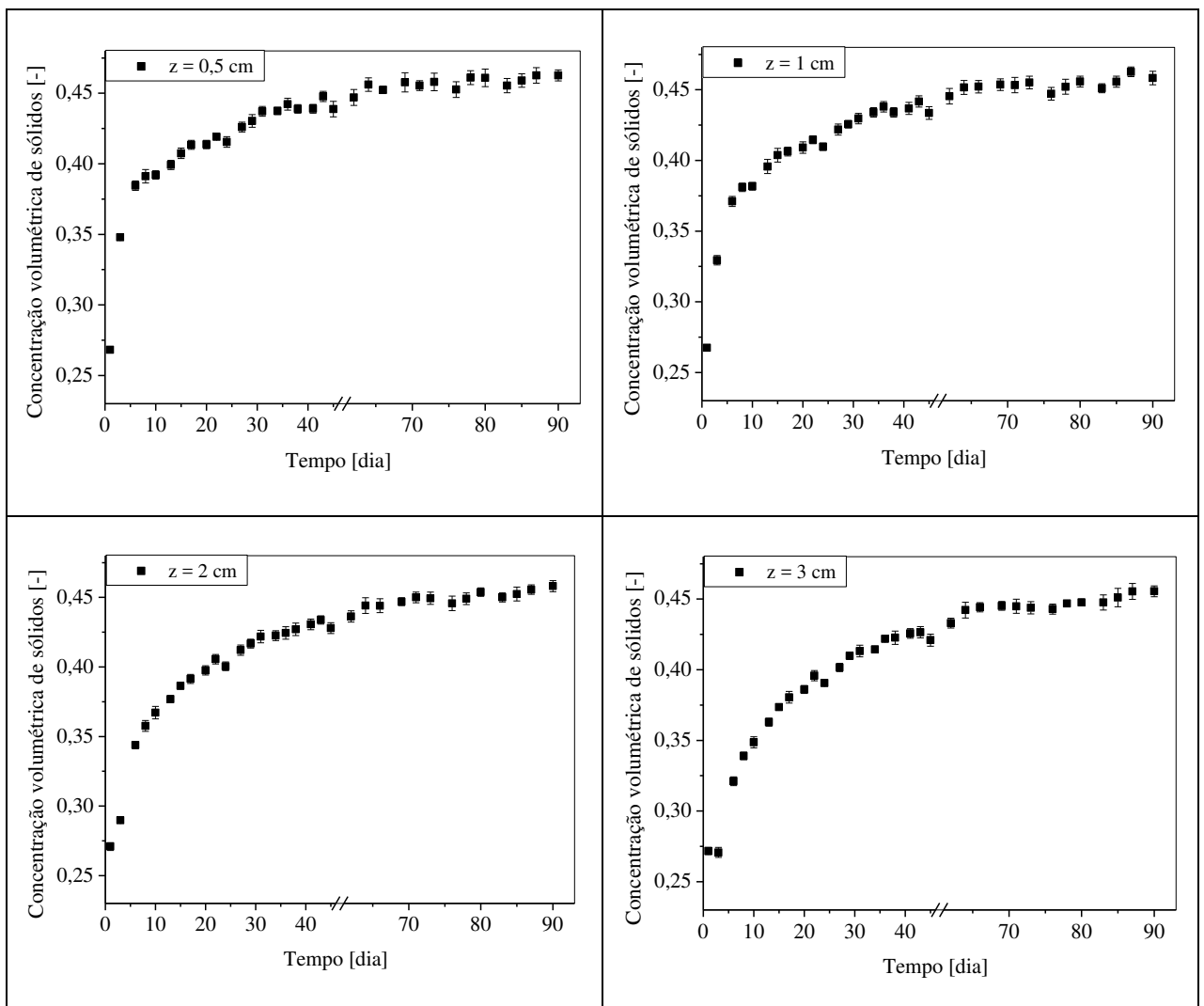
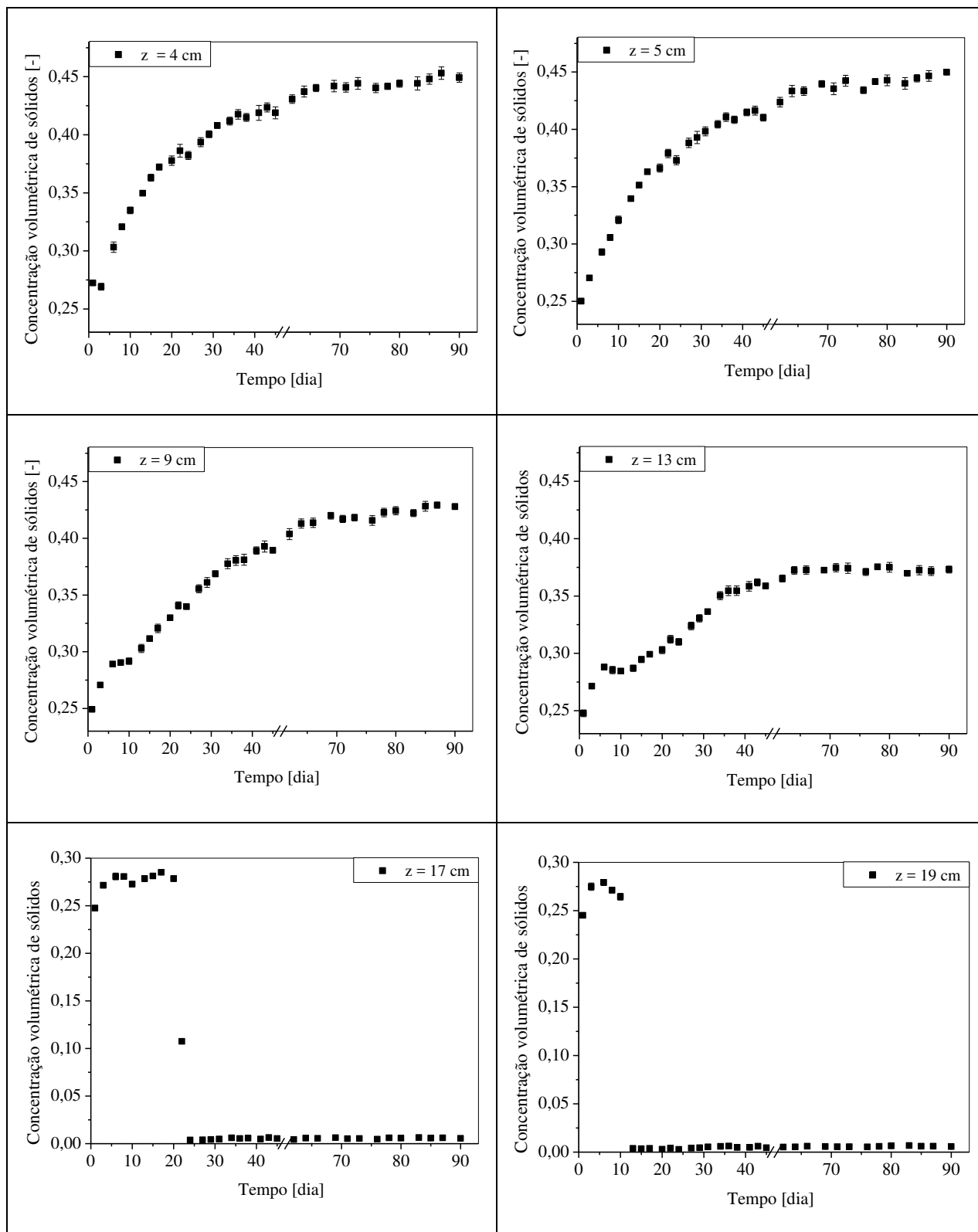


Figura A.2 - Concentração volumétrica de sólidos em função do tempo para diferentes posições de monitoramento da suspensão 60/40 na.





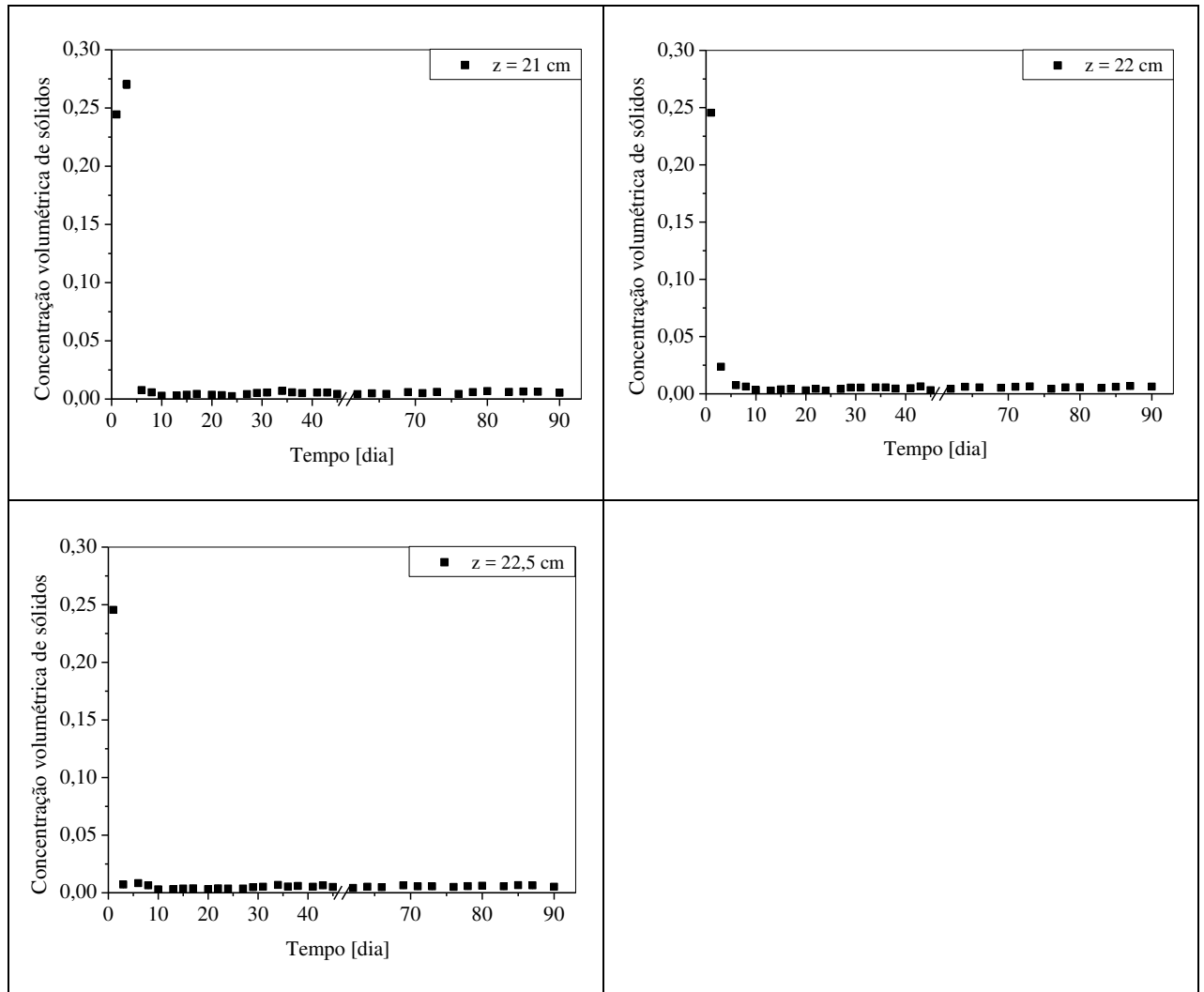
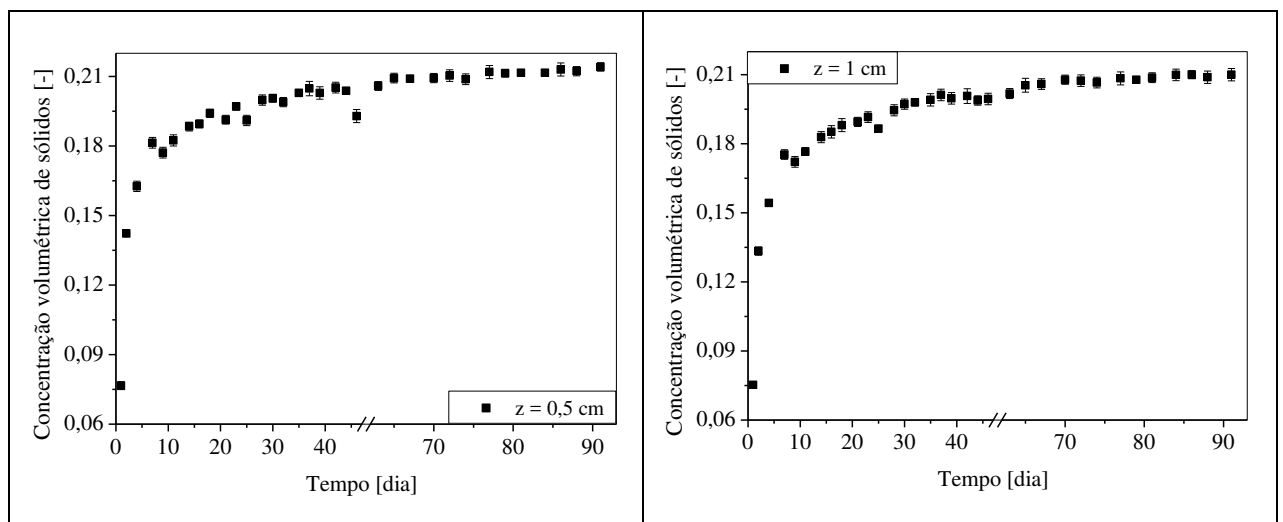
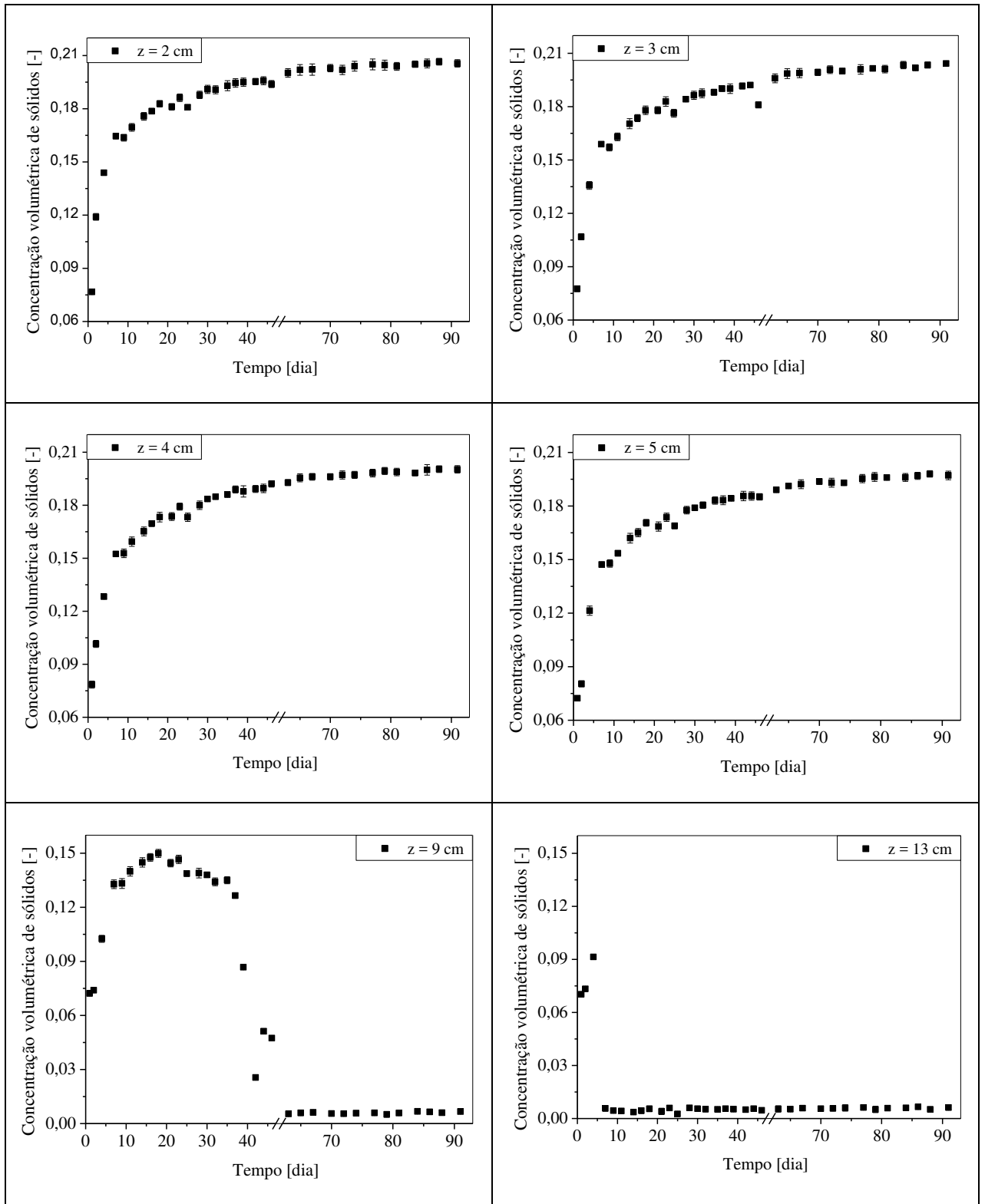


Figura A.3 - Concentração volumétrica de sólidos em função do tempo para diferentes posições de monitoramento da suspensão 80/20 a.





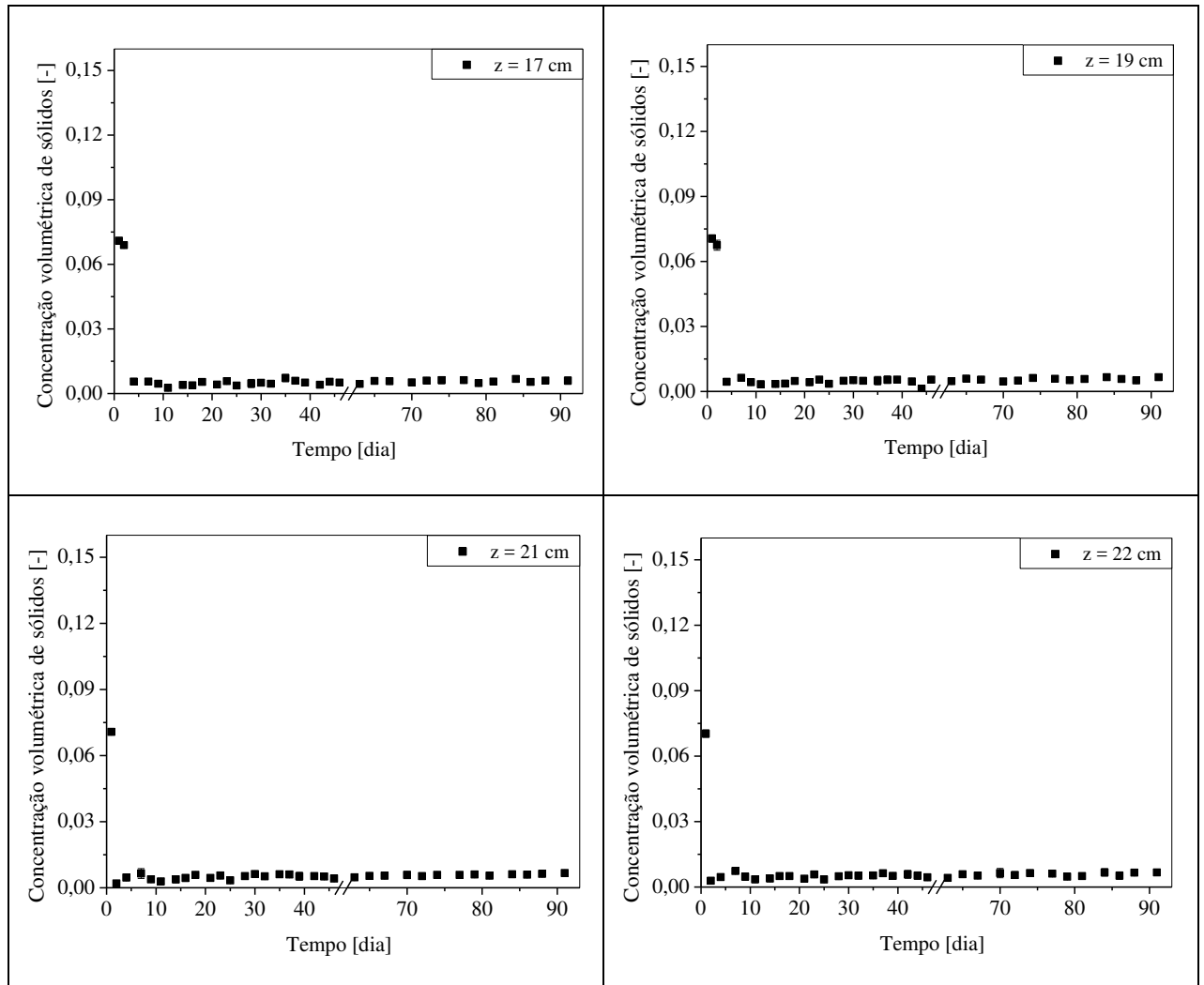


Figura A. 4 - Concentração volumétrica de sólidos em função do tempo para diferentes posições de monitoramento da suspensão 80/20 *na*.