

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

DISSERTAÇÃO

**Estudo da filtração com e sem sedimentação prévia
de fluidos de perfuração com comportamentos
Newtonianos e Não-Newtonianos**

KELLY CRISTINA DA SILVA

Dezembro, 2017



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

**Estudo da filtração com e sem sedimentação prévia
de fluidos de perfuração com comportamentos
Newtonianos e Não-Newtonianos**

KELLY CRISTINA DA SILVA

Sob a Orientação de
Cláudia Miriam Scheid

e Co-orientação de
Luís Américo Calçada

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

Seropédica, RJ
Dezembro de 2017

**Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro
Biblioteca Central / Seção de Processamento Técnico**

**Ficha catalográfica elaborada
com os dados fornecidos pelo (a) autor(a)**

S586e

Silva, Kelly Cristina da, 1987-

Estudo da filtração com e sem sedimentação prévia de fluidos de perfuração com comportamentos Newtonianos e Não-Newtonianos / Kelly Cristina Da Silva. - 2017.
73 f.: il.

Orientadora: Cláudia Miriam Scheid.

Coorientador: Luís Américo Calçada.

Dissertação (Mestrado). -- Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, 2017.

1. APB. 2. Fluido confinado. 3. Filtração. I. Scheid, Cláudia Miriam, 1968-, orient. II. Calçada, Luís Américo, 1966-, coorient. III Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Programa de Pós Graduação em Engenharia Química. IV. Título.

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

KELLY CRISTINA DA SILVA

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

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 21/12/2017

Cláudia Miriam Scheid, D.Sc.,DEQ/UFRRJ

Cristiano Agenor Oliveira de Araújo, D. Sc., ICET/UFVJM

Filipe Arantes Furtado, D.Sc.,DEQ/UFRRJ

Aos meus pais, Janete e Eduardo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus que até hoje vem me mostrando que a sua vontade é boa, perfeita e agradável. Pela força renovada a cada dia e revelando que os sonhos Dele são melhores que os meus.

Agradeço aos amores da minha vida, meus maiores incentivadores, meus pais. Pelo incentivo, apoio, dedicação, por acreditarem que posso conquistar tudo que desejar, mesmo nos momentos que eu duvidei. Por serem meus exemplos de honestidade, amor e trabalho.

Um agradecimento especial aos Professores, Cláudia e Calçada, pela orientação e paciência. Pela dedicação com esta pesquisa mesmo nos momentos que poderiam estarem dedicando exclusivamente às suas famílias. Obrigada a todos os professores e funcionários da UFRRJ que colaboraram neste trabalho, sem vocês nada disso seria possível. Peço a Deus que continue abençoando a todos. Agradeço à Petrobras pelo material cedido para os testes de filtração e sedimentação.

A todos os alunos de IC que colaboraram na pesquisa, em especial a Isadora que acreditou neste trabalho e se dedicou inteiramente em todas as etapas. Obrigada por sua amizade e colaboração nos momentos que mais precisei.

Agradeço aos amigos conquistados nesta trajetória, as risadas que me proporcionaram, permitindo que as matérias e a pesquisa fossem mais leves e divertidas, não podem esquecer a “carona amiga” que me permitiu alguns minutos a mais de sono. Aos meus amigos Roberta, Bianca, Laura, Raquel, Fabíola, Izadora e Ramon, muito obrigada!

Quando conquiste a tão sonhada vaga no mestrado da UFRRJ, acreditei que só iria conquistar conhecimento e o título de mestre, porém Deus tinha algo a mais, algo especial. Conquistei amigos, obrigada e que Deus abençoe a todos.

RESUMO

SILVA, Kelly Cristina. Título 2017. 59p. **Estudo da filtração com e sem sedimentação prévia de fluidos de perfuração com comportamento Newtonianos e Não-Newtonianos.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, Tecnologia Química). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2017.

Durante o processo de perfuração de poços de petróleo, o fluido de perfuração pode ficar confinado no anular formado entre os tubos de revestimento por meses até o início da produção. Ao longo do tempo de confinamento, o adensante do fluido de perfuração sedimenta, formando uma torta de sedimentação no fundo no anular. Quando a extração de hidrocarbonetos se inicia, a temperatura do poço aumenta causando a expansão volumétrica do líquido confinado o que ocasiona o aumento da pressão no anular, um fenômeno conhecido como *Annular Pressure Build up*, APB. O APB pode levar ao rompimento do revestimento e o colapso do poço. A mitigação do APB tem sido uma preocupação frequente na etapa de produção, o aumento da pressão ocasiona a fratura na formação rochosa e/ou no cimento da sapata, nos poços construídos com sapata aberta. Caso isto ocorra, o fluido de perfuração confinado começará a ser filtrado sobre a torta previamente sedimentada de adensante, aliviando a pressão dentro do anular. Este trabalho teve como objetivo avaliar as propriedades da torta de filtração em processos com sedimentação prévia e processos só de filtração. As filtrações com sedimentação prévia de sete dias e sem sedimentação foram realizadas com fluidos Newtonianos e fluidos Não-Newtonianos. Os testes foram realizados em uma célula de filtração HTHP (*High Temperature/High Pressure*) durante de 30 minutos. A partir dos ensaios de filtração foram obtidos parâmetros como volume de filtração versus tempo de filtração, espessura da torta de filtração, permeabilidade e porosidade. Os fluidos Newtonianos eram compostos por glicerina, água deionizada e baritina B1, enquanto que os fluidos Não-Newtonianos foram compostos por uma solução de goma xantana ou carboximetilcelulose e baritina PCS-150. Simultaneamente, testes de sedimentação em proveta foram realizados para avaliar como as suspensões dos dois tipos de fluidos se comportavam a pressão ambiente. Os resultados indicaram que, para fluidos Newtonianos, o volume de filtrado é menor para a filtração com sedimentação prévia, diferente do que foi observado para fluidos Não-Newtonianos, que o volume de filtração foi maior para os fluidos previamente sedimentados.

Palavra-chave: APB, Fluido confinado, Filtração.

ABSTRACT

SILVA, Kelly Cristina. Título 2017. 59p. **Analysis of filtrations preceded or Not by sedimentation of drilling fluids with Newtonian and non-Newtonian behavior** Thesis (Master of Science in Chemical Engineering, Chemical Technology). Institute of Technology, Department of Chemical Engineering, Federal Rural University of Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2017.

During the process of drilling an oil well, the drilling fluid used may be confined in the annulus for months until the beginning of oil production, forming a settle layer of weighting materials at the bottom of the annular. When exploration starts temperature increases in the well and that cause a volumetric expansion of the confined fluid increasing annular pressure, a phenomenon known as APB, Annular Pressure Build up. If this pressure increasing is too high it might occur the rupture of the coating and tubing collapse. The search for APB mitigation has been a frequent concern in oil production. One way to relieve annular pressure is when the pressure increasing lead to a fracture in the rock formation and/or on the cementin the wells constructed with cement shortfall. In this case, a filtration process starts over the layer of weighting materials, relieving the pressure inside the annulus. Therefore, this work aimed to investigates the properties of the mudcake obtained after a process of filtration preceded or not by seven days sedimentation. The filtrations were performed with Newtonian and non-Newtonian fluids in a HTHP filtration cell for 30 minutes. Parameters such as filtration volume, time of filtration, mudcake thickness, permeability and porosity were obtained. Newtonian fluids were composed by a solution of glycerin and B-1 barite, while non-Newtonian fluids by a solution of xanthan gum or carboxymethylcellulose and PCS-150 barite. Simultaneously, sedimentation tests in a graduate cylinder were performed to evaluate how suspensions of both type of fluids behave at ambient pressure. The results indicated that for Newtonian fluids the volume of filtrate is lower when filtration is preceded by sedimentation, different from non-Newtonian fluids that filtration volume increased with sedimentation.

Keywords: APB, Trapped mud, Filtration.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Exemplificando a perfuração.....	2
Figura 2. Estrutura simplificada de um poço.....	3
Figura 3. Estrutura de um poço com os métodos de sapata fechada e aberta.....	4
Figura 4. Colapso no revestimento.....	5
Figura 5. Curva de fluxo.....	9
Figura 6. Esquema da filtração estática.....	10
Figura 7. Esquema simplificado da filtração plana.....	11
Figura 8 Curva de filtração t/V versus V	14
Figura 9. Curva de filtração V versus t	15
Figura 10. Estrutura química da Goma Xantana.....	18
Figura 11. Estrutura química do CMC.....	18
Figura 12. Teste de sedimentação.....	19
Figura 13. Altura de Interface versus tempo de sedimentação de um teste em proveta.....	19
Figura 14. Esquema simplificado da célula HTHP.....	21
Figura 15. Célula HTHP.....	22
Figura 16. Esquema da célula de filtração HTHP.....	23
Figura 17. Condições operacionais.....	24
Figura 18. Meio filtrante sinterizado.....	25
Figura 19. Papel filtro.....	25
Figura 20. Equipamento Malvern.....	26
Figura 21. Baritina B1(a) e Baritina PCS-150 (b).....	26
Figura 22. Balança de Lama Fann.....	28
Figura 23. Reômetro, copo de medição e rotor cilíndrico.....	29
Figura 24. Distribuição granulométrica das baritina B1 e PCS-150.....	30
Figura 25. Curvas de fluxos dos fluidos Newtonianos.....	31
Figura 26. Curva de fluxo dos fluidos Não-Newtonianos.....	32
Figura 27. Curva de viscosidade aparente de fluidos Não-Newtonianos.....	33
Figura 28. Curva de filtração dos fluidos Newtonianos, V versus t , 500 psi.....	35
Figura 29. Curva de filtração dos fluidos Newtonianos, t/V versus V , 500 psi.....	35
Figura 30. Taxa de filtração dos fluidos Newtonianos, 500 psi.....	37
Figura 31. Curva de filtração dos fluidos Newtonianos, V versus t , 700 psi.....	38
Figura 32. Curva de Filtração dos fluidos Newtonianos, t/V versus V . 700 psi.....	38
Figura 33. Taxa de filtração dos fluidos Newtonianos, 700 psi.....	39
Figura 34. Curva de filtração para as pressões ambiente, 500 e 700 psi, 95:5. V versus t	40
Figura 35. Curva de filtração nas pressões ambiente, 500 e 700 psi, 95:5, t/V versus V	41
Figura 36. Taxa de filtração nas pressões: ambiente, 500 e 700 psi, 95:5.....	42
Figura 37. Curvas de filtração nas pressões: ambiente, 500 e 700 psi, 90:10, V versus t	43
Figura 38. Curva de filtração nas pressões: ambiente, 500 e 700 psi, 90:10. t/V versus V	43
Figura 39. Torta de filtração com (a) e sem (b) sedimentação prévia.....	44
Figura 40. Volume de filtrado do fluido 90:10.....	44
Figura 41. Taxa de filtração nas pressões: ambiente, 500 e 700 psi, 90:10.....	45
Figura 42. Curva de filtração dos fluidos Não-Newtonianos, V versus t	46
Figura 43. Tortas com e sem sedimentação dos fluidos não Newtonianos com 0,2% v/v de GX.....	47
Figura 44. Taxa de filtração dos fluidos Não-Newtonianos.....	48

Figura 45. Altura de interface versus tempo de sedimentação para os fluidos Newtonianos	51
Figura 46. Sedimentação do fluido (95:5) com baritina B1. A) Início da sedimentação; B) 24 h do início da sedimentação C) 48h de sedimentação D) Sete dias (168 h) de sedimentação. .	51
Figura 47. Altura de interface versus tempo de sedimentação do fluido Não-Newtoniano. .	52
Figura 48. Sedimentação do fluido 0,2% v/v GX A) Início da sedimentação; B) 24 h do início da sedimentação C) 7 dias D) 15 dias	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Modelos reológicos.	8
Tabela 2. Condições operacionais.	24
Tabela 3. Viscosidade dos fluidos Newtonianos.	32
Tabela 4. Densidade dos fluidos Newtonianos e da glicerina.	33
Tabela 5. Densidade dos fluidos Não-Newtonianos com baritina PCS-150 na concentração de 15% v/v.	34
Tabela 6. Dados de filtração para os fluidos Newtonianos, 500 psi.	36
Tabela 7. Dados de Filtração dos fluidos Newtonianos, 700 psi.	39
Tabela 8. Dados de filtração nas pressões ambiente, 95:5, 500 e 700 psi.	41
Tabela 9. Dados de Filtração nas pressões: ambiente, 500 e 700 psi , 90:10.	44
Tabela 10. Dados de filtração dos fluidos Não-Newtonianos.	46
Tabela 11. Dados de parâmetros de permeabilidade (k) das tortas dos fluidos Newtonianos, 95:5.	49
Tabela 12. Dados de parâmetro permeabilidade (k) das tortas dos fluidos Newtonianos, 90:10.	49
Tabela 13. Dados de permeabilidade dos fluidos Não-Newtonianos.	50

NOMENCLATURA

A	Área de filtração	(cm)
APB	<i>Annular Pressure Build up</i>	
C	Concentração da suspensão	(g/cm ³)
D	Darcy;	
Dp	Diâmetro médio de Sauter	(μ m)
dp	Diâmetro da esfera de mesmo volume da partícula	(μ m)
ds	Diâmetro da esfera de mesma área superficial da partícula	(μ m)
Div τ	Divergente de tensão	
g	Gravidade	(cm ²)
HTHP	<i>High Temperature/High Pressure;</i>	
k	Índice de consistência do fluido	(Pa.s ⁿ)
n	Índice de comportamento do fluido	(adim.)
k ₁	Permeabilidade da torta	(cm ²)
k ₂	Permeabilidade do meio poroso	(cm ²)
L ₁	Espessura da torta	(cm)
L ₂	Espessura do meio poroso	(cm)
m	Força resistiva	(g/cm)
P _{atm}	Pressão atmosférica	(psi)
P _c	Queda de pressão na torta	(psi)
PF	Pressão do fluido	(psi)
P _m	Queda de pressão no meio filtrante	(psi)
P _s	Pressão do sólido	(psi)
P _T	Queda de pressão total	(psi)
P ₀	Pressão superficial do meio poroso	(psi)
P ₁	Pressão do filtrado	(psi)
P ₂	Pressão superficial da torta	(psi)
Q	Vazão de filtrado	(cm ³ /s)
q _F	Velocidade superficial do fluido	(cm/s)
q _s	Velocidade superficial do sólido	(cm/s)
R _m	Resistência do meio filtrante	
t	Tempo	(s)
V	Volume de filtrado	(cm ³)
γ_L	Limite de escoamento	
GX	Goma xantana	
CMC	Carboximetil celulose	
α	Resistividade da torta	
β	Parâmetro Kozeny-Carman	
ε	Porosidade;	
γ	Taxa de cisalhamento	(1/s)
μ	Viscosidade dinâmica	(Pa.s)
μ_F	Viscosidade do fluido	(Pa.s)
μ_p	Viscosidade plástica	(Pa.s)
μ_∞	Viscosidade limite	(Pa.s)
ρ_F	Densidade do fluido	(g/cm ³)
ρ_s	Densidade do sólido	(g/cm ³)
ϕ	Esfericidade	
σ	Tensão cisalhante	(Pa)
μ m	Micrometro	

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	REVISÃO DA LITERATURA	2
2.1	Processos de Perfuração	2
2.2	Aumento da Pressão no Anular (APB).....	3
2.3	Fluidos de Perfuração.....	5
2.4	Funções do Fluido de Perfuração.....	5
2.5	Característicasdo Fluido de Perfuração	6
2.6	Classificações dos Fluidos de Perfuração.....	6
2.6.1	Fluido base água.....	6
2.6.2	Fluido base óleo	7
2.6.3	Fluido base ar (gás)	7
2.6.4	Fluido sintético	7
2.7	Propriedades do Fluido de Perfuração.....	7
2.7.1	Reologia	8
2.7.2	Densidade.....	9
2.7.3	Teor de sólidos	9
2.8	Filtração estática	9
2.9	Teoria Simplificada da Filtração.....	10
2.10	Parâmetros de Filtração e da Torta.....	14
2.10.1	Volume de filtrado.....	14
2.10.2	Espessura da torta de filtração.....	15
2.10.3	Permeabilidade da torta de filtração	15
2.10.4	Porosidade da torta de filtração	17
2.11	Viscosificantes	17
2.11.1	Goma xantana	17
2.11.2	Carboximetilcelulose.....	18
2.12	Processo de Sedimentação	18
2.13	Filtração com Sedimentação Prévia.....	20
3	MATERIAL E MÉTODOS.....	21
3.1	Célula de Filtração HTHP	21
3.1.1	Funcionamento da célula HTHP	22
3.1.2	Condições operacionais	23
3.2	Meio Filtrante	24
3.3	Adensantes.....	25
3.3.1	Caracterização do tamanho e forma dos sólidos	25
3.3.2	Picnometria	26

3.3.3 Área superficial	27
3.4 Preparo dos Fluidos Newtonianos e Não-Newtonianos	27
3.5 Caracterização dos Fluidos	28
3.5.1 Densidade.....	28
3.5.2 Reologia	28
3.6 Sedimentação.....	29
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	30
4.1 Caracterização das Partículas.....	30
4.2 Densidade do Sólido.....	30
4.3 Área Superficial	31
4.4 Reologia.....	31
4.4.1 Fluidos Newtonianos	31
4.4.2 Fluidos Não-Newtonianos	32
4.5 Densidade das Suspensões.....	33
4.6 Dados de Filtração com e sem Sedimentação Prévia dos Fluidos Newtonianos	34
4.6.1 Influência da sedimentação e da viscosidade.....	34
4.6.2 Comparação das pressões	40
4.7 Dados de Filtração com e sem Sedimentação Prévia dos Fluidos Não-Newtonianos.....	45
4.8 Análise da Permeabilidade	48
4.9 Teste de Sedimentação	50
5 CONCLUSÃO.....	53
6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	55

CAPÍTULO I

1 INTRODUÇÃO

O método de perfuração rotativo por injeção de fluido pela coluna, começou a ser utilizado a partir de 1920. Este método consiste na rotação de uma coluna de perfuração que aplica peso sobre uma broca acoplada a sua extremidade, permitindo o avanço da perfuração (FERNANDES GE *et al*, 2011). A broca fragmenta a rocha e a retirada do cascalho produzido é realizada pelo bombeamento do fluido de perfuração através dos tubos de perfuração, com retorno à superfície pelo espaço anular entre a coluna de perfuração e o poço. O processo de perfuração é realizado por etapas até a chegada do reservatório de interesse.

Finalizando uma das etapas de perfuração é introduzido um revestimento com diâmetro menor que a broca utilizada na perfuração, sendo concluída esta fase o processo de cimentação é iniciado. A introdução do cimento no anular tem como objetivo isolar hidraulicamente parte do poço que ficou exposta durante a perfuração (ASLAN, 2015).

Após o processo de cimentação uma quantidade significativa de fluido de perfuração, que foi bombeado com os cascalhos pode ficar retida entre o revestimento e a parede do poço. Ao longo do tempo de confinamento, o adensante do fluido, utilizado para aumentar a densidade, começa a sedimentar formando uma torta de sedimentação no fundo do anular.

Durante a etapa de produção de petróleo, a temperatura do poço se eleva causando a expansão volumétrica do fluido confinado. Este aumento de volume é considerado um dos responsáveis pelo aumento da pressão no anular; fenômeno conhecido como *Annular Pressure Build up* - APB (HAFEMANN, 2015). O acréscimo de pressão pode causar fraturas na formação rochosa e/ou no cimento, o que dará início a uma filtração estática sobre uma torta de sedimentação pré-existente. O fluido confinado começará então a ser drenado aliviando a pressão no anular.

Dentro deste contexto, a motivação da pesquisa é compreender como as propriedades das tortas de sedimentação dos fluidos confinados podem influenciar no alívio de pressão no anular. O objetivo do trabalho é estudar as propriedades das tortas de filtração e avaliar a influência da característica do fluido nessas propriedades. Para isso foram estudadas as tortas formadas a partir de filtrações com sedimentação prévia (F/S) e filtrações sem sedimentação prévia (F). Os parâmetros obtidos dos processos de filtração foram comparados, tanto para fluidos Newtonianos quanto para fluidos Não-Newtonianos. Além disso, foi avaliado a influência da viscosidade e pressão nas filtrações dos fluidos Newtonianos e o efeito da concentração e do tipo de viscosificantes dos fluidos Não-Newtonianos nos ensaios de filtração. Também foram feitos testes de sedimentação em proveta para compreender como os fluidos Newtonianos e Não-Newtonianos se comportavam na célula de filtração.

CAPÍTULO II

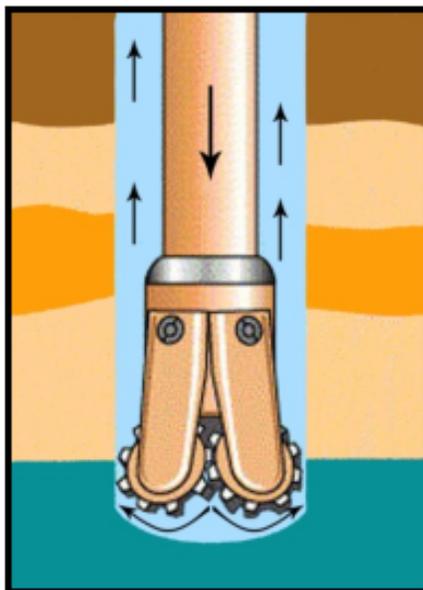
2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Processos de Perfuração

O método mais utilizado na perfuração de poços de petróleo é o método rotativo. Neste método uma torre de perfuração fica apoiada sobre uma estrutura, onde se localiza uma mesa rotativa que sustenta e comunica um torque à coluna de perfuração, que contém diversos tubos conectados entre si e a broca que perfura a rocha, quanto mais a broca perfura mais tubos vão sendo encaixados em sua parte superior da superfície. A broca lança fluido que circula no poço levando os cascalhos de rochas para a superfície. Com o término de cada fase da perfuração é introduzido uma coluna de revestimento (SCHAFFEL, 2002).

As vantagens do método rotativo são a possibilidade de perfuração em águas profundas e prevenção e controle do influxo dos fluidos da rocha; como desvantagem tem-se os altos custos com sondas e locação. Na Figura 1 está exemplificada a perfuração.

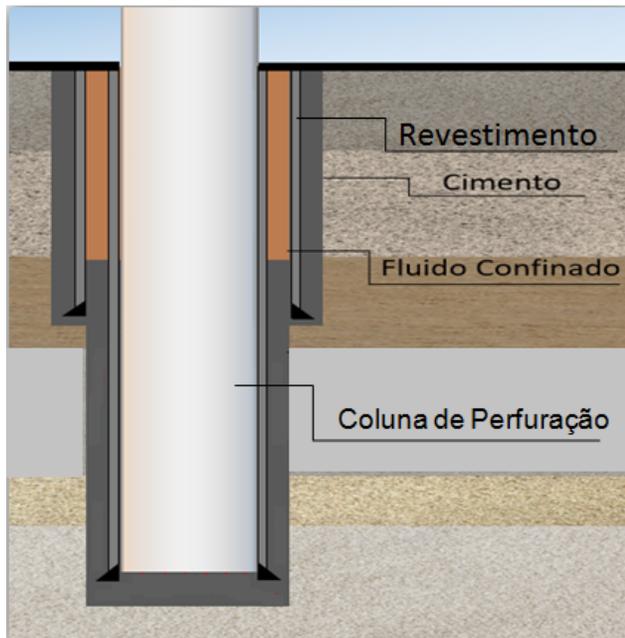
Figura 1. Exemplificando a perfuração.



Fonte: Eler (2012).

Os poços de petróleo são perfurados em etapas, a rocha é fragmentada até certa profundidade com auxílio de um fluido de perfuração, em seguida o trecho é revestido com um tubo de aço (revestimento) com diâmetro menor que o da extensão perfurada. O espaço que fica entre o revestimento e a parede do poço é conhecido como anular. Este espaço pode ficar preenchido com fluido de perfuração que não foi totalmente levado a superfície e cimento que foi bombeado no processo de cimentação. Após o endurecimento do cimento uma nova perfuração é iniciada até atingir nova profundidade, introduzindo um novo revestimento e cimentando o novo anular formado. Essas etapas ocorrem até que seja atingido o final do poço (GALHANO, 2006). Na Figura 2 está demonstrado um exemplo simplificado de um poço.

Figura 2. Estrutura simplificada de um poço.

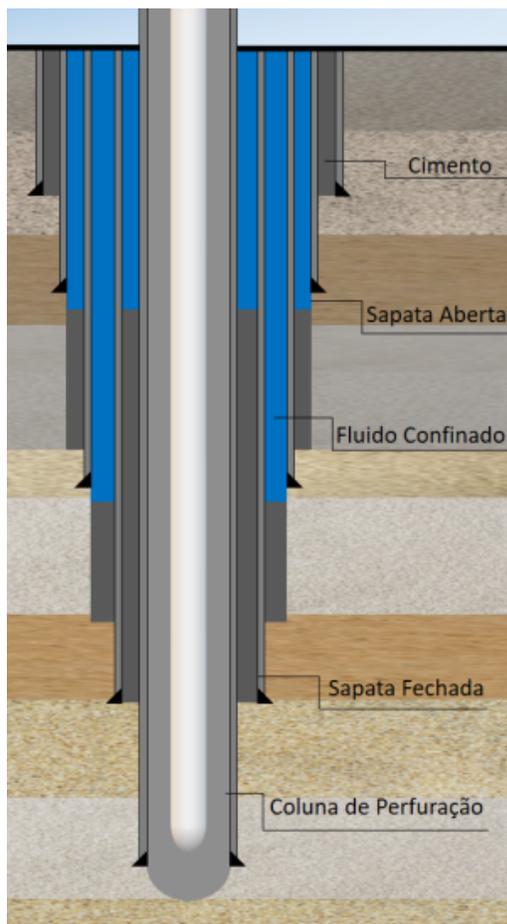


2.2 Aumento da Pressão no Anular (APB)

O cimento tem a função de fixar a tubulação e evitar migração de fluidos. Este processo de cimentação é realizado pelo bombeamento da pasta de cimento e água, que se desloca através da própria tubulação e adere à superfície externa do revestimento e a parede do poço (THOMAS, 2004).

O fluido de perfuração retido no anular após a cimentação começa a sofrer o fenômeno de sedimentação das partículas suspensas formando uma torta de sólidos no fundo do anular. Este período de confinamento pode durar meses até o início da produção. Os fluidos podem ficar confinados de duas formas, sapata fechada e aberta. O método de sapata fechada, geralmente utilizado para trechos de formação rochosa que precisam ser isolados do resto do poço, o fluido fica retido entre o cimento, os revestimentos e o elemento de vedação na cabeça do poço. Na sapata aberta, o fluido fica confinado entre o cimento, a formação, os revestimentos e o elemento de vedação na cabeça do poço (ALCOFRA, 2014). Na Figura 3 é possível observar um exemplo da estrutura do poço com a utilização dos métodos de sapata fecha e aberta.

Figura 3. Estrutura de um poço com os métodos de sapata fechada e aberta.



Segundo Alcofra (2014), caso a cimentação não chegue à cabeça do poço, terá cimento e fluido de perfuração no anular. Durante a produção os hidrocarbonetos a alta temperatura fluem dos reservatórios para a coluna perfuração e escoam até a superfície. Este escoamento aquece o poço e os fluidos confinados se expandem podendo exercer um aumento da pressão nos revestimentos. Este acréscimo de pressão é conhecido como *Annular Pressure Build up* (APB), fenômeno que tem impactado nas cargas que os revestimentos estão submetidos e na integridade do poço como um todo. Os fatores que podem contribuir para o aumento da pressão são: expansão volumétrica, alteração do volume da coluna e quantidade do fluido na coluna. Entre os três fatores o que mais influencia no APB é a expansão volumétrica, este fenômeno, contribuindo com até 80% no aumento da pressão (LIU *et al.*, 2015).

O fenômeno APB pode ser notado em qualquer poço onde exista um anular com fluido confinado. Porém, os cenários mais propícios são nos ambientes marítimos ou em locais muito frios. A diferença de temperatura entre os fluidos contidos no anular próximo a cabeça do poço e os obtidos na coluna de produção facilitam o aumento de pressão. O acúmulo de pressão no poço de alta pressão e alta temperatura pode causar acidentes graves com falhas e colapso do revestimento (Figura 4), especialmente durante o início da produção (LIU *et al.*, 2015).

O APB é tratado em diversos trabalhos acadêmicos, alguns deles simulam o aumento de pressão no anular a partir da elevação da temperatura no poço, e estudam métodos de

mitigação; sendo um deles o método de sapata aberta que proporciona o alívio da pressão com a drenagem do fluido, caso ocorra o rompimento da rocha, porém os trabalhos publicados não deixam claro se a sedimentação depositada no fundo do anular funciona como selante impedindo este alívio da pressão. Na literatura não existem trabalhos que abordem a influencia do alívio da pressão com sapata aberta que tenha como destaque o processo de filtração em cima de uma torta de sedimentação.

Figura 4. Colapso no revestimento.



Fonte: Alcofra (2014).

2.3 Fluidos de Perfuração

Os primeiros fluidos de perfuração, também conhecidos como lamas foram originados por volta de 1900. Utilizavam uma mistura de água e argila com os objetivos principais de carregar os cascalhos até a superfície, auxiliar as ferramentas na formação do poço e estabilizar as paredes (LOMBA, 2007).

Os fluidos são geralmente misturas de sólidos, líquidos, produtos químicos, podendo ser até gases. Do ponto de vista químico, fluidos podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes (THOMAS, 2004). Do ponto de vista físico, a relação entre a taxa de cisalhamento e a tensão de cisalhamento não é constante assumindo assim um comportamento de fluido Não-Newtoniano (MACHADO, 2002). Devido às condições mais severas de temperatura e pressão de operação, o aumento nas exigências técnicas e crescentes restrições ambientais há uma constante evolução na tecnologia de fluidos de perfuração (KHODJA *et al.*, 2010).

Os principais constituintes do fluido de perfuração são os adensantes, responsáveis pelo aumento da densidade do fluido; viscosificantes, que controla os parâmetros reológicos; controlador de pH que reduz o índice de corrosividade nos equipamentos; e redutor de filtrado que diminui a quantidade de filtrado na formação rochosa (OLIVEIRA *et al.*, 2013).

2.4 Funções do Fluido de Perfuração

Os fluidos de perfuração possuem as seguintes funções (THOMAS, 2004; SCHAFFEL, 2002):

- Trazer informações das formações rochosas perfuradas: os cascalhos e o fluido de perfuração que chegam à superfície contêm informações do tipo de formação que está sendo perfurada a partir dos cascalhos e a quantidade de água e óleo que está entrando no poço com as características do fluido de perfuração que retorna à superfície.
- Limpar o poço dos cascalhos gerados pela broca e transportá-los até a superfície: abre passagem para as brocas retirando os pedaços de rocha triturados e carregando-os para a superfície.
- Resfria e lubrifica a coluna de perfuração e a broca: O atrito gerado pela rotação da broca tem como consequência o aumento de sua temperatura, sendo necessário o resfriamento, a lubrificação é necessária para diminuir a fricção que acontece entre a parede do poço e a broca.
- Suportar e proteger as paredes do poço: o fluido de perfuração exerce uma pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar o retorno de fluidos indesejados (*kick*).

2.5 Características do Fluido de Perfuração

Os fluidos devem garantir que a perfuração seja rápida e segura, apresentando as seguintes características (THOMAS, 2004):

- Ser estável quimicamente;
- Estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- Facilitar a separação dos cascalhos em suspensão quando estiver em repouso;
- Ser inerte em relação a danos às rochas produtoras;
- Aceitar qualquer tratamento, físico e químico;
- Ser bombeável;
- Apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão em relação à coluna de perfuração e demais equipamentos do sistema de circulação;
- Facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço; e
- Apresentar custo compatível com a operação.

2.6 Classificações dos Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração podem ser classificados devido ao seu constituinte principal: base água; base óleo e base ar, este critério se baseia na natureza da fase dispersante e dispersa.

2.6.1 Fluido base água

A água é o principal constituinte dos fluidos produzidos atualmente, sendo o primeiro fluido de perfuração utilizado. As lamas de base água possuem partículas sólidas que ficam suspensas em água ou salmoura (CAENN; DARLEY e GRAY, 2014).

Segundo Schaffel (2002), conforme citado por Veiga (1998) os principais tipos de fluido à base água são os fluidos convencionais, fluidos naturais, fluidos tratados com cal, fluidos não dispersos tratados com cal e polímeros, fluidos de base KCl, fluidos isentos de sólidos e fluidos biopoliméricos.

A principal função da água é prover o meio de dispersão para os materiais coloidais, principalmente argilas e polímeros que são responsáveis pelo controle de viscosidade e limite de escoamento do fluido. Os fatores a serem considerados na seleção da água de preparo são:

disponibilidade, custo de transporte e de tratamento, tipo de formação geológica a serem perfuradas entre outros (THOMAS, 2004).

2.6.2 Fluido base óleo

Devido a sua resistência a altas temperaturas e boa lubrificação, o fluido base óleo tem sido utilizado em perfuração em águas profundas. A lama à base óleo ideal deve ter a viscosidade e a capacidade de suspender ou transportar os cascalhos quando for interrompida a perfuração (ZHOU *et al.*, 2015).

Os fluidos de perfuração são a base óleo quando a fase contínua ou dispersante é constituída por uma fase óleo e pequenas gotículas de água ou de solução aquosa que constitui a fase descontínua do fluido. Com o alto custo inicial e grau de poluição, estes fluidos são empregados em menor frequência quando comparados com os fluidos de perfuração à base água (THOMAS, 2004).

2.6.3 Fluido base ar (gás)

Fluidos de baixa densidade são recomendado em zonas com perda de circulação severas e formações produtoras com pressão muito baixa ou grande susceptibilidade a danos, também utilizados em formações muito duras como o basalto ou o diabásios, e regiões com escassez de água e regiões glaciais com camadas espessas de gelo (THOMAS, 2004).

Os fluidos de ar circulam do mesmo modo que os líquidos, através da pressão fornecida por compressores instalados na superfície. As formas básicas do fluido utilizados na perfuração a gás são pó (polvilhado), névoa (neblina) ou espuma (SCHAFFEL, 2002).

2.6.4 Fluido sintético

O primeiro fluido sintético foi produzido em 1990, contendo ésteres em sua formulação éster. A produção deste fluido é feita a partir de reações químicas de compostos puros ou agrupamentos químicos. Os fluidos de perfuração com ésteres possuem alta capacidade de biodegradação e baixa toxicidade (JESUS *et al.*, 2015)

Esse fluido vem ganhando espaço no mercado, sendo desenvolvido como alternativa, pois os fluidos de perfuração à base de água têm seu desempenho limitado e o fluido à base de óleo possui restrições ambientais mais rigorosas (SCHAFFEL, 2002).

2.7 Propriedades do Fluido de Perfuração

Os fluidos de perfuração devem ser formulados de tal forma que suas propriedades possam ser alteradas quando necessário, a fim de garantir sua eficiência. As propriedades de controle de fluidos podem ser físicas ou químicas.

As propriedades físicas geralmente analisadas são densidade, reologia, as forças géis (inicial e final), parâmetros de filtração e teor de sólidos. Em menor uso temos as propriedades de resistividade elétrica, índice de lubricidade e estabilidade elétrica. Para as propriedades químicas temos pH, teor de cloreto e de bentonita e a alcalinidades (THOMAS, 2004). Algumas propriedades de interesse para da pesquisa serão apresentadas a seguir.

2.7.1 Reologia

A reologia estuda o comportamento reológico dos fluidos, podendo ser eles um líquido, uma suspensão ou um gás.

O comportamento reológico dos fluidos é definido pela relação entre tensão de cisalhamento (σ) e taxa de cisalhamento (γ). Esta relação pode ser definida matematicamente pela equação de fluxo de momento, os fluidos são classificados como Newtonianos e Não-Newtonianos de acordo com a relação entre tensão e taxa de cisalhamento.

Os fluidos são ditos como Newtonianos quando seguem a lei de Newton da viscosidade sendo esta influenciada pela temperatura e pressão. No regime laminar existe uma proporcionalidade entre tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento, sua viscosidade não é alterada, pois a razão entre a tensão e a taxa de cisalhamento é constante. Quando essa relação não é constante o fluido é denominado Não-Newtoniano. Considerando a temperatura e pressão constante, a viscosidade desses fluidos varia com a taxa de cisalhamento.

Os fluidos Não-Newtonianos podem ser ajustados por diferentes modelos reológicos, entre os quais pode se citar: Bingham, Ostwald de Waale (fluido de potência), Herschell Buckley e Casson. Na Tabela 1 estão relacionados os modelos matemáticos reológicos podendo ser representados a partir de curvas de fluxos, ilustradas na Figura 5.

Tabela 1. Modelos reológicos.

Modelos reológicos	Equações do modelo
Newtoniano	$\sigma = \mu\gamma$
Bingham	$\sigma = \mu_p\gamma + \gamma_L$
Ostwald de Waale	$\sigma = k\gamma^n$
Herschell Buckley	$\sigma = \mu_p\gamma^n + \sigma_0$
Casson	$\sigma^{1/2} = (\mu_\infty\gamma)^{1/2} + \sigma_0^{1/2}$

Fonte: Machado (2002).

Onde:

k – índice de consistência (Pa.sⁿ);

n – índice de comportamento (adim.);

μ – viscosidade dinâmica (Pa.s);

μ_p – viscosidade plástica (Pa.s);

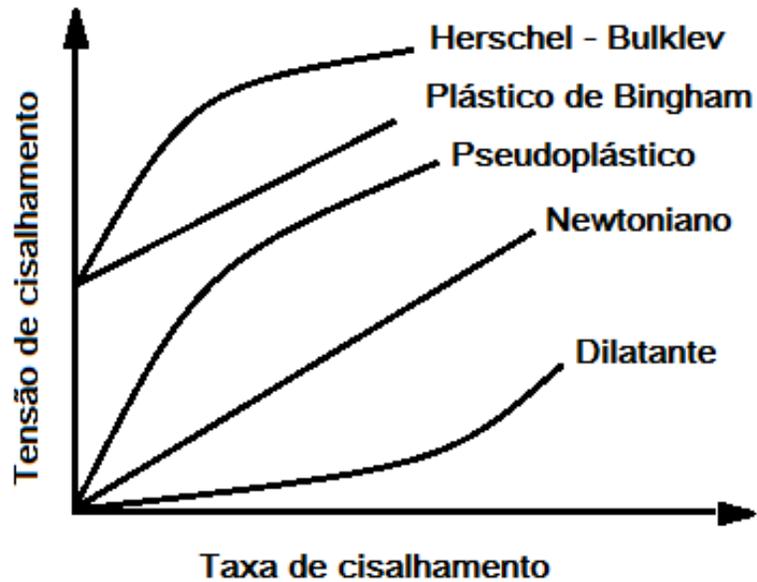
μ_∞ – viscosidade limite (Pa.s);

σ – tensão de cisalhamento (Pa);

γ – taxa de cisalhamento (1/s);

γ_L – limite de escoamento ou tensão crítica (Pa).

Figura 5. Curva de fluxo.



2.7.2 Densidade

A densidade de um fluido é determinada pela relação entre massa de um fluido e o volume ocupado por esta massa (CAENN; DARLEY e GRAY, 2014).

Em um processo de perfuração de poços de petróleo, os limites de variação da densidade para perfurar uma determinada área são definidos pela pressão de poros (limite mínimo) e pela pressão de fratura (pressão máxima) das formações rochosas (THOMAS, 2004).

2.7.3 Teor de sólidos

O tipo e quantidade de sólido presente no fluido de perfuração desempenham um papel importante na densidade e viscosidade. O aumento do teor de sólidos implica no aumento dessas propriedades (GROWCOCK; HARVEY, 2005).

O teor de sólido deve ser mantido o mínimo possível, pois o seu descontrole aumenta a probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura das formações devido à elevação das pressões de bombeio ou hidrostática, aprisionamento da coluna e redução da taxa de penetração (THOMAS, 2004).

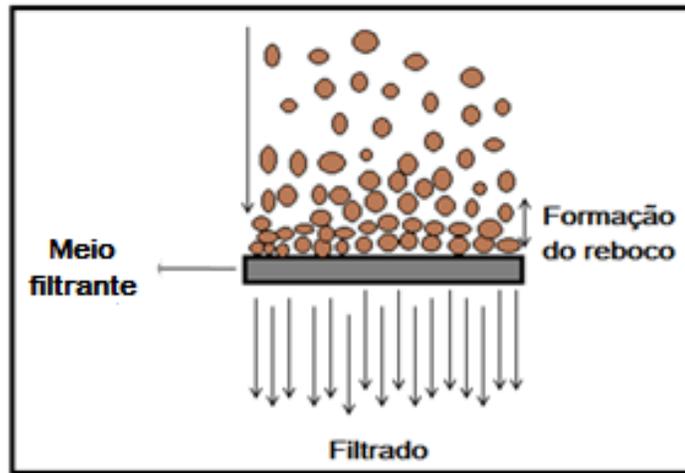
2.8 Filtração Estática

O processo de filtração consiste em separar as partículas sólidas de uma suspensão com o auxílio de um meio poroso. A suspensão atravessa o meio filtrante e seu sólido fica retido formando uma torta ou reboco, cuja espessura aumenta com o decorrer da operação, o líquido que passa através do reboco é chamado de filtrado (ROSA; GAUTO, 2011).

A filtração estática ocorre quando não há circulação do fluido, e as taxas de filtração são então controladas pela permeabilidade da torta e pelo aumento da espessura do reboco. Os parâmetros que podem ser verificados no processo de filtração são: volume de filtrado *versus* tempo, permeabilidade, espessura e porosidade da torta.

O exemplo de filtração estática está representado na Figura 6.

Figura 6. Esquema da filtração estática.



Fonte: Adaptado de Araújo (2010).

Segundo Peng (1990), uma vez que a ponte primária é estabelecida, partículas sucessivamente pequenas, até os colóides finos são aprisionados e após isso, apenas o filtrado invade a formação, o período de *spurt loss* é muito breve, uma questão de um segundo ou dois no máximo.

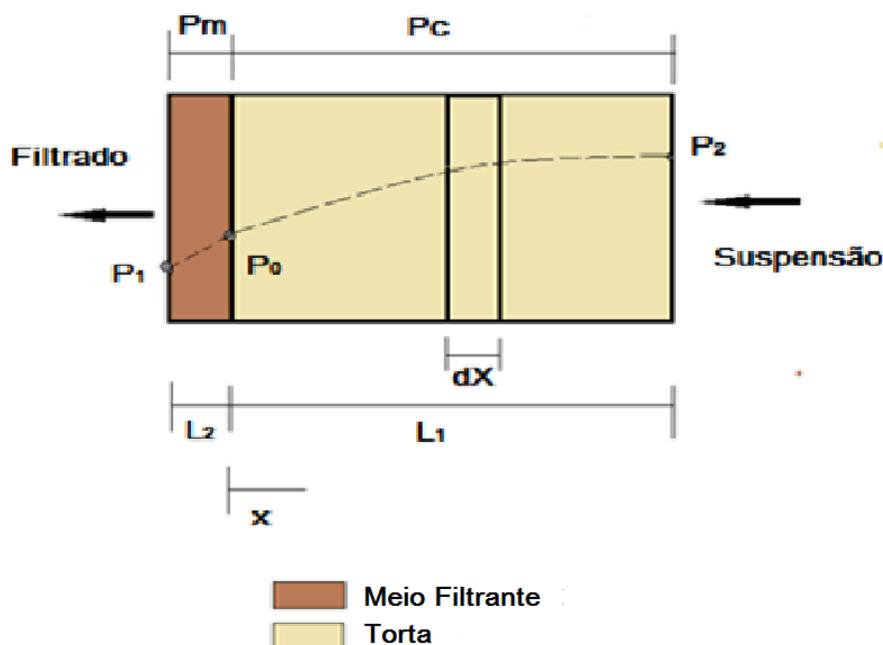
2.9 Teoria Simplificada da Filtração

O equacionamento do processo de filtração de um fluido Newtoniano pode ser feito a partir da teoria simplificada da filtração, sendo necessário admitir algumas hipóteses como (MASSARANI, 2001):

- 1) Velocidade superficial do fluido (q_F) é substancialmente maior que a velocidade superficial do sólido (q_s);
- 2) O escoamento do fluido é Darciano;
- 3) Escoamento unidirecional do fluido Newtoniano incompressível;
- 4) A porosidade (ϵ) e permeabilidade (k_1) são funções da pressão no sólido (P_s);
- 5) São considerados desprezíveis os termos: campo, aceleração e divergente.

Para a filtração plana as propriedades da torta podem seguir as hipóteses anteriores, sendo assim, a equação da continuidade indica que na torta a velocidade do fluido independe da posição. Na Figura 7 está representado um esquema simplificado da filtração plana.

Figura 7. Esquema simplificado da filtração plana.



Onde, P_m e P_c representa a queda de pressão no meio filtrante e da torta respectivamente, L_1 e L_2 são as espessuras da torta e do meio filtrante respectivamente. Observando a Figura 8 pode ser deduzido que a queda de pressão total (P_T) é relacionada à queda de pressão na torta (P_C) e do meio filtrante (P_m) conforme a Equação 1.

$$P_T = P_c + P_m \quad (1)$$

Utilizando a equação do movimento para o fluido (Equação 2) no meio filtrante e na torta; e considerando as hipóteses ditas anteriormente teremos Equação 3.

$$\epsilon \rho_F \left[\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{q_F}{\epsilon} \right) + \frac{q_F}{\epsilon} \left(\text{grad} \left(\frac{q_F}{\epsilon} \right) \right) \right] = -\text{grad}P - m + \text{div}\tau + \rho g \quad (2)$$

$$m = -\text{grad}P \quad (3)$$

Sendo m a força resistiva, força que oferece resistência ao movimento e P é uma pressão em um ponto qualquer da torta. Como inicialmente foi considerado um escoamento lento, Darciano, é possível dizer que:

$$m = \frac{\mu_F}{k_1} q_F \quad (4)$$

$$\text{grad} P = \frac{dP}{dx} \quad (5)$$

Sendo μ_F viscosidade do fluido, k_1 a permeabilidade da torta e q_F velocidade superficial do fluido. A equação da teoria simplificada da filtração será deduzida por partes até a equação de projeto. Será calculada no princípio a queda de pressão na torta (P_c) onde foi considerado P_2 constante.

$$-\frac{d(P_2-P)}{dx} = \frac{\mu_F}{k_1} q_F \quad (6)$$

Calculando a massa do sólido em dx.

$$dM = (1-\varepsilon) A \rho_S dx \quad (7)$$

Logo,

$$-d(P_2-P) = \frac{1}{(1-\varepsilon) A \rho_S} \frac{\mu_F}{k_1} q_F dM \quad (8)$$

Desta forma temos a resistividade da torta representada pela Equação 9.

$$\alpha = \frac{1}{k_1(1-\varepsilon)\rho_S} \quad (9)$$

Relembrando que a permeabilidade e porosidade possuem uma relação com da pressão do sólido, então teremos.

$$-\int_{(P_2-P_0)}^{(P_2-P)} \frac{d(P_2-P)}{\alpha} = \frac{\mu_F}{A} q_F \int_{(0)}^{(M)} dM \quad (10)$$

Integrando a Equação 10 temos:

$$\frac{(P_2-P)}{\alpha} = \frac{\mu_F}{A} q_F M \quad (11)$$

Onde.

$$\langle \alpha \rangle = \frac{(P_2-P)}{\int_{(P_2-P_0)}^{(P_2-P)} \frac{d(P_2-P)}{\alpha}} \quad (12)$$

A partir da Equação 12 é possível perceber que a Equação 10 não foi totalmente integrada apenas substituindo parte dela por $\langle \alpha \rangle$ que é a resistividade média da torta, sendo um parâmetro experimental. Logo.

$$P_c = \langle \alpha \rangle \frac{\mu_F}{A} q_F M \quad (13)$$

Para calcularmos P_m , temos.

$$\frac{dP}{dx} = \frac{\mu_F}{k_2} q_F \quad (14)$$

Onde k_2 é a permeabilidade do meio filtrante, uma constante.

$$\int_{(P_0)}^{(P_1)} dP = \frac{\mu_F}{k_2} q_F \int_{(0)}^{(L_2)} dx \quad (15)$$

Integrando a Equação 15, temos.

$$(P_2 - P) = \frac{\mu_F}{k_2} q_F L_2 \quad (16)$$

Sendo assim,

$$P_m = R_m \mu_F q_F \quad (17)$$

Onde R_m é a resistividade média do meio filtrante.

$$R_m = \frac{L_2}{k_2} \quad (18)$$

Tendo as equações de queda de pressão na torta e no meio filtrante encontra-se a Equação 19.

$$P_T = \langle \alpha \rangle \frac{\mu_F}{A} q_F M + R_m \mu_F q_F \quad (19)$$

Sabendo que M pode ser relacionado com a concentração da suspensão (C) tendo este parâmetro dependência do volume de filtrado V e ρ_F viscosidade do fluido:

$$C = \frac{M}{V \rho_F} \quad (20)$$

Substituindo a Equação 20 na 19, encontramos:

$$P_T = \langle \alpha \rangle \frac{\mu_F}{A} q_F C \rho_F V + R_m \mu_F q_F \quad (21)$$

Sabendo que

$$q_F = \frac{dV}{dt} \frac{1}{A} \quad (22)$$

Substituindo a Equação 22 na 21 temos a equação de projeto que será utilizada no trabalho.

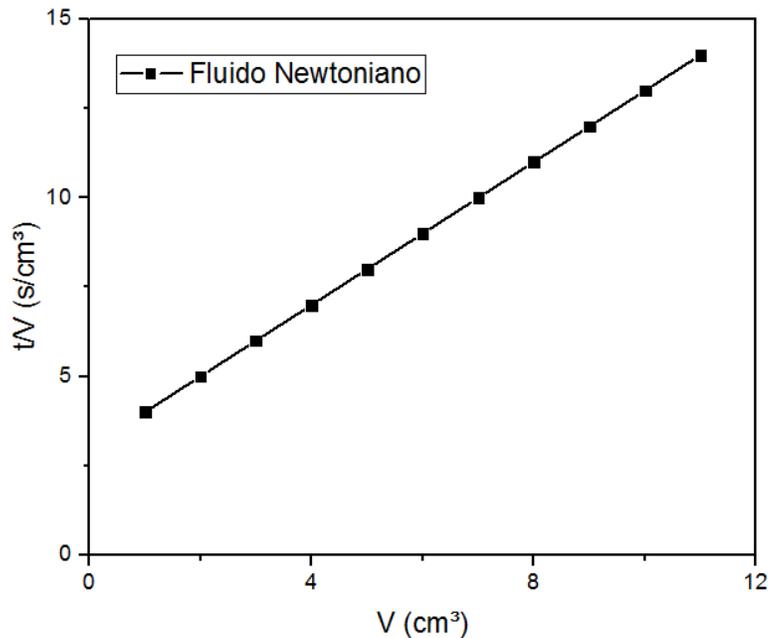
$$\frac{dt}{dV} = \frac{\mu_F}{AP} \left(\frac{\langle \alpha \rangle C \rho_F}{A} V + R_m \right) \quad (23)$$

Integrando equação 23 teremos a 24 usada na pesquisa.

$$\frac{t}{V} = \frac{\mu_F}{AP} \left(\frac{\langle \alpha \rangle C \rho_F}{2A} V + R_m \right) \quad (24)$$

A partir da Equação 24 é possível construir a curva de t/V versus V conforme a Figura 8. Onde destaca-se o comportamento linear para fluido Newtonianos.

Figura 8. Curva de filtração t/V versus V .



2.10 Parâmetros de Filtração e da Torta

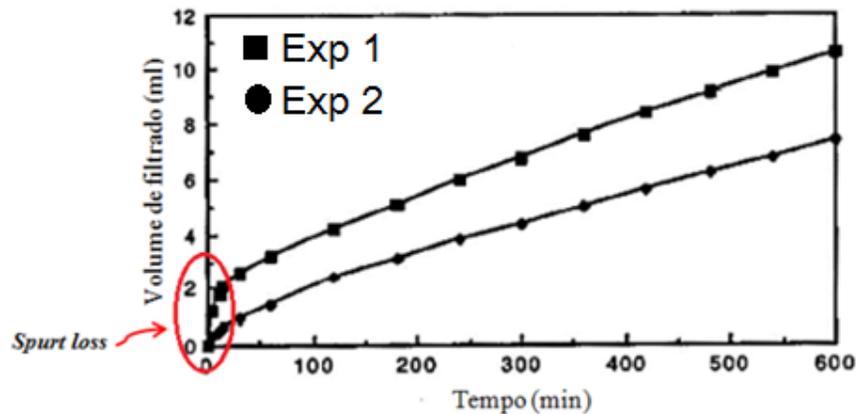
Os parâmetros que podem ser verificados no processo de filtração são: volume de filtrado, espessura, permeabilidade e porosidade da torta.

2.10.1 Volume de filtrado

De acordo com Caenn, Darley e Gray (2014 apud LARSEN, 1938) se a lama fosse filtrada a temperatura e pressão constante, o volume do filtrado (V) seria proporcional a \sqrt{t} , com exceção de um pequeno erro inicial conhecido como *spurt loss*, que é causado pela tendência das partículas mais finas do fluido de atravessar o meio filtrante até que seus poros sejam tampados, posteriormente o filtrado é o único que atravessa a formação rochosa e a curva torna-se linear.

O volume de filtrado não pode ser relacionado à pressão de forma proporcional, já que o reboco formado pelo fluido de perfuração é compressível em sua grande maioria, ocorrendo diminuição de sua permeabilidade com o aumento da pressão. O volume de filtrado pode ser relacionado com o tempo de filtração formando uma curva de filtração conforme a Figura 9.

Figura 9. Curva de filtração V versus t .



Fonte: Adaptado de Ferraz (2014).

Sheremp e Johnson (1952) fizeram um estudo onde compararam a relação de volume de filtrado e o tipo de fluido, sendo estudados fluidos à base de água, de óleo e emulsão. Na pesquisa foi observado que o volume de filtrado de um fluido base água é muito maior quando comparado com a emulsão. Na comparação entre o fluido base óleo e a emulsão, o volume de filtrado para emulsão é maior quando comparado com o à base óleo.

2.10.2 Espessura da torta de filtração

A espessura da torta é considerada como sendo proporcional à perda de filtrado. O tipo de lama também influencia na espessura, uma vez que com o aumento da concentração de sólido no fluido há uma diminuição no volume do filtrado aumentando o tamanho do reboco. Adicionando argila extra no fluido, também se aumenta a espessura do reboco, pois a argila incha na presença de água (CAENN; DARLEY e GRAY, 2014).

2.10.3 Permeabilidade da torta de filtração

Permeabilidade é a medida da capacidade que um meio poroso permite o fluxo de um fluido. A permeabilidade é um parâmetro fundamental para o controle da filtração. Depois que a torta está completamente formada ela impede a passagem de colóides mais finos devido à estrutura e permeabilidade baixa (CAENN; DARLEY e GRAY, 2014).

De acordo com Jiao e Sharma (1993), uma torta de baixa permeabilidade, reduz a taxa de filtração e limita a invasão do sólido à formação. O reboco formado na parede do poço é importante para reduzir o filtrado, minimizando assim os danos na formação.

Além da teoria simplificada da filtração, válida para fluidos Newtonianos e incompressíveis, a permeabilidade da torta de filtração pode ser obtida de forma aproximada por outras metodologias que serão apresentadas a seguir.

Lei de Darcy

Darcy estudou o fluxo de água através de uma camada de filtro de areia para tratamento de água. A partir da pesquisa foi obtida a uma relação experimental que originou a Lei de Darcy que correlaciona a taxa de perda de energia da água no solo com a sua velocidade de escoamento (MARANAGON, 2009). Na Equação 25 está demonstrado a Lei de Darcy.

O problema dessa equação é que ela admite uma vazão constante para o filtrado, o que não é verdade. Além disso, considera que não há deformação da matriz porosa.

$$(P_F - P_{atm}) = \frac{Q\mu_F L_1}{Ak_1} + \frac{Q\mu_F L_2}{Ak_2} \quad (25)$$

Onde,

A – Área de filtração;

k_1 – Permeabilidade da torta;

k_2 – Permeabilidade do meio poroso;

L_1 – Espessura da torta;

L_2 – Espessura do meio poroso;

P_F – Pressão do fluido;

P_{atm} – Pressão atmosférica;

Q – Vazão de filtrado;

μ_F – viscosidade do fluido.

Sendo a vazão de filtrado (Q) dividido pela área de filtração a taxa de filtrado.

Kozeny-Carman

A equação de Kozeny-Carman (Equação 30) relaciona permeabilidade e porosidade. Geralmente a permeabilidade é expressa em função de determinadas propriedades físicas, sendo uma delas a porosidade. Porém não é simples determinar a verdadeira relação entre essas duas propriedades, pois exigiria uma descrição mais detalhada da distribuição do tamanho e disposição espacial dos canais de poros no meio poroso. Por exemplo, dois sistemas porosos podem ter as mesmas porosidades, mas diferentes permeabilidades (COSTA, 2006). Para o cálculo de k_1 (Equação 30) é necessário obter o parâmetro de Kozeny-Carman (Equação 26) e o diâmetro da esfera de mesma área superficial a partir da Equação 27; a área superficial é obtida pelo método BET; e o diâmetro da esfera de mesmo volume da partícula (Equação 28). A partir dos diâmetros ditos anteriormente é possível obter a esfericidade, através da Equação 29.

$$\beta = \frac{\varepsilon^3 \left[1 + \frac{2}{3}(1-\varepsilon)^{5/3} \right]}{2(1-\varepsilon) \left[1 - \frac{3}{2}(1-\varepsilon)^{1/3} + \frac{3}{2}(1-\varepsilon)^{5/3} \cdot (1-\varepsilon)^2 \right]} \quad (26)$$

$$Sp = \pi ds^2 \quad (27)$$

$$dp = 0,9ds \quad (28)$$

$$\Phi = \frac{(\pi dp^2)}{(\pi ds^2)} \quad (29)$$

$$k_1 = \frac{(\Phi Dp)^2 \varepsilon^3}{36\beta(1-\varepsilon)^2} \quad (30)$$

Onde:

Dp – Diâmetro médio de Sauter;

dp – Diâmetro da esfera de mesmo volume da partícula;

d_s – Diâmetro da esfera de mesma área superficial da partícula;
 S_p – Área superficial;
 k_i – Permeabilidade da torta;
 β – Parâmetro de Kozeny-Carman;
 ε – Porosidade;
 ϕ – Esfericidade.

As permeabilidades calculadas nesse trabalho foram determinadas a partir da Equação 24 da teoria simplificada da filtração, pela Equação 25 da lei de Darcy utilizada por Mavko *et al.* (1998), ideal para filtração em meios poroso se pela equação de Kozeny-Carman, Equação 30, utilizada por Medeiro (2011) especifica para o cálculo de permeabilidade em meios porosos não deformáveis, pois não leva em conta a pressão. A Equação 28 não é usada no processo de filtração, porém foi utilizada na pesquisa com o intuito de comparação das grandezas das metodologias.

2.10.4 Porosidade da torta de filtração

A porosidade é definida como a relação entre o volume de vazios de uma formação e o seu volume total. Este parâmetro é afetado pelo tamanho das partículas sólidas (ROSA J.; CARVALHO e XAVIER, 2006).

Esta propriedade é a fração do volume de leito não ocupado por sólidos, ele depende da forma e distribuição e do grau de compactação ou arranjo do leito poroso. A porosidade não é constante e varia com a pressão durante a formação do leito, que se modifica à medida que a torta é formada, não sendo válida a relação linear da espessura com a massa depositada.

Quanto maior a pressão aplicada mais a estrutura tende a se deformar, dessa forma a porosidade diminui com a pressão. A porosidade pode ser calculada a partir de dados experimentais obtidos com as tortas úmidas e secas das filtrações. A Equação 31 é utilizada para o cálculo da porosidade.

$$\varepsilon = \frac{(\text{Volume de vazio})}{(\text{Volume de vazio} + \text{Volume de sólido})} \quad (31)$$

2.11 Viscosificantes

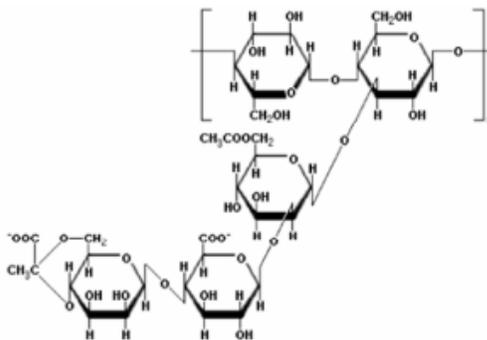
Polímeros como goma xantana (GX) e carboximetilcelulose (CMC) são utilizados em diversas indústrias, sendo uma delas a indústria de petróleo na composição de fluidos de perfuração. Geralmente são utilizados para aumentar a viscosidade das suspensões e controlar o volume de filtrado.

2.11.1 Goma xantana

A goma xantana (Figura 10), é produzida a partir da fermentação contendo a bactéria *Xanthomonas Campestris*, sendo um biopolímero ramificado e aniônico. A goma xantana tem destaque entre as gomas microbianas por apresentar propriedades reológicas bastante distintas das demais, como alto grau pseudoplasticidade e elevada viscosidade em baixas concentrações (MELO, 2008).

Devido à grande variedade de aplicação, diversos estudos vêm sendo conduzidos para o melhoramento das linhagens, dos meios de cultivo e dos processos de extração e purificação da GX (NITSCHKE; RODRIGUES e SHINATOO, 2001).

Figura 10. Estrutura química da Goma Xantana.

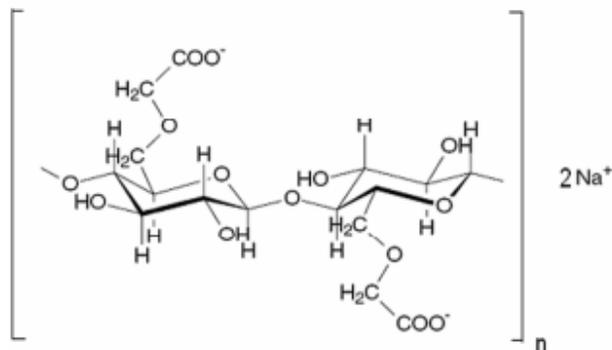


Fonte: Melo (2008).

2.11.2 Carboximetilcelulose

A celulose é um polímero natural que é insolúvel em água. Para utilização em perfuração esta celulose é modificada para carboximetilcelulose (CMC), Figura 11. Este polímero modificado tem caráter aniônico e é produzido pela carboximetilação da celulose de diversos valores de peso molecular (FERRAZ, 2014). A CMC é um dos aditivos viscosificantes mais utilizados para o controle de viscosidade ou redução de filtrado em fluidos durante o processo de perfuração (SILVA, 2016).

Figura 11. Estrutura química do CMC.



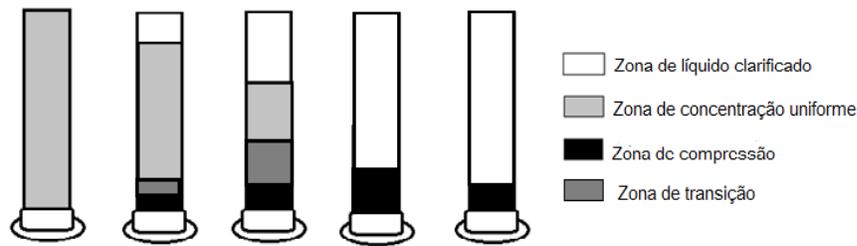
Fonte: Silva (2016).

2.12 Processo de Sedimentação

Durante a sedimentação, as partículas se movem verticalmente para baixo e o único movimento do fluido é aquele que surge do fluxo ascendente do fluido deslocado (RICHARDSON; ZAKI, 1954).

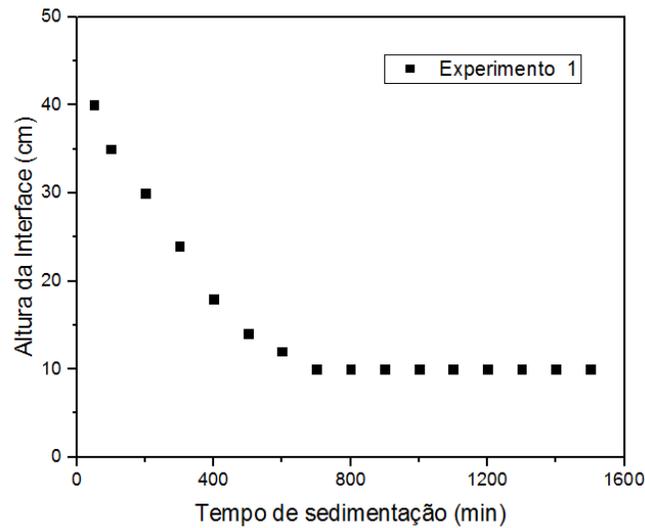
Segundo Foust (1982), em uma suspensão com concentração homogênea ao longo do recipiente, suas partículas começam a sedimentar, porém as maiores partículas sedimentam mais rápido que as demais. No ponto de sedimentação crítica todos os sólidos se agrupam, formando um líquido límpido e os sedimentos. A partir deste momento o processo de sedimentação consiste na compressão lenta das partículas expulsando o líquido da zona de compressão para a límpida sendo nesta fase a velocidade muito baixa quando compara com as ao longo do recipiente. Na Figura 12 está exemplificado o teste de sedimentação.

Figura 12. Teste de sedimentação.



A partir dos dados do teste de sedimentação em proveta é possível construir um gráfico de altura de interface *versus* tempo de sedimentação conforme a Figura 13.

Figura 13. Altura de Interface versus tempo de sedimentação de um teste em proveta.



O tempo é um fator importante para o processo de sedimentação e a concentração local das partículas no fluido influencia na velocidade da sedimentação (AROUCA, 2007).

Quando há um aumento da concentração dos sólidos ocorre o aumento da viscosidade e à redução da velocidade da sedimentação devido à interação hidrodinâmica. A combinação entre baixa viscosidade e baixa ou ausência de cisalhamento influencia na sedimentação, formando uma torta de baritina nos poços de petróleo (TEHRANI; ZAMORA e POWER, 2004).

A baritina é um dos adensantes mais usados na indústria do petróleo para aumentar a densidade do fluido de perfuração utilizado em poços de petróleo. As propriedades reológicas do fluido e as condições operacionais influenciam na sedimentação do adensante, causando flutuações indesejadas na densidade dos fluidos de perfuração ao longo do poço (ELER, 2012).

2.13 Filtração com Sedimentação Prévia

O processo de filtração acoplado com a sedimentação não é um tema muito abordado na literatura. Fontes e Hernández (2000) realizaram filtração a vácuo com sedimentação prévia de 8 minutos. Para ambas as filtrações foram utilizadas suspensões de carbonato de cálcio, sendo os sólidos retidos em papel de filtro. Foram realizados cinco testes com pressões distintas, todas as filtrações foram realizadas com agitador acoplado na parte superior do filtro para mover a suspensão e evitar a sedimentação, devido à agitação a altura da torta não pode ser determinado com precisão. A partir dos dados de filtração foram obtidas curvas de filtração utilizando a teoria simplificada da filtração.

Para as filtrações com sedimentação prévia de 8 minutos, foram realizadas 5 testes com as mesmas pressões das filtrações sem sedimentação. Porém os autores não relataram se a etapa de sedimentação foi realizada pressurizada.

O equacionamento utilizado para a obtenção dos dados de filtração com sedimentação foi idealizada com a junção das teorias de Kynch e da simplificada da filtração para obter uma relação linear. A primeira é desenvolvida para processo de sedimentação e a segunda para filtração de fluidos Newtonianos. Essa adaptação foi necessária para explicar a evolução da torta e o volume do filtrado *versus* tempo.

Peliano (2015) realizou um estudo de casos que visava avaliar as implicações da sedimentação da baritina sobre o fenômeno do APB, e como o método de mitigação da sapata aberta pode ter a sua eficiência prejudicada por este processo. No estudo foram realizadas filtrações com fluidos de mesma composição confinados em células API pressurizadas a 1500 psi por diferentes períodos de tempo; um dia, uma semana, um mês e cinco meses; e temperatura de 200 °F.

Ao final de cada tempo de confinamento a válvula de controle da célula era aberta e verificou-se que todo o fluido era drenado. Concluiu-se então que, independente do tempo de confinamento, a torta formada ainda era capaz de transmitir pressão, não prejudicando a filtração.

CAPÍTULO III

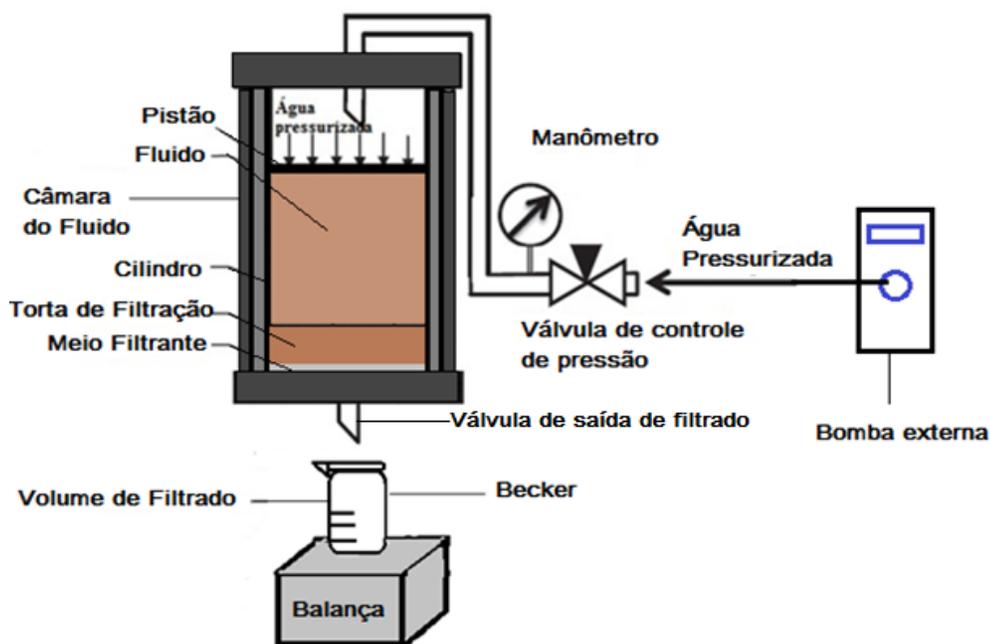
3 MATERIAL E MÉTODOS

Fluidos com características newtonianas e não-newtonianas foram preparados e filtrados sem e com sedimentação prévia de sete dias. Todas as filtrações foram realizadas pressurizadas na célula HTHP (*High Temperature, High Pressure*) por trinta minutos. Os resultados obtidos em ambas as filtrações foram utilizados para avaliar parâmetros como volume de filtrado *versus* tempo de filtração, espessura da torta, porosidade e permeabilidade.

3.1 Célula de Filtração HTHP

A célula HTHP de alta temperatura e alta pressão, foi produzida pela OFITE, *Testing Equipments* (OFITE – 11302 Steeplecrest Dr. – Houston, TX – 77065) e modificada no Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani (LEF) que está localizado na Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ). Na Figura 14 e 15 estão representados um esquema simplificado da célula e a ilustração HTHP utilizada no laboratório.

Figura 14. Esquema simplificado da célula HTHP.



Fonte: Adaptado de Silva (2016).

Figura 15. Célula HTHP.



Fonte: Ferraz (2014).

Características da célula HTHP

- Fabricante: OFITE (Texas,USA);
- Pressão: 2000 psi (136 atm);
- Temperatura: 200°F (93,33°C);
- Volume do cilindro: 250 cm³ ou 900 cm³.

3.1.1 Funcionamento da célula HTHP

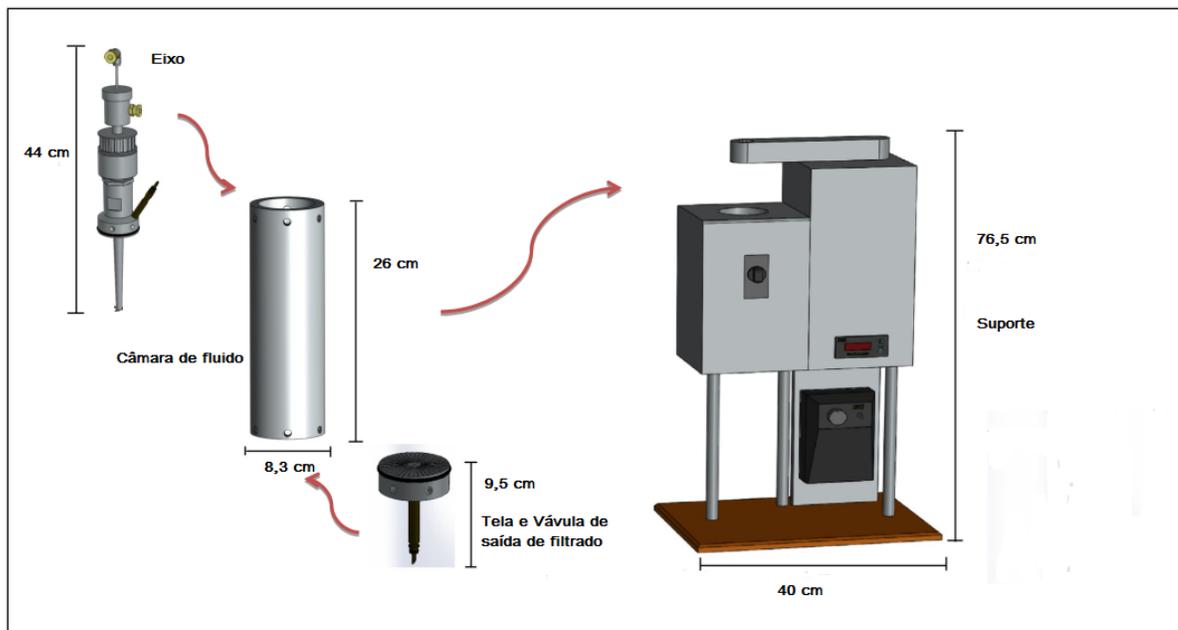
Após o preparo do fluido, é transferido para o cilindro de 250 cm³, onde o meio filtrante, podendo ser papel filtro ou meio poroso sinterizado, se encaixa no fundo da célula sobre uma tela que possui uma válvula de saída de filtrado.

A câmara de fluido é conectada a uma bomba externa com controlador digital, podendo utilizar nitrogênio gasoso ou água para aplicar pressão sobre o fluido. Neste estudo foi utilizado água para compressão.

Ajustando a pressão pré-estabelecida sobre o fluido, inicia-se a filtração com a abertura da válvula de saída de filtrado. Este foi recolhido em um béquero sobre uma balança, onde os dados de massa de filtrado foram coletados e convertidos em volume de filtrado, considerando-se a densidade de filtrado igual do fluido base. Com os dados de filtrações foi possível construir gráficos de volume de filtrado por tempo de filtração e t/V (tempo de filtração/volume de filtrado) por volume de filtrado.

As filtrações com e sem sedimentação prévia ocorreram nas mesmas condições estabelecidas para cada fluido. Nas filtrações com sedimentação prévia o fluido ficou pressurizado na célula nas pressões de 500 ou 700 psi ou na pressão ambiente por sete dias antes de ser filtrado. Na Figura 16 estão representados alguns componentes da célula HTHP como: eixo, câmara de fluido (cilindro), tela, válvula de saída de filtrado e suporte.

Figura 16. Esquema da célula de filtração HTHP.



Fonte: Adaptado de Malgioni (2015).

3.1.2 Condições operacionais

A filtração com sedimentação prévia (F/S) e a sem sedimentação prévia (F), foram realizadas na temperatura de 25°C e os ensaios de filtração ocorreram em 30 minutos.

Para os fluidos Newtonianos no teste de filtração com sedimentação prévia o fluido ficou confinado na célula por sete dias. As pressões utilizadas no processo de sedimentação foram de 500 psi, 700 psi e pressão ambiente; já na etapa de filtração que ocorreu ao longo de 30 minutos duas pressões distintas foram utilizadas, 500 e 700 psi, para as filtrações sem sedimentação prévia, no período de trinta minutos, as pressões utilizadas foram de 500 e 700 psi. Para os fluidos Não-Newtonianos as filtrações com e sem sedimentação prévia foram realizadas a 500 psi. Na Figura 17 e Tabela 2 estão as condições operacionais das filtrações utilizadas na pesquisa.

Figura 17. Condições operacionais.

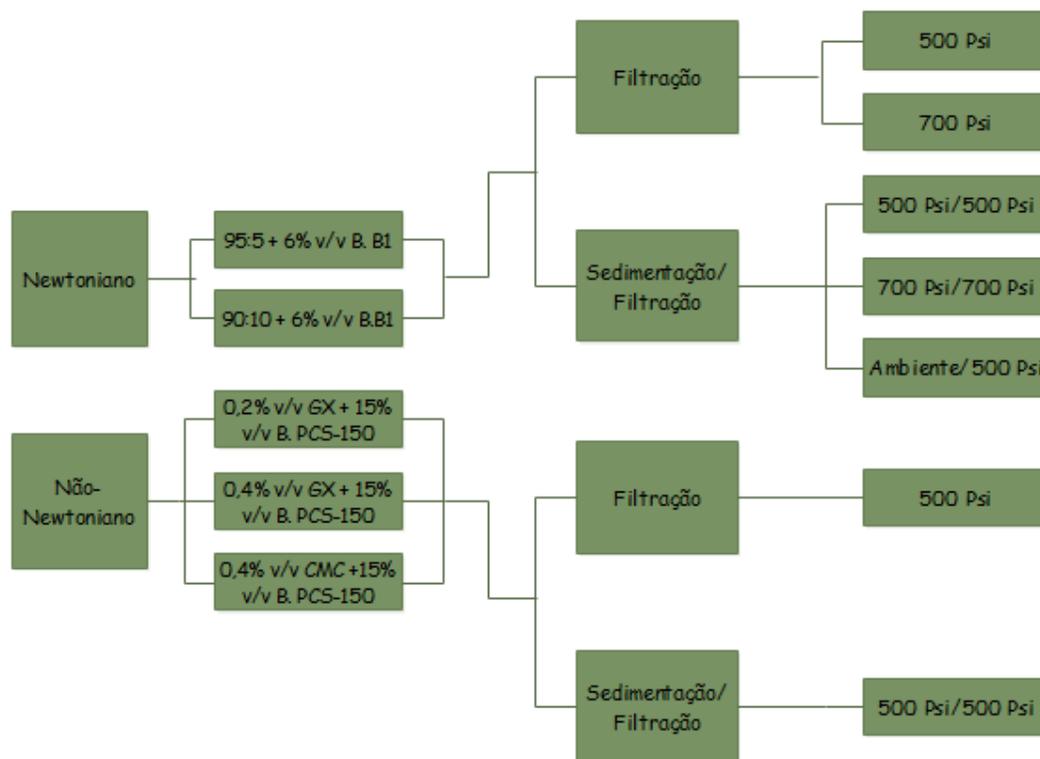


Tabela 2. Condições operacionais.

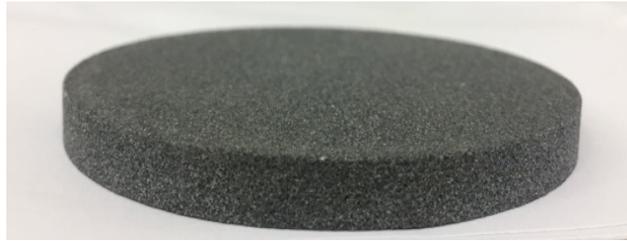
Fluido	Filtração	Tempo de Sedimentação (dias)
Newtoniano	F	-
	F/S	7
Não-Newtoniano	F	-
	F/S	7

Foram determinados a partir das filtrações volume de filtrado e parâmetros da torta como massa da torta molhada, massa da torta seca, porosidade, permeabilidade e espessura da torta.

3.2 Meio Filtrante

As filtrações dos fluidos Newtonianos foram realizadas com o auxílio do meio poroso sinterizado representado pela Figura 18. O meio foi saturado antes de sua utilização para garantir a eficiência das filtrações. O meio filtrante possuía as seguintes características: marca FANN, 6,35 cm de diâmetro, 0,6 cm de espessura e permeabilidade de 5,5 Darcy.

Figura 18. Meio filtrante sinterizado.



O meio foi saturado com a mistura líquida definida para cada ensaio, 95% glicerina e 5% água deionizada ou 90% glicerina e 10% água deionizada. A saturação foi feita na própria célula HTHP pressurizada a 300 psi por 10 minutos à temperatura ambiente (25°C). Ao final deste tempo, foi iniciada uma filtração até atingir o volume de aproximadamente 50 cm³ do filtrado. Após a filtração o meio foi embebido na mistura líquida por um dia para garantir que todo o meio filtrante fosse saturado.

Para as filtrações com fluidos Não-Newtonianos foram usados papel filtro conforme a Figura 19, da marca FANN com 6,30 cm de diâmetro com capacidade de retenção de partículas maiores que 2,7µm.

Figura 19. Papel filtro.



3.3 Adensantes

Nos fluidos Newtonianos foi utilizada baritina B1, água deionizada e glicerina, já para os fluidos não Newtonianos foi utilizado a baritna PCS-150 e solução de goma xantana (GX) ou CMC. A partir das baritinas utilizadas para ambos os fluidos foram formadas tortas de filtração onde foram avaliadas suas permeabilidades, porosidades, espessuras, texturas e firmezas.

Os sólidos foram caracterizados de acordo como granulométrica, área superficial e densidade.

3.3.1 Caracterização do tamanho e forma dos sólidos

Foi utilizado o equipamento Malvern Mastersize 2000 Hydro 2000 UM, que pode ser observado na Figura 20, para caracterização das faixas granulométrica das baritinas e obtenção do diâmetro médio de Sauter. Na Figura 21 estão representadas as Baritinas B1 e PCS-150.

O analisador utiliza técnica de difração de raio laser para determinar a distribuição do tamanho das partículas. O equipamento possui controle automático e seu funcionamento é

baseado na teoria de Lorenz-Mie, que descreve a absorção e espalhamento da onda quando interage com partículas de mesma ordem de grandeza ou maiores do que o comprimento de onda. A amostra é conduzida para uma câmara no interior do analisador, onde um feixe de laser incide perpendicularmente ao escoamento sofrendo um desvio em função do tamanho das partículas. Cada desvio é captado por uma série de detectores, com um sistema em que partículas de mesmo tamanho direcionam a luz para a mesma parte do detector.

Figura 20. Equipamento Malvern.



Fonte: Ferraz (2014).

Figura 21. Baritina B1(a) e Baritina PCS-150 (b).



Especificação do equipamento

- Faixa de detecção (μm): 0,02 – 2000;
- Princípio de medição: Teoria do espalhamento de Lorenz-Mie;
- Dimensões (mm): 1293 x 255 x 375;
- Peso desmontado (kg): 31,0.

3.3.2 Picnometria

Para determinar a densidade das amostras das baritinas foi utilizado um picnômetro de 25 ml. O teste, realizado em triplicata para a baritina do fluido Newtoniano e Não-Newtoniano, ocorreu da seguinte maneira: aferiu-se a massa do picnômetro vazio; posteriormente, o picnômetro foi preenchido com o sólido em questão (baritina B1 ou baritina PCS-150) a massa do conjunto foi aferida, então foi acrescentado o líquido de referência, neste caso a água. A massa do conjunto foi novamente aferida. Por último foi verificada

amassa do picnômetro contendo com a água. Com os dados experimentais, a densidade do sólido foi calculada a partir da Equação 30.

$$\rho_s = \frac{(m_{pp}-m_p)}{(m_{pl}-m_p)-(m_{ppl}-m_{pp})} \rho_l \quad (30)$$

Onde,

ρ_s – Densidade do sólido;

ρ_l – Densidade do líquido;

m_p – Massa do picnômetro;

m_{pp} – Massa do picnômetro + sólido;

m_{ppl} – Massa do picnômetro + sólido + líquido;

m_{pl} – Massa do picnômetro + líquido.

Sendo as densidades em g/cm^3 e as massas em g.

3.3.3 Área superficial

O método desenvolvido por Brunauer, Emmett e Teller conhecido com BET, tem como objetivo determinar a área superficial específica total. O equipamento utilizado para a obtenção das áreas superficiais dos adsorvantes foi o ASAP.

A técnica de adsorção de gases utilizada para determinação deste parâmetro consiste na determinação da quantidade de adsorvato, necessária para formar uma camada monomolecular (monocamada) sobre a superfície do material sólido (SANTANA *et al.*, 2012).

O BET além de determinar a área superficial é possível obter o dado de porosidade da amostra de sólido, utilizando a adsorção de nitrogênio a baixas temperaturas.

3.4 Preparo dos Fluidos Newtonianos e Não-Newtonianos

Nos fluidos Newtonianos foi utilizado baritina B1 na concentração de 6% v/v. Trabalhou-se com duas misturas líquidas, uma com 5% de água deionizada e 95% de glicerina (95:5) e outra com 10% de água deionizada e 90% de glicerina (90:10).

As suspensões dos fluidos Não-Newtonianos foram compostas por 15% v/v de baritina PCS-150 e 0,2 ou 0,4 % v/v de viscosificante, sendo utilizada goma xantana (GX) ou carboximetilcelulose (CMC). Todos os sólidos foram previamente pesados antes de serem misturados com água deionizada. O viscosificante foi misturado com água deionizada com auxílio de um agitador Fisatom na velocidade de 1500 rpm por 10 minutos, ao término do tempo de agitação a solução ficou em repouso por 24h para garantir sua total hidratação. Após o tempo de repouso foi acrescentado a baritina.

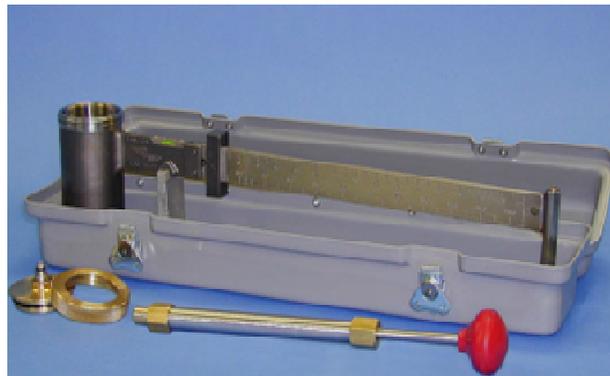
Os fluidos completos foram misturados no agitador Fisatom na velocidade de 1500 rpm, para garantir que todos os componentes fossem misturados de forma homogênea o fluido foi agitado por 40 minutos.

3.5 Caracterização dos Fluidos

3.5.1 Densidade

As densidades dos fluidos Newtonianos, Não-Newtonianos e glicerina foram determinados experimentalmente a partir de uma balança de lama FANN modelo 140, Figura 22. A densidade dos fluidos pesados foi obtida em g/cm^3 .

Figura 22. Balança de Lama Fann.



Fonte: Ferraz (2014).

3.5.2 Reologia

Os testes reológicos dos fluidos Newtonianos e Não-Newtonianos foram realizados em um reômetro Haake RheoStress 1 da marca Thermo Scientific. As análises foram realizadas utilizando a geometria do tipo cilindro DG43 e rotor cilíndrico DG43-Ti, representados na Figura 23. As taxas de cisalhamento controlada dos ensaios ficaram no intervalo de 0 a 1021 s^{-1} com duração de 120 s os testes.

Os ensaios foram mantidos na temperatura de 25°C com o auxílio do banho térmico Haake modelo K10. Os dados foram analisados no Software Rheowin 4.5.

Figura 23. Reômetro, copo de medição e rotor cilíndrico.



Fonte: Silva (2016).

3.6 Sedimentação

Foram realizados testes de sedimentação em proveta a temperatura e pressão ambiente com fluidos Newtonianos e Não-Newtonianos, com objetivo de verificar o comportamento da sedimentação do adensante. Este teste é apenas qualitativo, tendo com o intuito de analisar o comportamento dos fluidos dentro da célula HTHP. Em todos os testes de sedimentação foi utilizada uma proveta de 250 cm³.

Os fluidos utilizados foram os mesmos dos testes de filtração, para os fluidos Newtonianos o período de observação para coleta de dados foi de sete dias, já para os Não-Newtonianos o ensaio decorreu por quinze dias.

A partir dos dados coletados de altura de interface ao longo do tempo de sedimentação foi possível construir gráficos relacionando esses dois parâmetros.

CAPÍTULO IV

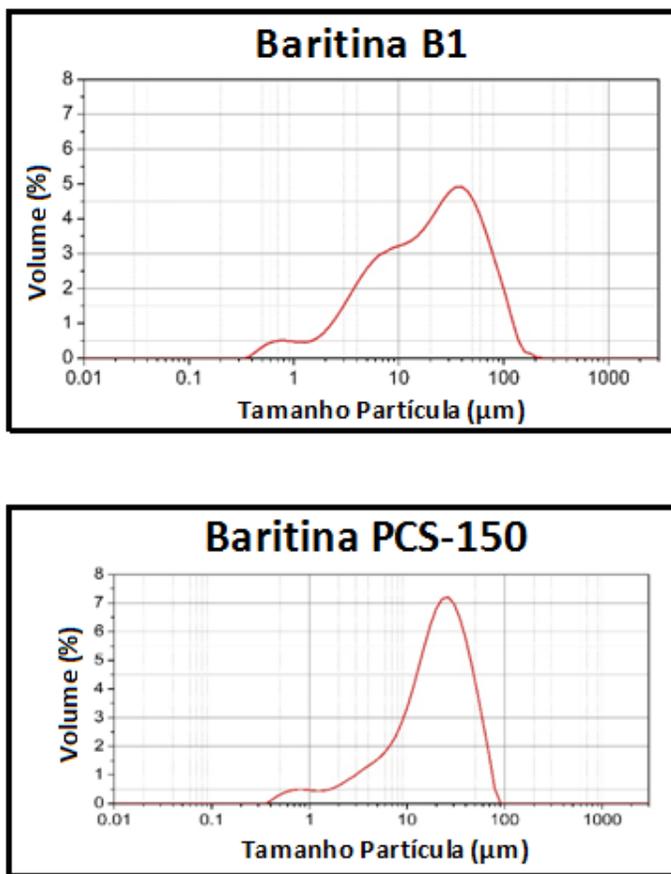
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Caracterização das Partículas

A caracterização da distribuição granulométrica e o diâmetro de Sauter, D_p , usado na equação de permeabilidade de Kozeny-Carman foram obtidos a partir de um analisador de partículas, Malvern.

As distribuições granulométricas das baritinas B1 e PCS-150 estão apresentadas na Figura 24. A distribuição granulométrica da amostra de baritina B1 encontrava-se entre 0,31 e 208,93 μm , com diâmetro médio de Sauter de 6,69 μm . Para a baritina PCS-150 a distribuição granulométrica encontrava-se entre 0,31 a 91,20 μm , com diâmetro médio de Sauter de 7,25 μm .

Figura 24. Distribuição granulométrica das baritina B1 e PCS-150.



4.2 Densidade do Sólido

As densidades dos adensantes utilizados na pesquisa foram obtidas a partir do teste de picnometria. Para a baritina B1 a densidade média foi de $3,68 \pm 0,058 \text{ g/cm}^3$ e o erro

experimental do teste foi de 1,60%. Para a baritina PCS-150 o valor media das triplicatas foi $3,88 \pm 0,052 \text{ g/cm}^3$ com o erro experimentade 1,36 %.

4.3 Área Superficial

A partir do equipamento ASAP e pelo método BET foi possível obter a área superficial dos adensantes necessária para o cálculo de esfericidade usada na equação de Kozeny-Carman. Os valores obtidos foram: $1,383 \text{ m}^2/\text{g}$ para a baritina B1 e $1,7705 \text{ m}^2/\text{g}$ para a baritina PCS-150. E a partir desses dados foi possível obter a esfericidade das baritinas sendo o valor encontrado de aproximadamente 0,81 para ambas.

4.4 Reologia

A reologia dos fluidos Newtonianos e Não-Newtonianos foram obtidas a partir dos dados coletados no reômetro Haake RheoStress 1.

4.4.1 Fluidos Newtonianos

Na Figura 25 e na Tabela3 estão apresentados as curvas de fluxos e os valores das viscosidades dos fluidos preparados e da glicerina pura utilizados na pesquisa. Os fluidos bases de água e glicerina (95% de glicerina e 5% de água deionizada ;e 90% de glicerina e 10% de água deionizada), as suspensões com concentração de 6% v/v de baritina B1 e a glicerina apresentam comportamento Newtonianos, caracterizado pela reta. Segundo Bretas e D' Ávila (2005), um fluido com comportamento Newtoniano possui uma relação entre tensão e taxa de cisalhamento igual a uma constante, independente da deformação e do tempo.

Figura 25. Curvas de fluxos dos fluidos Newtonianos.

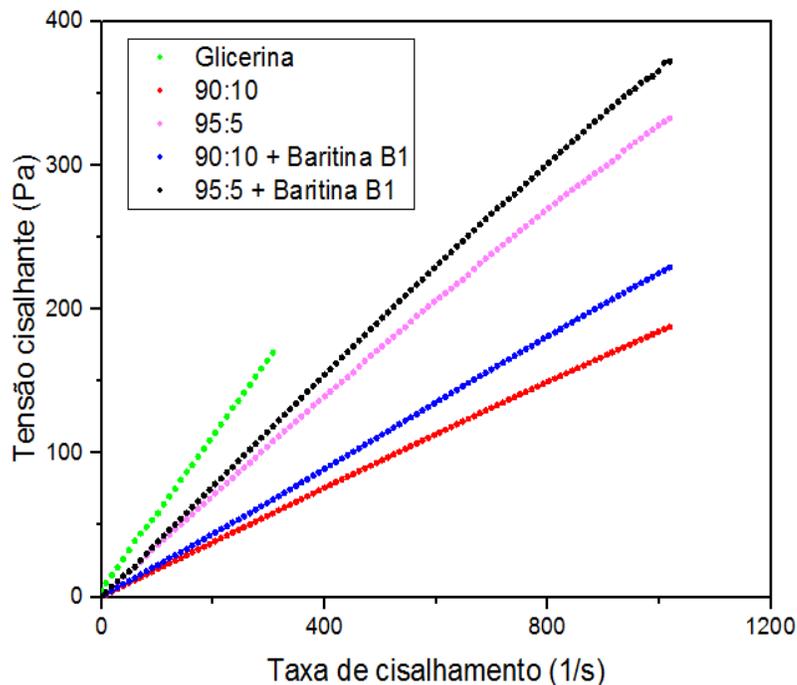


Tabela 3. Viscosidade dos fluidos Newtonianos.

Fluidos	Viscosidade (Pa.s)
Glicerina	0,560
90% glicerina:10% água deionizada	0,185
95% glicerina: 5% água deionizada	0,337
90:10 + 6% v/v Baritina B1	0,225
95:5 + 6% v/v Baritina B1	0,376

A partir da Figura 25 e da Tabela 3, pode ser observado que, com a adição da água deionizada, ocorreu a redução da viscosidade da glicerina, entretanto quando acrescentada a baritina, na concentração de 6% v/v, ocorreu um aumento da viscosidade.

4.4.2 Fluidos Não-Newtonianos

Os fluidos Não-Newtonianos não possuem uma relação linear entre tensão de cisalhamento e taxa de cisalhamento (CONCEIÇÃO, 2002). Todos os fluidos preparados possuíam uma concentração de 15% v/v de baritina PCS-150 em solução de GX (concentrações de 0,2 ou 0,4 % v/v) ou solução de CMC (concentração de 0,4% v/v). A curva de fluxo e a curva de viscosidade aparente dos fluidos Não-Newtonianos estão representadas nas Figura 26 e 27, respectivamente.

Figura 26. Curva de fluxo dos fluidos Não-Newtonianos.

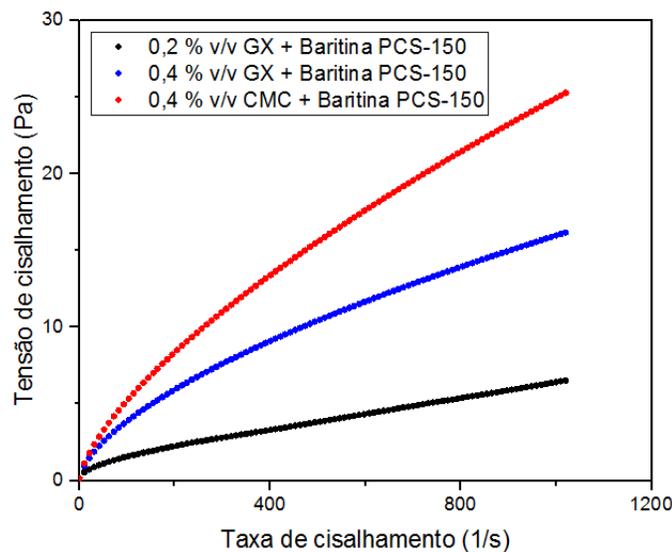
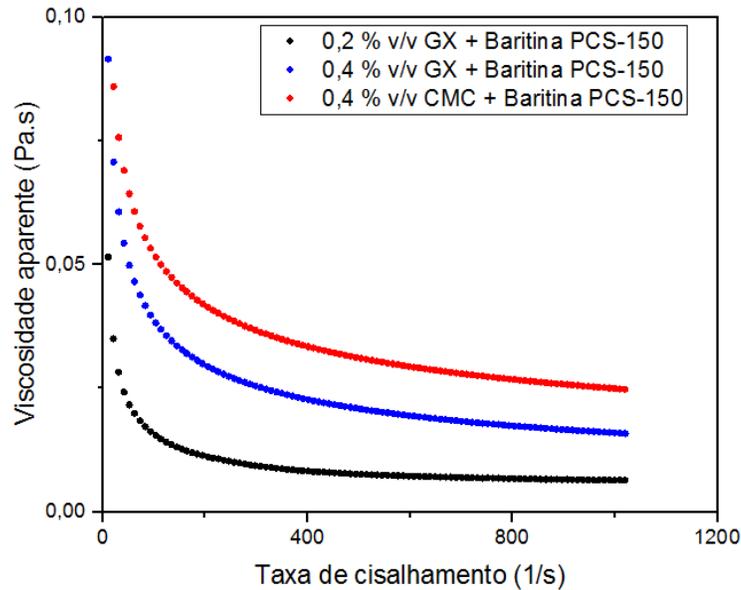


Figura 27. Curva de viscosidade aparente de fluidos Não-Newtonianos.



O fluido com CMC possui maior tensão de cisalhamento e conseqüentemente maior viscosidade aparente para uma dada taxa de cisalhamento quando comparado com os fluidos com goma xantana. Isso acontece porque o CMC possui alta massa molecular, aumentando a viscosidade do fluido devido a interações físicas, formadas pelas ligações fracas causada pelos ânions carboxilatos presentes no CMC (SILVA, 2016).

Nos fluidos com GX, pode-se observar que a suspensão com maior concentração do viscosificante, 0,4%, possui uma maior viscosidade aparente que o fluido com 0,2% de GX. Esse comportamento também foi observado por Lucena, Lira e Amorim (2014), que verificaram que o aumento da concentração de viscosificantes, como CMC e GX, em fluidos de perfuração aumentavam as propriedades reológicas, como a viscosidade aparente.

4.5 Densidade das Suspensões

As densidades da glicerina, dos fluidos Newtonianos e dos fluidos Não-Newtonianos foram obtidas a partir de uma balança de lama, seus valores estão representados nas Tabelas 4 e 5, sendo a primeira dos Newtonianos e a segunda dos Não-Newtonianos .

Tabela 4. Densidade dos fluidos Newtonianos e da glicerina.

Fluido	Densidade (g/cm ³)
Glicerina	1,26
95:5	1,24
90:10	1,23
95:5 + Baritina B1	1,41
90:10 + Baritina B1	1,38

Tabela 5. Densidade dos fluidos Não-Newtonianos com baritina PCS-150 na concentração de 15% v/v.

Fluido	Densidade (g/cm³)
0,2 % v/v GX	1,26
0,4% v/v GX	1,36
0,4% v/v CMC	1,35

4.6 Dados de Filtração com e sem Sedimentação Prévia dos Fluidos Newtonianos

As filtrações sem sedimentação prévia (F) foram feitas na pressão de 500 e 700 psi, já para as filtrações com sedimentação prévia (F/S), na etapa de sedimentação na célula HTHP foram utilizadas pressões de 500 psi ou 700 psi ou pressão ambiente. Na filtração com sedimentação prévia a pressão ambiente, a etapa de filtração ocorreu a 500 psi.

Com os dados de filtração foram analisados o efeito da sedimentação, viscosidade e pressão para os fluidos Newtonianos compostos por glicerina e água deionizada com concentração de 6% v/v de baritina B1.

Os dados de filtração obtidos foram apresentados em curvas de filtração t/V versus Volume de filtrado (V) e Volume de filtrado (V) versus Tempo (t). Também foi analisada a Taxa de filtração versus Tempo.

4.6.1 Influência da sedimentação e da viscosidade

Para a análise do efeito da sedimentação e viscosidade as pressões utilizadas nos ensaios de filtrações com sedimentação prévia (F/S) e filtração sem sedimentação prévia (F) foram de 500 e 700 psi.

Filtração a 500 psi

Na Figuras 28 e 29 estão representadas as curvas de filtração. Na Tabela 6 podem ser observados os valores de volume de filtrado e espessura da torta para as filtrações a 500 psi.

Figura 28. Curva de filtração dos fluidos Newtonianos, V versus t , 500 psi.

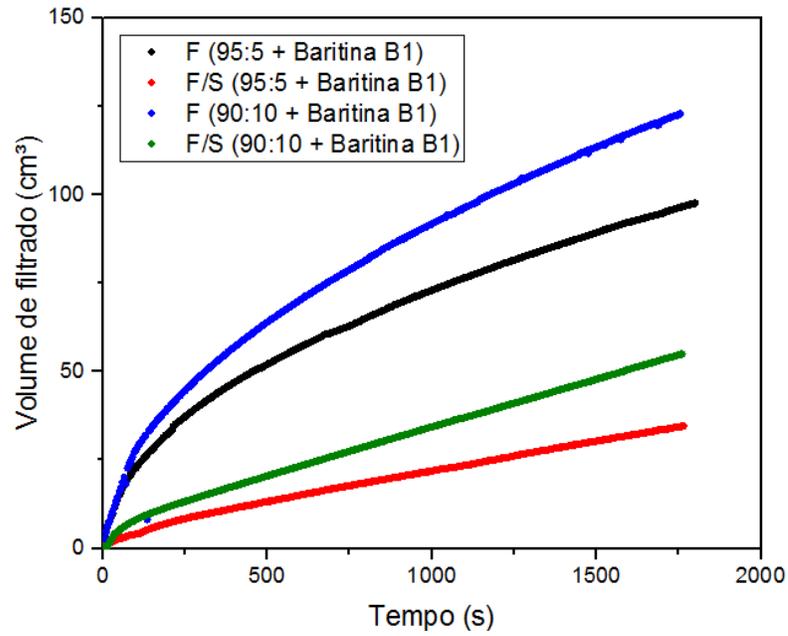


Figura 29. Curva de filtração dos fluidos Newtonianos, t/V versus V , 500 psi.

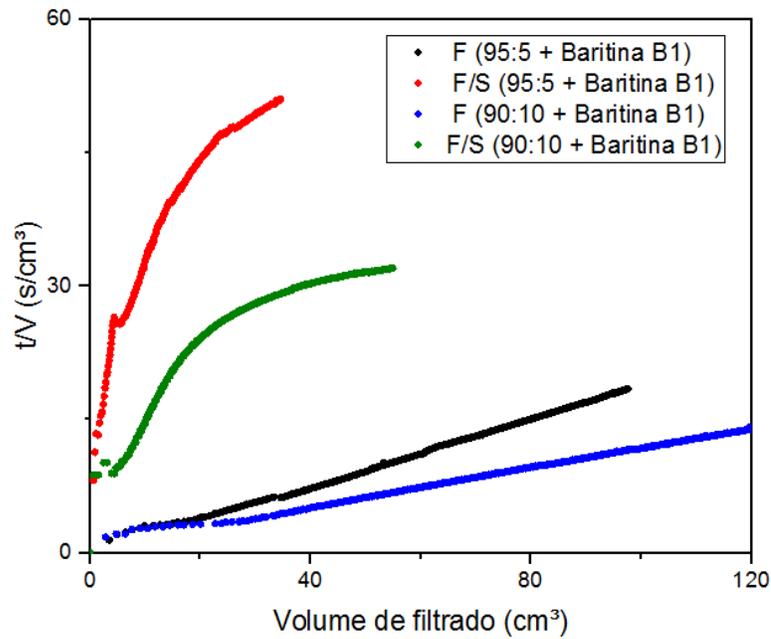


Tabela 6. Dados de filtração para os fluidos Newtonianos, 500 psi.

Fluidos	Filtração	Volume de filtrado (cm³)	Espessura da torta(cm)	Porosidade
(95:5)	F	97,61	0,32	0,56
	F/S	34,6	0,81	0,46
(90:10)	F	122,87	0,52	0,53
	F/S	54,97	0,96	0,37

Pode-se observar pelos gráficos e tabela que a sedimentação previa tem forte influência sobre o sistema, gerando curvas de filtração muito distintas das observadas para os ensaios em que não houve sedimentação. Verifica-se que o volume de filtrado de ambos os fluidos para as filtrações com sedimentação prévia foram menores do que os obtidos para as filtrações sem sedimentação prévia para um determinado tempo. Através da análise dos dados, acredita-se que a torta pré-formada influenciou diretamente na redução do volume de filtrado. O acoplamento do processo de sedimentação e filtração de fluidos Newtonianos e Não-Newtonianos não é abordado com frequência na literatura.

Nas filtrações sem sedimentação, as tortas obtidas possuíram uma menor espessura do que as filtrações com sedimentação, sendo justificada a maior espessura pelo fato do fluido ficar confinado por sete dias sedimentado na célula HTHP antes do início da filtração.

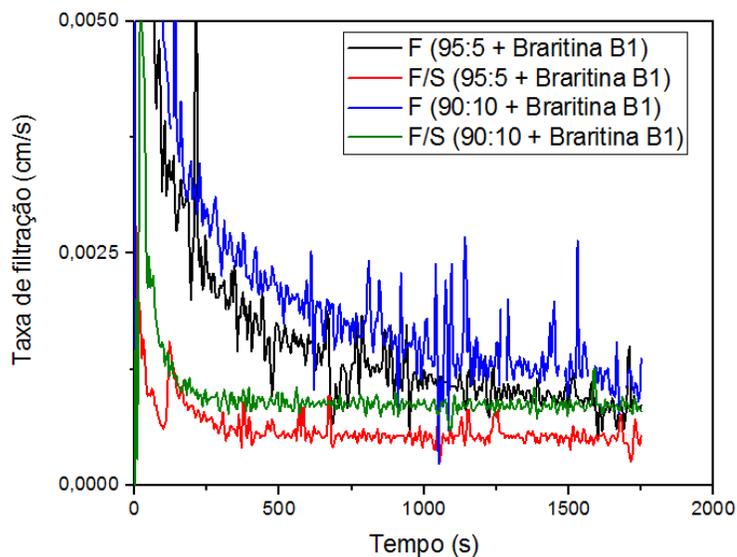
As filtrações sem sedimentação tiveram um comportamento esperado para fluidos Newtonianos, sendo a relação t/V versus V linear. Porém, nas filtrações com sedimentação a curva possuiu um comportamento não linear. Acredita-se que, neste caso, a torta pré-formada durante a sedimentação interfira na etapa de filtração dificultando a passagem do filtrado, não sendo observada a linearidade esperada.

O fluido mais viscoso, 95:5, possuiu o menor volume de filtrado para ambas as filtrações. Dessa forma, podemos observar que a viscosidade influenciou diretamente no volume de filtrado e na espessura da torta, sendo obtidos valores menores para esses parâmetros quando comparado com o fluido 90:10, menos viscoso. De fato, sabe-se que quanto maior a viscosidade maior a resistência ao escoamento independente da tensão ou deformação aplicada (BRETAS; D'ÁVILA, 2005).

As porosidades das tortas de filtração com sedimentação prévia foram menores do que as sem sedimentação em ambos os fluidos, e o fluido com menor viscosidade, 90:10, possuiu os menores valores deste parâmetro quando comparados com o mais viscoso, 95:5. Segundo Calabrez (2013), a torta contém poros interconectados, capilares e/ou fraturas. Assim pode ocorrer uma relação entre porosidade e permeabilidade que mostra que, uma maior porosidade resulta numa maior permeabilidade, justificando a redução da permeabilidade com o decréscimo da porosidade em ambas as suspensões.

Outra forma de avaliar os experimentos é através das curvas de taxa de filtração representadas na Figura 30.

Figura 30. Taxa de filtração dos fluidos Newtonianos, 500 psi.



Pode-se observar por esse gráfico que para as filtrações com sedimentação prévia (curvas verde e vermelha) a taxa de filtração apresenta um comportamento constante ao longo do tempo de filtração acima de 300 segundos, este comportamento provavelmente ocorreu pela formação da torta prévia formada pela sedimentação do adensante e a redução dos sólidos em suspensão. Provavelmente no sétimo dia ocorreu a filtração de um fluido praticamente puro, com baixa carga de sólidos, o que não provocou crescimento da torta e a variação da taxa de filtração. Desta forma, a torta já estava com sua espessura praticamente constante no início da filtração permitindo assim um equilíbrio na taxa de filtração. Tal fato não é observado na filtração sem sedimentação. Nas filtrações diretas (azul e preto) houve uma gradual redução da taxa de filtração visto que os sólidos, ao sedimentarem aumentam a espessura da torta com o tempo dificultando a filtração (SANTANNA, 2003). Esse comportamento também está de acordo com o observado por Liu e Civan (1993), que obtiveram a redução da taxa de filtração à medida que a espessura da torta aumenta. Sendo que, quando a torta atinge sua maior espessura a taxa de filtração fica constante.

Filtração a 700 psi

As filtrações à pressão de 700 psi também foram apresentadas a partir dos gráficos Volume de filtrado *versus* Tempo e t/V *versus* Volume de filtrado, conforme as Figuras 31 e 32. Assim como na pressão de 500 psi, a sedimentação prévia influenciou o comportamento do sistema, provocando a redução do volume de filtrado para os fluidos 95:5 e o 90:10, como apresentado na tabela 7. Mesmo com o aumento da pressão, ainda ocorre o comportamento não linear para as filtrações com sedimentação prévia, a junção das altas pressões utilizada nos testes com a obstrução dos poros do meio filtrante pelos sólidos sedimentados por sete dias podem estar influenciando na não linearidade das curvas t/V *versus* V.

Figura 31. Curva de filtração dos fluidos Newtonianos, V versus t, 700 psi.

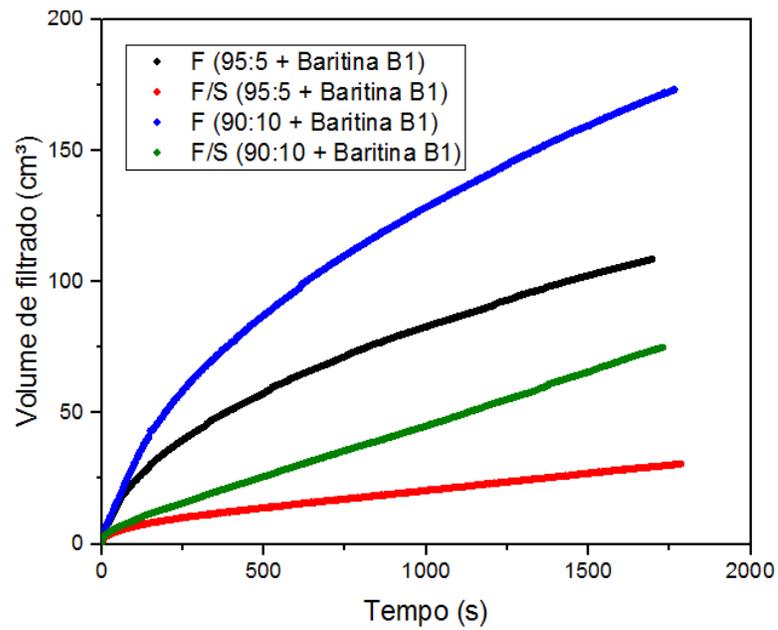
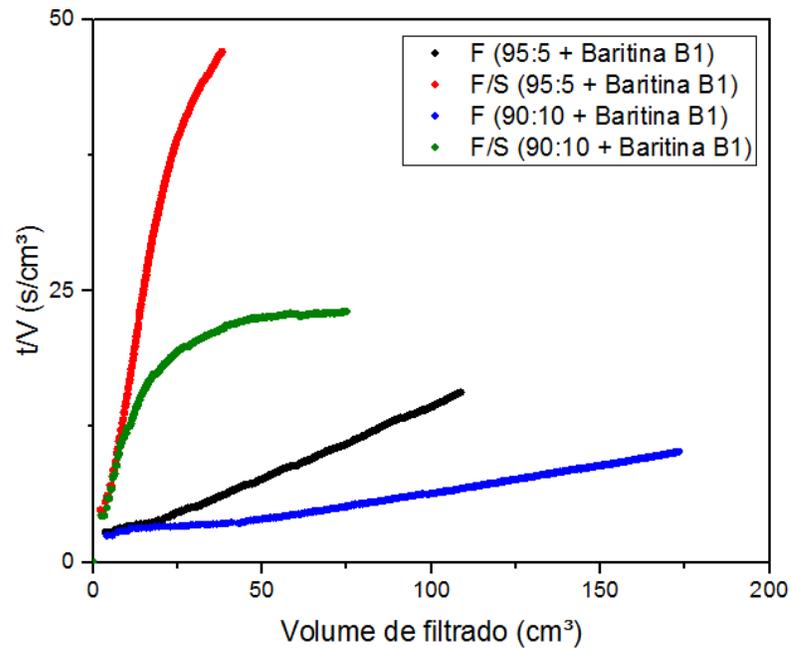


Figura 32. Curva de Filtração dos fluidos Newtonianos, t/V versus V. 700 psi.



Na Tabela 7 estão os dados de filtração com e sem sedimentação prévia.

Tabela 7. Dados de Filtração dos fluidos Newtonianos, 700 psi.

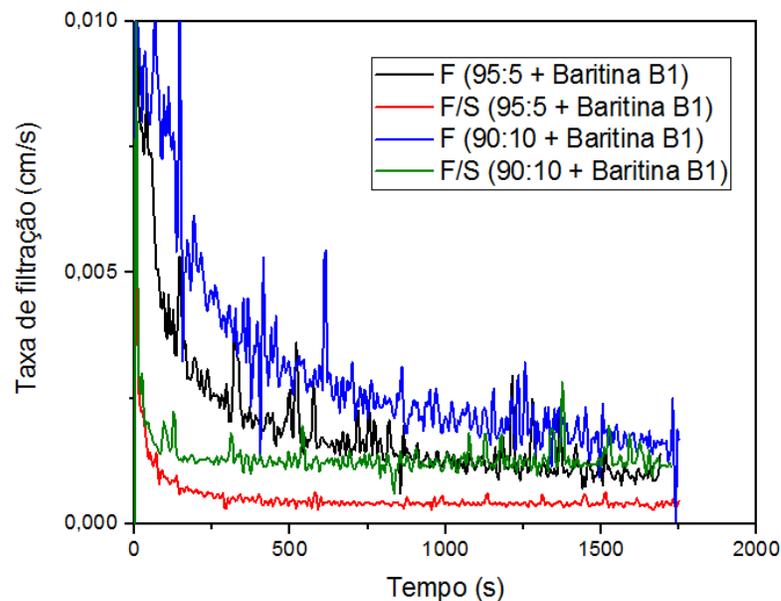
Fluidos	Filtração	Volume de Filtrado (cm ³)	Espessura da torta (cm)	Porosidade
(95:5)	F	108,18	0,55	0,41
	F/S	30,63	1,22	0,41
(90:10)	F	173,25	0,73	0,34
	F/S	93,4	0,88	0,37

Avaliando os dados da Tabela 7 verifica-se que assim como na pressão de 500 psi os ensaios com sedimentação prévia apresentaram menor volume de filtrado e maior espessura da torta para ambos os fluidos estudados. Com relação à influência da viscosidade, percebe-se que o fluido menos viscoso, 90:10, apresentou maiores valores de volume de filtrado. Para a espessura da torta, o fluido mais viscoso possuiu maior valor para a filtração sem sedimentação prévia e menor valor para a filtração com sedimentação prévia quando comparados os valores com o fluido menos viscoso.

A partir da tabela é possível observar que o fluido mais viscoso, obteve as maiores porosidades. Para o fluido 95:5 não foi observado modificação na porosidade entre as filtrações, já para o fluido 90:10 as filtrações com sedimentação prévia foi observado o aumento do parâmetro quando comparado com a filtração pura, sem sedimentação.

As taxas de filtrações na pressão 700 psi estão representadas na Figura 33. O comportamento foi semelhante ao apresentado na pressão de 500psi, ou seja, uma taxa não linear para as os ensaios de filtração pura e taxa constante para os experimentos com sedimentação prévia.

Figura 33. Taxa de filtração dos fluidos Newtonianos, 700 psi.



Pode observar também que as filtrações com sedimentação prévia sofreram menos variações na taxa de filtração quando comparado com as filtrações sem sedimentação. Porém,

nas filtrações do fluido mais viscoso, 95:5, as taxas de filtração foram mais estáveis do que para as filtrações com o fluido 90:10.

4.6.2 Comparação das pressões

Os fluidos utilizados para a comparação das pressões foram: 95% glicerina e 5% água deionizada (95:5) e 90% glicerina e 10% água deionizada (90:10). Em todos os fluidos foi utilizada a concentração de 6% v/v de baritina B1. As pressões no processo de sedimentação na célula HTHP foram: 500 psi, 700 psi e ambiente, já no processo de filtração as pressões foram de 500 e 700 psi.

Fluido 95:5

Nas Figuras 34 e 35 pode-se observar as curvas de filtração formadas a partir dos dados de filtração do fluido 95% de glicerina e 5% água deionizada com concentração de 6% v/v de baritina B1. Na Tabela 8 estão apresentados os dados de filtração dos fluidos Newtonianos sedimentados nas pressões ambiente, 500 psi e 700 psi e filtrado nas pressões de 500 e 700 psi. Todos os experimentos foram realizados na célula HTHP e o tempo de filtração foi de 30 minutos para a filtração com e sem sedimentação prévia.

Inicialmente, observou-se que a pressão influenciou nos parâmetros de filtração, uma vez que o volume de filtrado da filtração sem sedimentação prévia na pressão de 700 psi apresentou um aumento. Para as filtrações com sedimentação prévia houve uma pequena redução no volume de filtrado, o que pode estar relacionado à torta obtida, que no caso da pressão de 700 psi foi mais espessa. Altino, Silva e Cruvinel (2016) perceberam que o aumento de pressão eleva a espessura da torta, ou seja, a torta se forma de maneira mais rápida em altas pressões. Portanto, pôde-se observar que para fluidos previamente sedimentados, mesmo com o aumento da pressão, que deveria provocar aumento no volume de filtrado, a pressão interferiu nas propriedades da torta formada deixando-as mais espessas compensando o efeito do aumento da pressão sobre o volume de filtrado.

Figura 34. Curva de filtração para as pressões ambiente 500 e 700 psi, 95:5. V versus t.

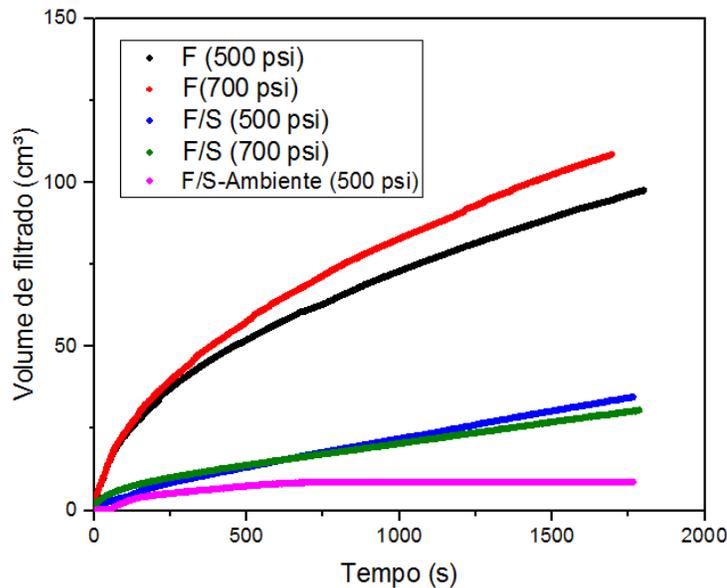


Figura 35. Curva de filtração nas pressões ambiente, 500 e 700 psi, 95:5, t/V versus V.

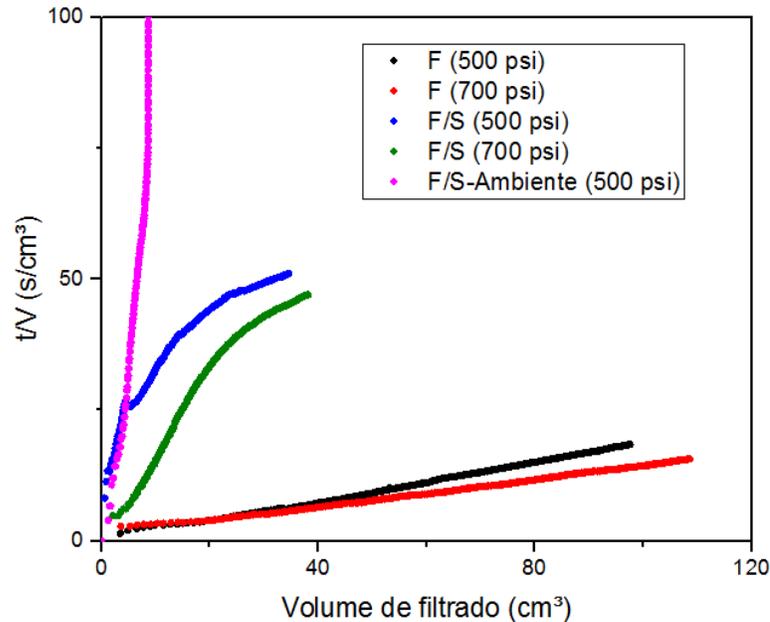


Tabela 8. Dados de filtração nas pressões ambiente, 95:5, 500 e 700 psi.

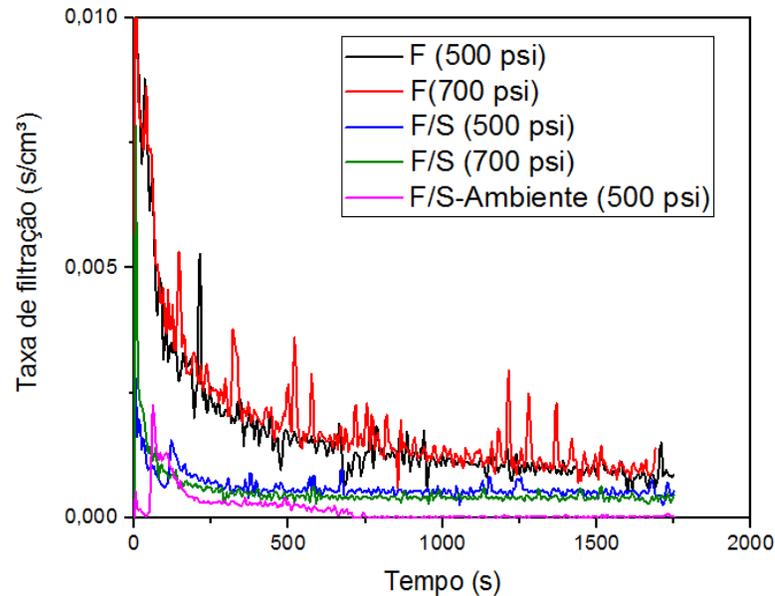
Filtração	Pressão (psi)	Volume de filtrado (cm ³)	Espessura da torta (cm)	Porosidade
F	500	97,61	0,32	0,56
F/S	500/500	34,6	0,81	0,46
F	700	108,18	0,55	0,41
F/S	700/700	30,63	1,22	0,41
F/S-Amb	500/14,7	8,68	0,72	0,42

Na filtração a 500 psi e processo de sedimentação a pressão ambiente o volume foi reduzido em quase 20 vezes, quando comparado com a filtração pura a 500 psi. Comparando com a filtração com sedimentação prévia a 500 psi percebemos que a pressão no processo de sedimentação influenciou na formação da torta, sendo que a sedimentação a pressão ambiente proporcionou uma torta menos espessa e com característica que dificultou a passagem do fluido no momento da filtração, sendo o volume de filtrado reduzido quase 4 vezes quando comparado com a filtração a sedimentação prévia a 500 psi.

Para as filtrações com sedimentação prévia na pressão de 500 psi e ambiente, ocorreu uma redução da porosidade. Já na pressão de 700 psi, nas filtrações com sedimentação prévia não foram observadas mudanças na porosidade da torta quando comparado com a filtração sem sedimentação prévia. O aumento da pressão reduz a porosidade da torta, já que o acréscimo de pressão através da torta de filtração tende a diminuir o volume de espaços vazios devido à compressão (CALABREZ, 2013), comportamento observado na pesquisa.

As taxas de filtrações estão representadas na Figura 36.

Figura 36. Taxa de filtração nas pressões: ambiente, 500 e 700 psi, 95:5.



Como já verificado anteriormente, as filtrações com sedimentação prévia tiveram taxas constantes acima de 300s. Para a sedimentação a pressão ambiente a taxa ficou próximo de zero após 750s de filtração. Para as filtrações sem sedimentação independente da pressão foi observado picos ao longo do processo.

Fluido 90:10

Nas Figuras 37 e 38 estão representadas as curvas de filtração do fluido 90:10 e na Tabela 9 os dados de filtração. No geral, os ensaios a 700 psi geraram um volume de filtrado maior para ambas as filtrações, quando comparado com as outras pressões, sendo o menor volume de filtrado o da filtração com sedimentação prévia a pressão ambiente e o processo de filtração a 500 psi, fato também observado no ensaio com o fluido 95:5. Segundo Araújo (2010), para filtrações simples, sem sedimentação, o aumento da pressão na filtração de suspensões provoca o aumento do volume de filtrado. O aumento da pressão pressiona o líquido na torta permitindo a passagem mais rápida do filtrado (SHERWOOD & MEETEN, 1997).

As espessuras das tortas para as filtrações sem sedimentação foram menores do que com sedimentação. Para as filtrações realizadas a 500 psi, a espessura foi quase duas vezes maior para filtrações com sedimentação comparada com a sem sedimentação. Entretanto este comportamento não foi observado nas filtrações a 700 psi. Sendo assim a pressão influenciou na sedimentação do adensante no período de confinamento de sete dias na célula HTHP para o fluido menos viscoso.

Figura 37. Curvas de filtração nas pressões: ambiente, 500 e 700 psi, 90:10, V versus t.

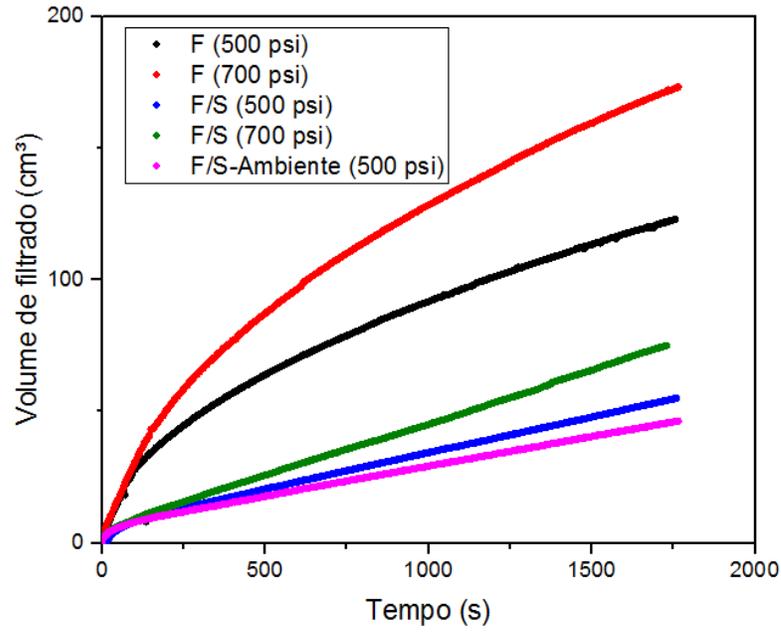


Figura 38. Curva de filtração nas pressões: ambiente, 500 e 700 psi, 90:10. t/V versus V.

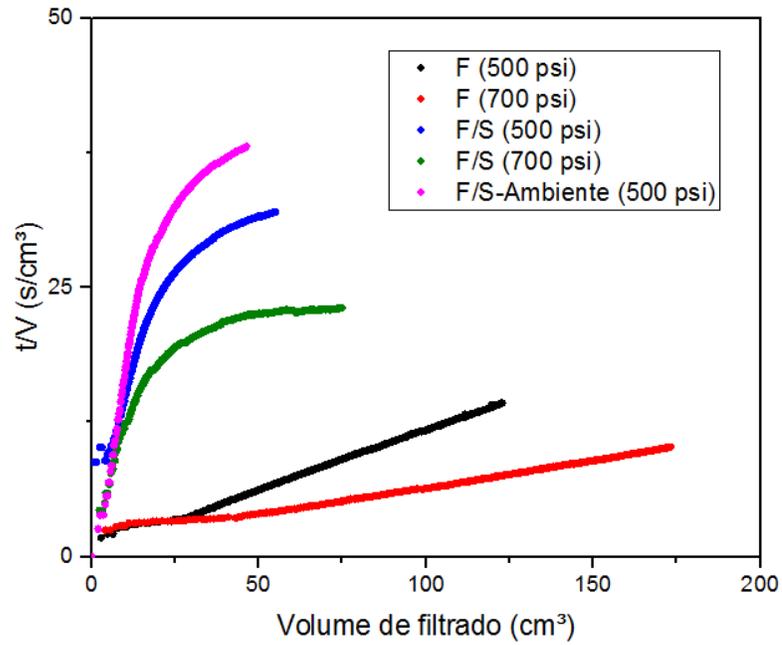


Tabela 9. Dados de Filtração nas pressões: ambiente, 500 e 700 psi , 90:10.

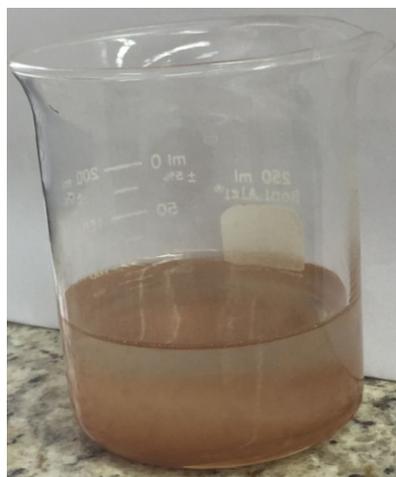
Filtração	Pressão (psi)	Volume de Filtrado (cm ³)	Espessura da torta (cm)	Porosidade
F	500	122,87	0,52	0,53
F/S	500/500	54,97	0,96	0,37
F	700	173,25	0,73	0,34
F/S	700/700	93,4	0,88	0,37
F/S-Amb	500/14,7	46,31	0,87	0,39

Para o fluido 90:10 ocorreu uma decréscimo da porosidade para as filtrações com sedimentação prévia na pressão de 500 psi e ambiente comparado com a filtração pura. Para a pressão 700 psi ocorreu o oposto aumentando a porosidade para a filtração com sedimentação. O aumento de pressão pode ter influenciado na porosidade reduzindo-a para as filtrações sem sedimentação prévia e não teve influencia nas filtrações com sedimentação prévia. Este mesmo comportamento de redução da porosidade com o aumento da pressão foi notado por Tiller e Cooper (1962). Nas Figuras 39 e 40 estão representados as tortas de filtração e o filtrado do fluido 90:10 sucessivamente

Figura 39. Torta de filtração com (a) e sem (b) sedimentação prévia.

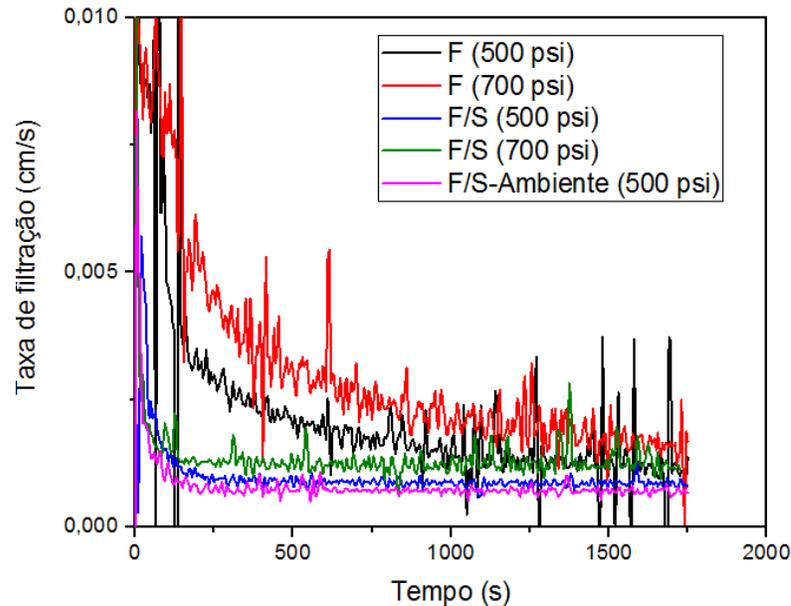


Figura 40. Volume de filtrado do fluido 90:10.



Na Figura 41 estão representadas as taxas de filtração das filtrações nas pressões distintas.

Figura 41. Taxa de filtração nas pressões: ambiente, 500 e 700 psi, 90:10.



Os ensaios a 700 psi de filtração apenas apresentaram taxa de filtração maior do que as de 500 psi, tanto para as filtrações com e sem sedimentação prévia. As filtrações com sedimentação prévia para ambas as pressões foram mais estáveis que a filtração pura.

4.7 Dados de Filtração com e sem Sedimentação Prévia dos Fluidos Não-Newtonianos

Para os fluidos Não-Newtonianos foram analisados o efeito da sedimentação, da concentração do viscosificante e o tipo de viscosificante na filtração. Sendo os viscosificantes utilizados goma xantana (concentração 0,2 ou 0,4 % v/v) e CMC (concentração 0,4% v/v). A pressão utilizada nas filtrações com sedimentação prévia (F/S) e para a filtração sem sedimentação prévia (F) foi de 500 psi e o tempo de filtração foi de 30 minutos para todos os ensaios. Apenas para o fluido com solução de 0,2 % v/v GX foi realizado repetições para o cálculo do erro experimental, Diferente dos fluidos Newtonianos, a curva de filtração será representada apenas pelo gráfico volume de filtrado (V) *versus* tempo (t) conforme a Figura 42. A Tabela 10 apresenta os dados de filtração dos ensaios com fluidos Não-Newtonianos.

Figura 42. Curva de filtração dos fluidos Não-Newtonianos, V versus t.

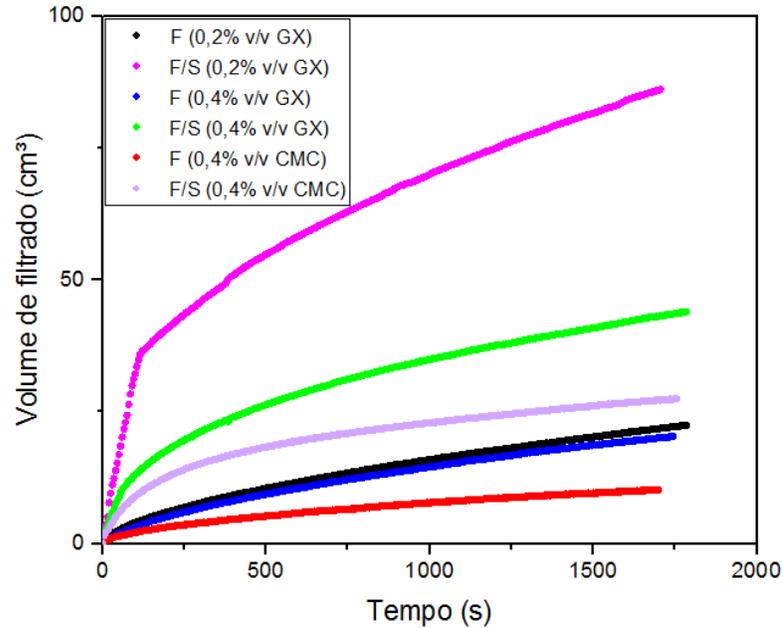


Tabela 10. Dados de filtração dos fluidos Não-Newtonianos.

Fluidos	Filtração	Volume de filtrado (cm ³)	Espessura da torta (cm)	Porosidade
0,2 GX	F	22,60	0,45	0,47
	F/S	86,11	2,99	0,49
0,4 GX	F	20,33	0,42	0,46
	F/S	43,95	2,45	0,45
0,4 CMC	F	10,22	0,82	0,46
	F/S	27,40	2,79	0,46

Pode-se verificar a forte influencia da sedimentação previa nos resultados da filtração, entretanto os fluidos Não-Newtonianos se comportaram de forma diferente dos fluidos Newtonianos. No geral, para as filtrações com sedimentação prévia, independente da concentração e tipo de viscosificante utilizado, ocorreu o aumento do volume de filtrado quando o fluido foi sedimentado antes de ser filtrado. No caso do fluido com 0,2% v/v o aumento foi de quase seis vezes, fato que não era esperado.

Os polímeros (CMC e GX) utilizados nos fluidos Não-Newtonianos podem estar influenciando na estrutura da torta pré-formada na filtração com sedimentação, não permitindo a formação de uma torta compacta, facilitando assim a passagem do filtrado e o aumento das espessuras das tortas. Em alguns casos a espessura das tortas de filtração com sedimentação prévia chegou a ser quase seis vezes maior que das filtrações sem sedimentação prévia.

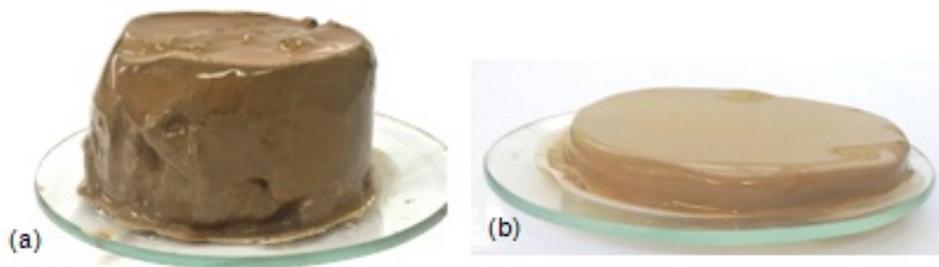
Quando comparado os fluidos com GX em concentrações distintas, observamos que para o fluido com maior concentração de polímero (0,4% v/v) e maiores viscosidades aparentes, o volume de filtrado reduziu quase duas vezes para as filtrações com sedimentação prévia, porém a concentração não influenciou tanto nas filtrações puras, sem sedimentação prévia.

Foi observada uma redução na espessura da torta para o fluido mais viscoso, 0,4% v/v GX, quando comparado com o menos viscoso do fluido com goma xantana. O aumento da viscosidade da suspensão pode ter dificultado o escoamento do fluido na célula reduzindo assim o volume de filtrado. Sena e Farias (2015) observaram que o aumento da concentração de goma xantana altera as propriedades reológicas do fluido aumentando-as, contribuindo na diminuição de parâmetros como volume de filtrado e espessura da torta.

Para os fluidos Não-Newtonianos, pode-se observar que, no geral, as porosidades não foram influenciadas pela concentração e tipo de viscosificante nas tortas de filtração. Em alguns casos a diferença de porosidade foi pequena entre as filtrações com e sem sedimentação prévia, podendo ser consideradas desprezíveis. A diferença de porosidade mais expressiva foi apenas no fluido com menor viscosidade aparente; 0,2% v/v GX; no qual foi observado um aumento na porosidade, não sendo percebido este comportamento nos outros fluidos.

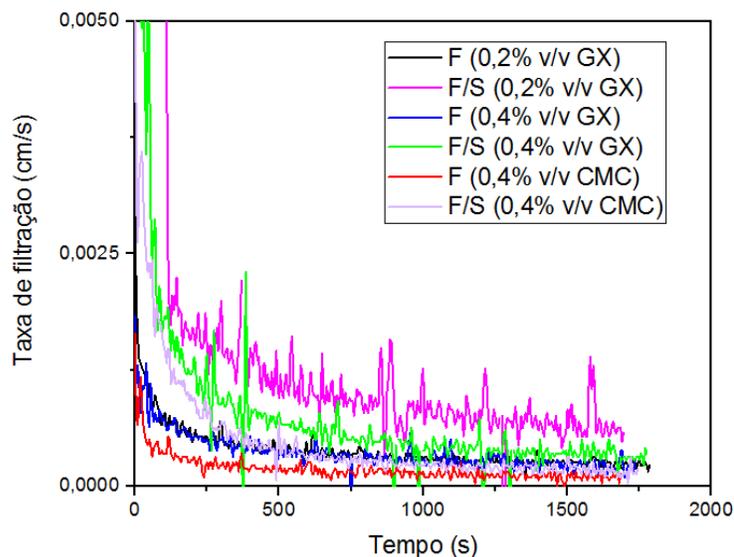
O fluido preparado com CMC apresentou menor volume de filtrado quando comparados aos fluidos com GX. O resultado obtido com os fluidos com CMC pode ser justificado pelo fato deste polímero também ser utilizado como redutor de filtrado em fluidos de perfuração. Em relação à GX, o aumento da concentração modificou propriedades reológicas como viscosidade aparente, sendo reduzida, dificultando a filtração e diminuindo o volume de filtrado (LUCENA; LIRA e AMORIM, 2000). Na Figura 43 e 44 estão representadas as tortas de filtração e a taxa de filtração. As tortas dos fluidos Não-Newtonianos tiveram a consistência menos firme que as dos Newtonianos. Além disso, o filtrado possuía aparência mais límpida, neste caso o meio filtrante (papel filtro) utilizado pode estar influenciando na retenção das partículas não permitindo a passagem do sólido pra o filtrado.

Figura 43. Tortas com e sem sedimentação dos fluidos não Newtonianos com 0,2% v/v de GX.



As taxas de filtração dos fluidos Não-Newtonianos estão representadas na Figura 44. Diferente das filtrações dos fluidos com GX, ambas as filtrações com CMC possuíram um comportamento estável ao longo do processo. Para as filtrações com GX com sedimentação prévia, foram observados picos de instabilidade na taxa de filtração ao longo do processo filtração. Diferente dos fluidos Newtonianos os ensaios com sedimentação previa não apresentaram taxa de filtração constante. Isso indica que a torta foi se formando ao longo da filtração. Provavelmente nos fluidos não Newtonianos, a estrutura do polímero mantém por mais tempo os sólidos em suspensão.

Figura 44. Taxa de filtração dos fluidos Não-Newtonianos.



4.8 Análise da Permeabilidade

4.8.1 Fluidos Newtonianos

As tortas das filtrações com e sem sedimentação prévia independente do fluido utilizado no teste possuíam consistência firme. As tortas das filtrações com sedimentação prévia possuíam uma espessura maior que as tortas das filtrações sem sedimentação. A temperatura utilizada para secagem das tortas foi de 300°C, para garantir que toda água deionizada e a glicerina fossem evaporadas, não prejudicando a coleta de dados de torta seca. Os dados de permeabilidade são mostradas nas Tabelas 11 e 12 para os fluidos 95:5 e 90:10, respectivamente.

Foram utilizadas três metodologias para a determinação da permeabilidade da torta, são elas: Teoria Simplificada da Filtração, Kozeny- Carman e Lei de Darcy. A teoria simplificada é usada originalmente para filtração de fluidos Newtonianos, onde a relação t/V versus V é uma reta. A equação de Kozeny-Carman prevê a permeabilidade que a torta teria, considerando-a um meio poroso, não contabiliza efeito da pressão. A Lei de Darcy é a consideração de escoamento em meio poroso sobre pressão e leva em conta as propriedades do filtrado com o fluido base, sendo este Newtoniano. A taxa de filtração é necessária para cálculo da permeabilidade pela lei de Darcy, sendo estabelecida a faixa os valores ente 400 a 1000 s para obtenção de um valor médio para o cálculo de permeabilidade.

Tabela 11. Dados de parâmetros de permeabilidade (k) das tortas dos fluidos Newtonianos, 95:5.

Filtração	Pressão (psi)	k.(10 ⁻¹⁰ cm ²)		
		Teoria simplificada da filtração	Kozeny-Carman	Lei de Darcy
F	500	1,17	15,00	0,35
F/S	500/500	0,23	5,99	0,40
F	700	0,88	3,53	0,43
F/S	700/700	0,07	3,72	0,35
F/S-Ambiente	500/14,7	0,017	3,90	0,01

Tabela 12. Dados de parâmetro permeabilidade (k) das tortas dos fluidos Newtonianos, 90:10.

Filtração	Pressão (psi)	k.(10 ⁻¹⁰ cm ²)		
		Teoria simplificada da filtração	Kozeny-Carman	Lei de Darcy
F	500	1,04	11,10	0,43
F/S	500/500	0,34	2,47	0,47
F	700	1,16	1,70	0,57
F/S	700/700	0,12	2,44	0,45
F/S-Ambiente	500/14,7	0,29	3,10	0,34

Os valores de permeabilidade obtidos apresentaram comportamento parecido para quase todas as pressões e fluidos, ocorrendo à redução da permeabilidade para as filtrações com sedimentação prévia, justificando a redução do volume de filtrado. Este parâmetro está relacionado diretamente ao volume de filtrado. Para cada metodologia utilizada foi encontrado um valor diferente de permeabilidade, sendo a Teoria Simplificada da Filtração a mais correta para Newtonianos, pois se trata de um equacionamento específico para o processo de filtração. Os outros equacionamentos foram utilizados apenas para comparação. Na equação de Kozeny-Carman foram obtidos os maiores valores de permeabilidade. A partir dos resultados percebemos que nenhuma das metodologias são adequadas para o cálculo de permeabilidade para as filtrações com sedimentação prévia.

4.9.2 Fluidos Não-Newtonianos

No geral, a permeabilidade aumentou para as filtrações com sedimentação prévia, justificando o aumento do volume de filtrado. Para cada metodologia utilizada foi observado um valor distinto do parâmetro, sendo a permeabilidade pela equação de Kozeny- Carman os maiores valores.

Diferente dos fluidos Newtonianos, não se observou uma relação de aumento de porosidade com o aumento de permeabilidade ou vice e versa para os fluidos Não-Newtonianos. Para os Não-Newtonianos, apenas nos fluidos com 0,2% v/v GX foi observado uma relação entre porosidade e permeabilidade, sendo assim, o acréscimo de porosidade influenciou no aumento da permeabilidade. Para os outros fluidos, a torta formada possuía

para as filtrações com sedimentação prévia menor porosidade e maior permeabilidade, este comportamento pode estar sendo influenciado pelos viscosificantes utilizados nos fluidos. De acordo com Honório (2007), a relação entre porosidade e permeabilidade mostra que um aumento da porosidade também pode resultar em um aumento da permeabilidade, mas esta não é uma regra absoluta, uma vez que pode ter um grande número de poros sem conectividade dificultando assim a passagem do fluido.

Na Tabela 13 podemos observar os valores de porosidade e permeabilidade para os fluidos Não-Newtonianos.

Tabela 13. Dados de permeabilidade dos fluidos Não-Newtonianos.

Fluidos	Filtração	k. (10^{-10} cm^2)	
		Kozeny-Carman	Lei de Darcy
0,2 GX	F	6,58	0,15
	F/S	9,19	0,66
0,4 GX	F	6,75	0,03
	F/S	6,26	0,27
0,4 CMC	F	7,27	0,03
	F/S	7,15	0,17

Assim com nos fluidos Newtonianos a faixa da taxa de filtração para o calculo de permeabilidade da Lei de Darcy utilizado foi entre 400 e 1000 s.

4.9 Teste de Sedimentação

Os testes de sedimentação para os fluidos Newtonianos foram realizados por sete dias e os de fluidos Não-Newtonianos ocorreram por um período de 15 dias. O tempo dos testes foi distinto, visto que nos fluidos Não-Newtonianos os sólidos ficavam mais tempo em suspensão. Desta forma houve uma variação da altura da interface durante todo o período para todos os fluidos Newtonianos. A aparência da região de clarificado era turva dificultando a visualização da frente de sedimentação. Na figura 45 está o gráfico de altura de sedimentação *versus* tempo de sedimentação dos fluidos Newtonianos estudados e na figura 46 fotos dos ensaios do teste de sedimentação em proveta para o fluido 95:5.

Figura 45. Altura de interface versus tempo de sedimentação para os fluidos Newtonianos

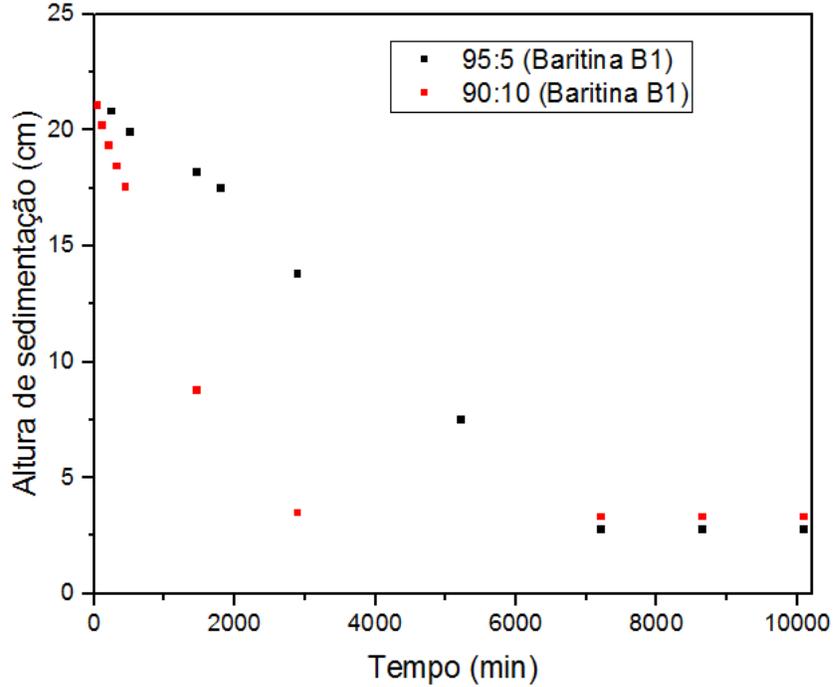
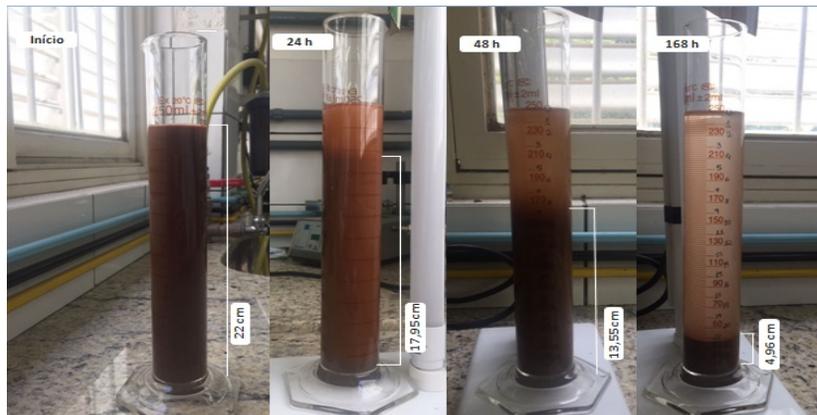


Figura 46. Sedimentação do fluido (95:5) com baritina B1. A) Início da sedimentação; B) 24 h do início da sedimentação C) 48h de sedimentação D) Sete dias (168 h) de sedimentação.



A partir da Figura 45 é possível observar que o fluido menos viscoso, 90:10, sedimentou mais rápido que o fluido 95:5. A viscosidade como era esperada influencia na velocidade da sedimentação, sendo mais lento para o fluido mais viscoso. A partir do ensaio de sedimentação foi possível compreender como o fluido se comportava dentro da célula no tempo de sedimentação, pois indica que praticamente todo o sólido da suspensão newtoniana sedimentou e a filtração ocorreu com baixa concentração de sólido em suspensão, sendo assim a espessura da torta já estava constante após sete dias, o que explica a taxa constante de filtração para as filtrações com sedimentação prévia nas pressões de 500 e 700 psi (Figura 31 e 33).

Na Figura 47 está o gráfico de altura versus tempo de sedimentação e na Figura 48 está à ilustração do teste de sedimentação em proveta do fluido com 0,2 % v/v de GX.

Figura 47. Altura de interface versus tempo de sedimentação do fluido Não-Newtoniano.

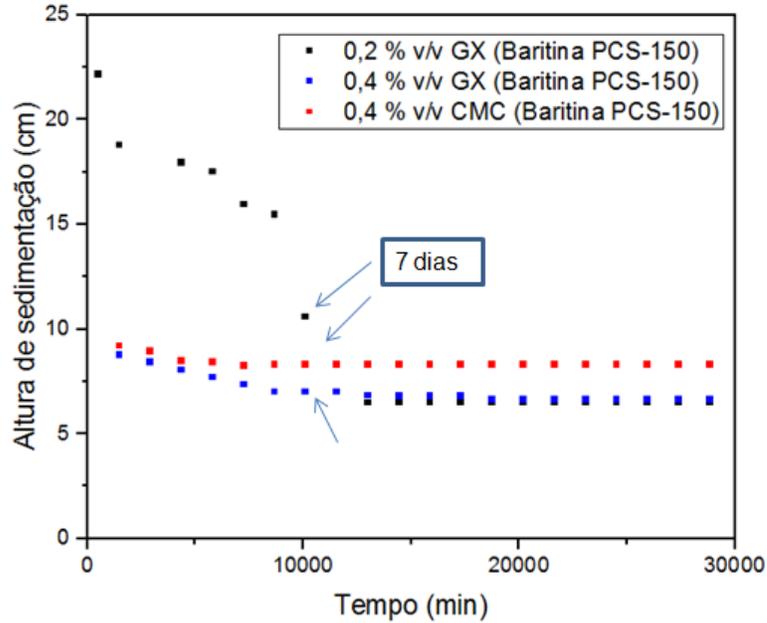
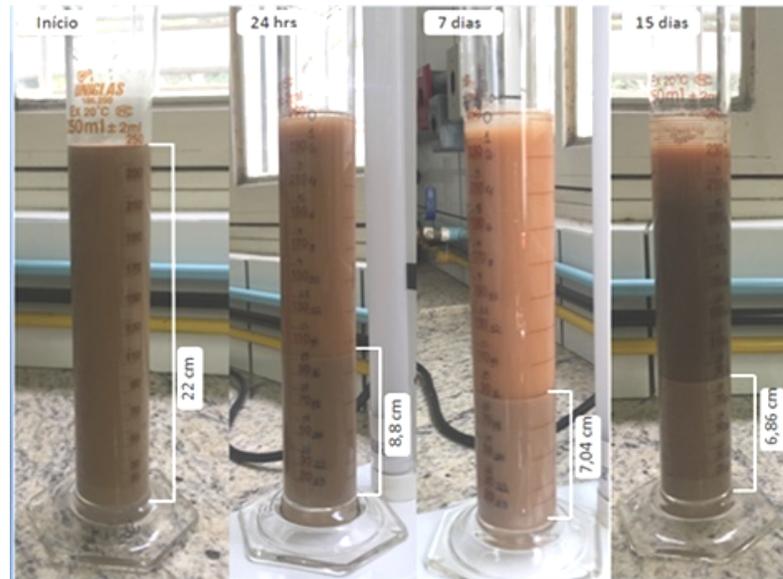


Figura 48. Sedimentação do fluido 0,2% v/v GX A) Início da sedimentação; B) 24 h do início da sedimentação C) 7 dias D) 15 dias .



O fluido com 0,2% v/v de GX sedimentou mais rapidamente que os outros fluidos, a viscosidade aparente neste caso influenciou na sedimentação do adensante das suspensões. Para todos os fluidos Não-Newtonianos a zona clarificada só foi observada a partir do sétimo dia do teste. Sendo assim parte dos sólidos ainda estavam em suspensão quando foram realizados os testes de filtração. Os viscosificantes foram os prováveis responsáveis por influenciar na sedimentação dos sólidos dificultando o processo.

CAPÍTULO V

5 CONCLUSÃO

Dentro das condições operacionais trabalhadas e para os fluidos estudados pode-se concluir que:

Newtoniano

A sedimentação previa tem forte influencia sobre o comportamento das curvas de filtração realizada. Os resultados obtidos indicaram que os volumes de filtrado de fluidos Newtonianos foram menores para ensaios de filtração com sedimentação prévia para ambos fluidos.

Os fluidos com menor viscosidade produziu maior volume de filtrado, porosidade e permeabilidade, independentemente do tipo de filtração, com ou sem sedimentação prévia.

A análise da influência da pressão mostrou que o volume de filtrado aumenta com o aumento da pressão, para ambos os fluidos.

Com relação a espessura da torta, o fluido 90:10, menos viscoso, na filtração com sedimentação, apresentou a redução do parâmetro com a elevação da pressão, porém este comportamento não foi observado na filtração pura. No fluido 95:5 a espessura aumentou com o aumento da pressão nas duas filtrações. Para as filtrações com sedimentação prévia a pressão ambiente foi obtido o menor volume de filtrado.

Foi observado nos gráficos t/V versus V que as curvas de filtração com sedimentação não são lineares, diferentes das curvas de filtração sem sedimentação. Este fato indica que a equação da Teoria Simplificada não descreve o fenômeno ocorrido.

As taxas de filtração foram constantes a partir de um tempo de processo, para as filtrações com sedimentação prévia independente do fluido ou da pressão utilizada.

Cada metodologia utilizada para o cálculo de permeabilidade permitiu a obtenção de um valor distinto do parâmetro, no entanto, a equação de Kozeny-Carman proporcionou maiores valores de permeabilidade, uma vez que não leva em consideração a pressão do sistema. Porém, no geral, em todas as metodologias ocorreu a redução da permeabilidade para as filtrações com sedimentação prévia.

Foi possível compreender o comportamento dos fluidos dentro da célula de filtração através dos testes de sedimentação em proveta, e como este comportamento influenciou em parâmetros como volume de filtrado e espessura da torta. Para a suspensão newtoniana, foi possível observar uma zona clarificada com 24h sedimentação.

Não-Newtoniano

No caso dos fluidos Não-Newtonianos, a influência da sedimentação previa também foi marcante nos resultados obtidos. Observou-se que na filtração com sedimentação prévia de fluidos Não-Newtonianos, o volume de filtrado foi maior em comparação com filtrações simples, diferente do que foi observado para fluidos Newtonianos.

A espessura da torta de todos os fluidos Não-Newtonianos aumentou quando a sedimentação foi realizada.

A taxa de filtração para o fluido com CMC encontrou-se em equilíbrio independente da filtração, porém para as filtrações com GX as filtrações com sedimentação foram constantes quando comparados com a filtração sem sedimentação prévia, tanto para as suspensões com 0,2% v/v quanto para as com 0,4% v/v.

Foram obtidos valores diferentes de permeabilidades para cada tipo de metodologia calculada, por isso uma análise mais apurada dos dados obtidos devem ser realizadas, uma

vez que as equações podem não descrever exatamente o fenômeno de filtração seguido de sedimentação.

O teste de sedimentação de fluido Não-Newtoniano mostrou que esse fluido leva mais tempo para sedimentar em comparação com fluidos Newtonianos isso pode explicar o maior volume de filtração quando a sedimentação é realizada.

Independentemente do fluido, Newtoniano ou Não-Newtoniano, a torta de filtração teve uma permeabilidade que permitiu uma taxa de filtração significativa, demonstrando que a barita sedimentada no anular não afetaria o alívio de pressão, reduzindo assim a possibilidade de APB no poço. Deve ser notado que os fluidos de perfuração são suspensões mais complexas do que aqueles estudados aqui, embora também tenham características não-newtonianas.

Filtração com sedimentação prévia é um fenômeno pouco estudado. Portanto, uma análise mais profunda da sedimentação-filtração com diferentes fluidos ainda é necessária para comprovar esta metodologia de mitigação do APB.

CAPÍTULO VI

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Utilizar meios filtrantes sinterizados com poros menores para verificar a influência dos mesmos na linearidade das curvas de filtração t/V versus V para filtrações com sedimentação prévia.
- Buscar metodologias para o cálculo de permeabilidade mais adequado para filtração com sedimentação prévia.
- Avaliar as tortas de filtração com e sem sedimentação prévia dos fluidos Newtonianos e Não-Newtonianos microscopicamente.
- Acompanhar a viscosidade dos fluidos não Newtonianos ao longo de sete dias para verificar se ocorreram mudanças neste parâmetro e como ele influencia no aumento de filtrado para as filtrações com sedimentação prévia.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALCOFRA, E.L.M. Aumento de pressão de fluido confinado no anular de poço de petróleo. 103 p. Dissertação. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

ALMEIDA, D.W.; COSTA, S.S.; FONTOURA, S.A.B. Estudo de correlação de velocidade de partículas para fluidos Não-Newtonianos aplicados a problemas de limpeza de poços de petróleo. In: IV Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Campinas, 2007.

ALTINO, H.O.N.; SILVA, J.B; CRUVINEL, A.S. Influência da pressão no comportamento da filtração de água residual contendo cal hidratado. In: III Congresso Mineiro de Engenharia e Arquitetura, 2016.

ARAÚJO, C.A.O., Estudo da Filtração Cruzada em Geometria Cilíndrica. 53p Dissertação. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, 2010.

AROUCA, F.O. Uma contribuição ao estudo da sedimentação gravitacional em batelada. 162 p. Tese. Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2007.

ASLAN, J.F. Segurança: Aspecto de segurança na cimentação de poços de petróleo. Portal Petróleo e Energia. 2015

BRETAS, R.E.S; D'ÁVILA, M.A. Reologia de polímeros fundidos, 2 ed. São Carlos, Edufscar, 2005, 257 p.

CAENN, R.; DARLEY, H.C.H; GRAY, G.R. Fluidos de Perfuração e Completação. 6.ed. Tradução. Rio de Janeiro. Elsevier. 2014. 691 p.

CALABREZ, N.D; Filtração e Invasão de Fluidos de Perfuração: Estudo Comparativo, Caracterização da Torta e Modelagem. 87p. Dissertação. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, 2013.

CONCEIÇÃO, W.A.S. Estudos da transferência de calor em fluidos Não-Newtonianos em dutos circulares e não-circulares. 73p. Dissertação. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis. 2002.

COSTA, A. Permeability – porosity relationship: A reexamination of the Kozeny-Carman equation based on a fractal pore-space geometry assumption. *Geophysical Research Letters*. Volume 33. 5p. 2006

ELER, F.M. Estudo da sedimentação de baritina em fluidos de perfuração. 69 p. Dissertação. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, 2012.

FERNANDES GE, K.D.; BANDEIRA, F.M.G.; FERNANDES NETO, A.P.; MELO, P.A.S. Perfuração de poços: Uma análise comparativa do desempenho entre sondas automáticas e convencionais na Bacia de Potiguar. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 31., 2011, Belo Horizonte. **Anais eletrônicos**... Belo Horizonte: ABEPRO, 2011. Disponível em:

<http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2011_TN_STO_135_861_19113.pdf
> Acesso em : 22 Nov. 2016.

FERRAZ, A.S.F.S. Efeito da distribuição granulométrica de partículas sólidas e de polímeros aniônicos na formação de torta de filtração e no volume de filtração. 126p. Dissertação. Universidade Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, 2014.

FONT, R.; HERNÁNDEZ, A. Filtration with sedimentation: Application of Kynch's theorems. Separation science and technology. Volume 35. 183p-210p. 2000

FOUST, A. Princípios das operações unitárias. 2 ed. Editora LTC, 1982, 665p.

GALPE ENERGIA. Disponível: <http://www.galpeenergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpeEnergia/Os%20nossos%20negocios/Exploracao%20Producao/fundamentos%20engenharia%20petroleo/Paginas/Perfuracao.aspx>. Acesso março 2017.

GALHANO, F.A.P. Petróleo e gás na Bacia do Paraná. 108p. Tese. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

GROWCOCK, F.; HARVEY, T. Drilling fluids processing- Handbook. Estados Unidos. Elsevier, 2005. 693 p.

HAFEMANN, T.E. Modelagem do escoamento multifásico e transferência de calor em poços de pré sal para a estimativa do APB. 147p. Dissertação. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

JESUS, J.C.; CANUTO, G.H.; LUCENA, S.; MACIEL, S.T.A.; SILVA, G.F. Desenvolvimento de um fluido de perfuração de poços de petróleo com alta estabilidade térmica. In: I Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis. Campo Grande, Paraná. 2015.

JIAO, D.; SHARMA. Investigation of dynamic mud cake formation: the concept of minimum overbalance pressure, Texas, 1993, 12p.

KHODJA, M.; KHODJA-SABER, M.; CANSÉLIER, J.P.; COHAUT, N.; BERGAYA, F. Drilling fluid technology: Performance and Environmental Considerations. ResearchGate, França, 31p, 2010.

KUMARAM, V. Rheology of Complex Fluids. India. Springer Science, 2010, 31p.

LIU, J.; FAN, H.; PENG, Q.; DENG, S.; KANG, B.; REN, W., Research on the prediction model of annular pressure in subsea wells. China University of Petroleum Beijing, Beijing. 7p, 2015.

LIU, X.; CIVAN, F. A multiphase mud fluid infiltration and filter cake formation model: In SPE International Symposium on oilfield chemistry, SPE 25215, Nova Orlando, EUA, 1993.

- LARSEN , D. H. Methods of Determining the Filtration Characteristics of Drilling Muds. Petr. Eng. 1938.
- LOMBA, R. Apostila de fluidos de perfuração. Pós graduação Lato sensu em Engenharia de Petróleo. Potifícia Universidade Católica, 122 p, 2007.
- LUCENA, D.V; LIRA, H.L.; AMORIM, L.V. Efeitos de aditivos poliméricos nas propriedades reológicas e de filtração de fluidos de perfuração. Tecnologia em Metalurgia, Materiais e Mineração. Volume 11, 66-73p. 2014.
- MACHADO, J.C.V. Reologia e escoamento de fluidos. Rio de Janeiro. Interciência , 257 p, 2002.
- MAGIONI, A.Q. Determinação da propriedade de tortas de filtração sólidos-líquidos em altas pressões. Dissertação. 89 folhas. Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, MG. 2015
- MARANGON, M. Hidráulica de sólidos: Unidade 1. Universidade Federal de Juiz de Fora. 23p. 2009.
- MASSARANI, G., Fluidodinâmica e sistemas particulados. E- parpers serviços editoriais 2º edição, Rio de Janeiro, 147 p, 2001.
- MAVKO.G; MUKERJI, T, DVORKIN. J. The Rock Physic Handbook, Tools for seismic analysis of porous médio, 2ed, Cambridge- NY, 525p, 1998.
- MEDEIRO; P.T., Física Industrial II: Apostila Geral, UFPB, 44p, 2011.
- MELO, K.C. Avaliação e modelação reológicas de fluidos de perfuração a base água. Dissertação. 100p. Universidade do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.
- NITSCHKE, M; RODRIGUES, V; SCHINATTO, L.F. Formulação de meios de cultivo a base de soro de leite para produção de goma xantana por *X. campestris* C₇L¹. Ciência e tecnologia de alimentos. 82p-85p. 2001
- OLIVEIRA, A.K.C; SILVA, J.J.V; CLEMENTE, P.A.; ABRAÃO, R.C. Estudo preliminares sobre formulação de um fluido a base água. In: VII Congresso norte e nordeste de pesquisa e inovações, 2013.
- PELIANO, S.V. Mitigação de APB pelo método da sapata aberta. 81 folhas. Monografia. Universidade Federal Fluminense ,Niteroi, 2015
- PENG; S.J. Filtration properties of water based drillig fluids. 325p. Tese. Heriot-Watt University, 1990.
- RICHARDSON, J.F.; ZAKI, W. N .Sedimentation and fluidsation. Parte 1, 1954.
- ROSA, G.; GAUTO, M. A. Processos e operações unitárias da indústria química. Ciência Moderna. Rio de Janeiro, 421p, 2011.

ROSA, J.A; CARVALHO,R.S.; XAVIER , J.A.D. Engenharia de Reservatório de Petróleo. Rio de Janeiro ,Interciência , 2006. 808 p.

SCHREMP, F.W; JOHNSON,V.L. Drilling fluid filter loss at high temperature and pressure. California , 1952.

SENA, M.R.S; FARIAS, K.V. Avaliação de aditivos poliméricos de diferentes graus de viscosidade utilizados em fluidos de perfuração aquoso. In: I Congresso nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural, Biocombustíveis, Campo Grande, Paraná. 2015.

SHERWOOD, J.D; MEETEN, G.H. The filtration properties of compressible mud filter cakes. Journal of petroleum Science and Engineering. Cambridge. 1997.

SILVA, L.A .Determinação das propriedades das tortas de filtração de fluido de perfuração e estimação de parâmetros, 179p. Dissertação. Universidade Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, 2016.

SANTANA,M.F.S.; KATEKAWA,M.E.; TANNOUS,K; LIMA, A.K.V.O.; GASPARETTO, C.A. ÀREA SUPERFICIAL E POROSIDADE DE FIBRAS ALIMENTAR DO Albedo de laranja. Revista brasileira de produtos agroindustriais, Campina Grande, Volume 14, 261 - 273 p.

SANTANNA, V.C. Obtenção e estudo das propriedades de um novo fluido de fraturamento hidráulico biocompatível. 214p. Tese. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal. 2003.

SCHAFFEL, S.B. A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil. 147 p. Dissertação. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

SCHREMP, F.W; JOHNSON,V.L. Drilling fluid filter loss at high temperature and pressure. California , 6p, 1952.

TEHRANI,A.; ZAMORA, M.; POWER, D. Role of rheology in barite sag in SBM e OBM. Texas. 2004,16p.

THOMAS, J.E. Fundamentos de engenharia de petróleo. 2.ed. Rio de Janeiro. Interciência, 2004. 272 p.

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

VEIGA, L.F., Estudo da Toxicidade Marinha de Fluidos de Perfuração de Poços de Óleo e Gás. Dissertação. Universidade Federal Fluminense Niterói, 1998.

ZHOU,D et al. Applied properties of oil based drilling fluid with montmorillonites modified by cationic anionic surfactant . China University of Petroleum Geosciences, Beijing, 2015