

ESTUDO EXPERIMENTAL DA FORMAÇÃO DE REBOCO EM  
FORMAÇÕES NATURALMENTE FRATURADAS

KEVIN ALVES BARTELEGA

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE  
LABORATÓRIO DE ENGENHARIA E EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

MACAÉ - RJ  
DEZEMBRO - 2021

**ESTUDO EXPERIMENTAL DA FORMAÇÃO DE REBOCO EM  
FORMAÇÕES NATURALMENTE FRATURADAS**

**KEVIN ALVES BARTELEGA**

Monografia apresentada ao Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Engenheiro de Exploração e Produção de Petróleo.

Orientador: Prof. Fernando Diogo Siqueira, D.Sc.

**MACAÉ - RJ  
DEZEMBRO - 2021**

# ESTUDO EXPERIMENTAL DA FORMAÇÃO DE REBOCO EM FORMAÇÕES NATURALMENTE FRATURADAS

KEVIN ALVES BARTELEGA

Monografia apresentada ao Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Engenheiro de Exploração e Produção de Petróleo.

Aprovada em xx de xxxxxx de 20xx.

Comissão Examinadora:

---

Prof. (Título, FormaçãoMaisElevada) - INSTITUIÇÃO/EMPRESA

---

Prof. (D.Sc, Ciências da Computação) - PURO/UFF

---

Prof. (Ph.D, Matemática) - LENEP/CCT/UENF

---

Prof. Fernando Diogo de Siqueira, D.Sc. - LENEP/CCT/UENF - (Orientador)

---

Dedico essa dissertação ao meu pa...

---

## Agradecimentos

Aos meus pais.

Aos membros da banca, professores.

Aos professores e funcionários do LENEP/CCT/UENF.

Ao CENPES/PETROBRAS pelo fornecimento de material....

Ao comitê gestor do PRH20-ANP-CTPETRO/LENEP/CCT/UENF, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, a Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP e ao Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT pelo fornecimento de bolsa de estudos e taxa de bancada por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCT.

Ao comitê gestor do PRH20-ANP-PETROBRAS/LENEP/CCT/UENF, e a Universidade Petrobras pelo fornecimento de bolsa de estudos e taxa de bancada por meio do PFRH-PETROBRAS, Programa de Formação de Recursos Humanos da Petrobras.

---

*“Os cara é grande mas nois é ruim. Aqui é Brasil.”*

*Bruno Fratus, medalhista de bronze nado livre 50m, Jogos Olímpicos de Tokyo 2020*

# ***Sumário***

<b>Lista de Figuras</b>	vii
<b>Lista de Tabelas</b>	ix
<b>Nomenclatura</b>	x
Alfabeto Latino . . . . .	x
Alfabeto Grego . . . . .	x
Sub-índices . . . . .	xi
Super-índices . . . . .	xi
Símbolos . . . . .	xii
Acrônimos . . . . .	xii
<b>Resumo</b>	xiii
<b>Abstract</b>	xiv
<b>1 Introdução</b>	1
1.1 Objetivos . . . . .	4
<b>2 Revisão Bibliográfica</b>	5
2.1 Perfuração de poços de petróleo . . . . .	5
2.2 Fluido de perfuração . . . . .	6
2.3 Definição de perda de circulação, cenários de ocorrência, implicações e abordagens . . . . .	13
2.4 Lost Circulation Materials (LCM) . . . . .	21
2.5 Reservatórios Fraturados . . . . .	30

2.6 Histórico de modelos experimentais para injeção de fluido de perfuração em fluxo transversal e direto . . . . .	34
<b>3 Metodologia</b>	<b>38</b>
3.1 Introdução . . . . .	38
3.2 Procedimentos laboratoriais gerais . . . . .	38
3.3 Procedimentos laboratoriais específicos . . . . .	48
3.4 Modelo matemático do balanço de torques que agem numa partícula de um reboco . . . . .	55
3.5 Análise dos resultados . . . . .	58
<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>59</b>
<b>Referências</b>	<b>60</b>

# ***Lista de Figuras***

1	a) Principais modelos aplicados na modelagem de fluidos de perfuração; b) Destaque para propriedades físico-químicas tais como viscosidade, viscosidade plástica e tensão limite de escoamento (CAENN <i>et al.</i> , 2011). . . . .	11
2	Classificação esquemática da perda de circulação (ALSABA <i>et al.</i> , 2014a)	14
3	<i>Stress cage model</i> (ALBERTY; MCLEAN, 2004) . . . . .	19
4	<i>Fracture Closure Stress Model</i> (DUPRIEST, 2005) . . . . .	20
5	<i>Fracture Propagation Resistance Model</i> (MORITA <i>et al.</i> , 1990; Van Oort <i>et al.</i> , 2011) . . . . .	21
6	a) Preenchimento da fratura pelo cimento. b) Um corte longitudinal no bloco. Nele é possível ver a zona invadida pelo filtrado originado do cimento (THEROND <i>et al.</i> , 2018). . . . .	24
7	a) Amostra fraturada; b) Imagem do poço (antes do experimento); c) Imagem do poço após fratura induzida; d) Seção transversal completa (RAZAVI <i>et al.</i> , 2016) . . . . .	29
8	a) Imagem tomada de uma amostra fraturada com SBM/LCM de grafite; b) Imagem ampliada do retângulo vermelho. O tamanho médio da largura da fratura, partículas grosseiras e finas são respectivamente, 163 $\mu\text{m}$ , 147 $\mu\text{m}$ e 45 $\mu\text{m}$ (RAZAVI <i>et al.</i> , 2016) . . . . .	30
9	Forma do diferencial de fluxo e variações no nível do tanque de lama para diferentes eventos de perde de lama (BEDA; CARUGO, 2001) . . . . .	33
10	Medidas da deformação do carbonato da Fm. Buda com fraturas naturais. Os resultados do padrão feito pelo software representaram bem a amostra fraturada (MOKHTARI <i>et al.</i> , 2017) . . . . .	33
11	a) Diagrama esquemático do sistema de circulação; b) Diagrama esquemático do <i>Core Holder</i> de filtração dinâmica (JIAO; SHARMA, 1992) .	34

12	O efeito do agente de ligação $CaCO_3$ no comportamento da perda de fluido (SALIMI; ALIKARAMI, 2006) . . . . .	35
13	Esquema simplificado do simulador de fluxo de fraturas (CALÇADA <i>et al.</i> , 2015) . . . . .	36
14	Dinâmica do fechamento e abertura da fratura de 10 mm utilizando a geometria 2 com a mistura de carbonato SFM (CALÇADA <i>et al.</i> , 2015) . .	37
15	Equipamentos utilizados nos procedimentos laboratoriais gerais . . . . .	39
16	Configuração de uma amostra fraturada (SALIMI; GHALAMBOR, 2011; SALIMI; ALIKARAMI, 2006) . . . . .	43
17	Esquema experimental para medida de permeabilidade via fluxo direto	48
18	Sistema de injeção direta de salmoura em um <i>core holder</i> de fluxo transversal para cálculo da permeabilidade . . . . .	51
19	Esquema do sistema de injeção de fluido de perfuração em um <i>core holder</i> de fluxo transversal . . . . .	52
20	Sistema de injeção de fluido de perfuração. Equipamentos utilizados para a realização dos testes de injeção de fluido de perfuração em fluxo transversal para avaliar a interação fluido rocha e a perda de filtrado . .	54
21	Balanço de forças que agem nas partículas depositadas na parede inferior de uma fratura. . . . .	55

# ***Listas de Tabelas***

1	Aditivos e suas funções no fluido de perfuração. Fonte: modificado de (MITCHELL; MISKA, ; SKALLE, ; Malgaresi, 2015, ; Morais, 2020, ) . . . . .	9
2	Modelos reológicos e suas respectivas equações (CAENN <i>et al.</i> , 2011) . . . . .	11
3	Classificação da perda de circulação de acordo com a severidade (CALÇADA <i>et al.</i> , 2015) . . . . .	14
4	Componentes dos fluidos de perfuração base água (Adaptado de (CALÇADA <i>et al.</i> , 2015)) . . . . .	36
5	Formulação do bloco de rocha AT-23 de dimensões 15x10x8 cm . . . . .	40
6	Formulação fluido base água. Vale destacar que apenas um tamanho de obturante foi selecionado por fluido . . . . .	45
7	Requisitos de Granulometria - Carbonato de Cálcio Intermediário, Fino e Micronizado (PETROBRAS-N1641, 2006) . . . . .	46
8	Requisitos de Granulometria - Carbonato de Cálcio Médio e Grosso (PETROBRAS-N1641, 2006) . . . . .	47
9	Descrição dos equipamentos da Figura 17 que trata do sistema de injeção direta . . . . .	49
10	Descrição do sistema de circulação transversal . . . . .	53

# ***Nomenclatura***

A nomenclatura apresentada em ordem alfabética está dividida em: alfabeto latino, alfabeto grego, sub-índices, super-índices, símbolos e acrônimos.

## **Alfabeto Latino**

<i>A</i>	Área da seção transversal [ $in^2$ ]
<i>D</i>	Diâmetro do testemunho [ $in$ ]
<i>d</i>	Diâmetro poro [ $m$ ]
<i>F</i>	Força [ $N$ ]
<i>g</i>	Aceleração da gravidade [ $m/s^2$ ]
<i>h</i>	Altura
<i>k</i>	Permeabilidade [ $mD$ ]
<i>L</i>	Comprimento do testemunho [ $cm$ ]
<i>P</i>	Pressão [ $psia$ ]
<i>q</i>	Vazão [ $ml/min$ ]
<i>Re</i>	Número de Reynolds [—]
<i>r</i>	Raio da partícula [ $\mu m$ ]
<i>T</i>	Torque [ $N.m$ ]
<i>u</i>	Velocidade Darcy [ $m/s$ ]
<i>V</i>	Velocidade de filtração [ $m/s$ ]

## **Alfabeto Grego**

$\alpha$	Fator de forma [-]
$\gamma$	Tensão de cisalhamento [Pa]
$\varepsilon$	Espessura da fratura [ $\mu m$ ]
$\eta, \kappa$	Índice de consistência do fluido [Pa. $s^{(1-n)}$ ]
$\mu$	Viscosidade [cP]
$\rho$	Massa específica da partícula [g/cm <sup>3</sup> ]
$\tau$	Taxa de cisalhamento [Pa.m <sup>-1</sup> ]
$\phi$	Porosidade [-]
$\lambda$	Garganta de poro [ $\mu m$ ]
$f$	Fator de fricção [-]

## Sub-índices

$c$	Reboco
$D$	Arrasto
$eq$	Equivalente
$eff$	Efetiva
$G$	Gravitacional
$f$	Fratura
$P$	Permeante
$p, p$	Fator de forma/ plástica
$m$	Matriz
$mp$	Máximo diâmetro do poro
$mf$	Matriz/fratura
$R$	Testemunho
$s$	Partícula
$W$	Espessura
$w$	Fluido

## Super-índices

$n$	Índice de comportamento do fluido [-]
-----	---------------------------------------

## Símbolos

$\partial$	Derivada parcial
$d$	Derivada total
$\Delta$	Delta
$\nabla$	Gradiente

## Acrônimos

API	<i>American Petroleum Institute</i> (instituto de petróleo americano)
ECD	<i>Equivalent Circulation Density</i> (densidade equivalente de circulação)
HPHT	<i>High Temperature High Pressure</i> (alta temperatura alta pressão)
IPT	<i>Ideal Packing Theory</i> (teoria do empacotamento ideal)
LCM	<i>Lost Circulation Material</i> (material controladore de perda de circulação)
OBM	<i>Oil Based Mud</i> (fluído base óleo)
PPA	<i>Particle Plugging Apparatus</i> (aparato de plugue de partículas)
PPT	<i>Permeability plugging test</i> (teste de permeabilidade de plugue)
PSD	<i>Particle Size Distribution</i> (distribuição do tamanho de partículas)
ROP	<i>Rate of Penetration</i> (taxa de penetração da broca)
SBM	<i>Synthetic Based Mud</i> (fluído base sintético)
WBM	<i>Water Based Mud</i> (fluído base água)
WSM	<i>Wellbore Strengthening Material</i> (material de fortalecimento de poço)

## **Resumo**

Um dos desafios encontrados pela equipe de perfuração de poços é o monitoramento e controle da perda de fluido (filtrado) de perfuração ocorrida durante o trabalho. Diretamente relacionado a isso está o processo de formação do reboco que ocorre na parede do poço. Basicamente, ele é uma camada fina de baixíssima permeabilidade constituído por parte dos componentes do fluido de perfuração e que se forma dado o influxo deste fluido pela rocha.

Devido à grande discussão na literatura, o processo de formação de reboco em formações rochosas bem consolidadas bem como a perda de fluido típica esperada em uma perfuração neste cenário são previsíveis com razoável confiança. No entanto, este mesmo desafio em formações naturalmente fraturadas ainda requer estudos mais concisos e detalhados.

Neste trabalho foi extendida uma metodologia experimental que analisa qualitativamente a perda de fluido de perfuração base água com partículas de carbonato de cálcio com 4 diferentes distribuições do tamanho (micronizado, fino, intermediário e médio), aplicadas como materiais controladores de perda de circulação em injeção de fluxo transversal em testemunhos de rochas sintéticas e naturais com fraturas de abertura variando entre 50 e 750  $\mu\text{m}$ . Através dessa metodologia foi possível comparar a influência das diferentes distribuições do tamanho de partículas e das aberturas de fratura na dinâmica de perda de fluido em testemunhos fraturados. Além disso, modelou-se o processo de formação do reboco por meio de um balanço de torques para um melhor entendimento de como se dá seu crescimento. Por fim, foi feita avaliação dos critérios de seleção de partículas para obstrução das fraturas.

**Palavras chave:** Fratura, LCM, filtração, reboco, perda de fluido.

## ***Abstract***

One of the challenges faced by the well drilling team is monitoring and control of drilling fluid (filtrate) loss that occurs during work. Directly related to it, there is the process of mudcake formation that occurs on the well wall. Basically, it is a thin layer of very low permeability consisting of part of the drilling fluid components that is formed during drilling due to the influx of this fluid.

Due to the wide discussion in the literature, the process of mudcake formation in consolidated rock formations as well as the typical fluid loss expected from drilling a well in this scenario are predictable with reasonable confidence. However, this same challenge in naturally fractured formations still requires more concise and detailed studies.

In this work, an experimental methodology was extended to qualitatively analyze the loss of water-based drilling fluid with calcium carbonate particles with 4 different particle size distributions (micronized, fine, intermediate, and medium), in cross flow injection in synthetic and natural rock cores with fracture openings ranging from 50 to 750 um. Through this methodology it was possible to compare the influence of different particle size distributions and fracture openings on the drilling fluid loss dynamics in fractured cores. In addition, mudcake formation was modeled by means of a torque balance for a better understanding of its growth. Finally, it was made an evaluation of the particle size selection criteria for fracture obstruction.

**Keywords:** Fracture, LCM, filtration, mud cake, fluid loss.

# 1     Introdução

Há diversas etapas desde exploração, perfuração, exploração até produção de reservas de petróleo. Através da perfuração do poço pioneiro é possível certificar a existência ou não de hidrocarbonetos nas formações rochosas, e uma vez comprovada a viabilidade econômica desta reserva, são realizadas novas perfurações (Bourgoyn Jr. *et al.*, 1986).

A perfuração é normalmente realizada de forma *overbalanced*, processo no qual a pressão dentro do poço exercida pelo peso do fluido de perfuração é mais alta que a pressão do reservatório. Esta forma apresenta benefícios, como a prevenção de *kicks* e *blowouts*, no entanto, causa alguns prejuízos, como a invasão de fluidos que leva a danos à formação (ROSA *et al.*, ).

Para tentar minimizar esses danos, a preparação dos fluidos de perfuração possui um papel decisivo. Além das diversas funções e propriedades que lhes são designadas, tais como lubrificar e resfriar a broca, transportar os detritos pelo espaço anular até a superfície; a adição de material particulado tem ajudado a diminuir o fenômeno da filtração. Isso se traduz em termos práticos pela formação de um reboco de baixa permabilidade na parede do poço (CAENN *et al.*, 2011).

Para o reboco ser formado de forma eficiente, é necessário o ajuste adequado de diversos parâmetros como: a velocidade do fluxo, a distribuição de tamanho de partículas adicionadas ao fluido, adição de polímeros, a reologia do fluido, a permeabilidade do reservatório, o controle de espessura do reboco, controle de invasão de partículas, entre outros (CAENN *et al.*, 2011; JIAO; SHARMA, 1992; WALDMANN, 2014).

Por mais eficiente que o reboco seja ele não se torna impermeável. Na maioria dos casos o reboco formado para de crescer, lhe proporcionando uma espessura fixa e uma baixa permeabilidade se comparada com a permeabilidade do reservatório. Esta película funciona como um filtro que deixa passar apenas o filtrado do fluido de perfuração com uma vazão constante. O filtrado assim invade continuamente o reservatório enquanto houver exposição ao fluxo (Dake, 2014, ).

Com a preocupação de minimizar a perda de filtrado e o dano à formação bem como respeitar as normas e políticas ambientais, os fluidos de perfuração sofreram e vêm sofrendo alterações em relação a composição e aditivos. Os mais utilizados são os fluidos base água e base óleo (sintético), no entanto, cada um possui suas características que limitam sua utilização em determinado cenário, devido a questões ambientais, no caso do fluido base óleo, ou devido suas limitações operacionais, no caso do fluido base água. Desta forma, novas formulações de fluido com diferentes bases estão sendo estudadas para tentar suprir tanto as limitações ambientais, quanto as limitações operacionais. Há diversos resultados que mostraram que a glicerina pode ser a revolução na formulação de fluido de perfuração, apresentando tanto as vantagens de um fluido base água e óleo (Malgaresi, 2015, ; CUNHA *et al.*, )

Saindo um pouco do fenômeno da perda de filtrado, dada a heterogeneidade dos reservatórios nas bacias brasileiras (CALÇADA *et al.*, 2015), um outro gargalo que se propõe a resolver é a perda de circulação de fluido através das fraturas encontradas no reservatórios (Morais, 2020, ).

Reservatórios de petróleo que contém fraturas naturais cujo efeito positivo no escoamento de fluidos é significativo são denominados reservatórios naturalmente fraturados. Nesta categoria se encontram cerca de 20% das reservas mundiais de petróleo (EZEAKACHA; SALEHI, 2019).

Diferente do que ocorre nos sistemas convencionais de formações areníticas, o comportamento do escoamento em reservatórios naturalmente fraturados ainda é pouco compreendido e apresenta complexidades devido a interação entre a matriz porosa e as fraturas. Fraturas são estruturas tridimensionais, nas quais uma das dimensões (espessura) é, em geral, muito inferior às demais, porém, uma vez que estas se apresentam na forma de uma malha suficientemente interligada, configuram trajetórias de altíssima permeabilidade com ordem de grandeza bem maior que a da matriz (Morais, 2020, ).

Soluções práticas foram recomendadas para evitar perdas de fluido baseadas em dados de perda de lama. Elas identificam e caracterizam as fraturas condutivas que se interceptam no poço e fornecem parâmetros necessários para controlar a perda de circulação. Entretanto, independente do tipo de tratamento, um tempo significativo de sonda pode ser perdido e algumas soluções podem complicar o projeto de poço. Dessa maneira, manter a estabilidade dele é uma tarefa importante durante a perfuração em zonas fraturadas por motivos de segurança e econômicos.

Os problemas de estabilidade do poço associados à perfuração nessas zonas estão relacionados à natureza das fraturas pré-existentes (naturais) e induzidas pela perfuração. Assim, várias técnicas preventivas e corretivas já foram desenvolvidas. A primeira medida a ser tomada é o ajuste das propriedades do fluido para diminuir a densidade equivalente de circulação e consequentemente reduzir o volume perdido dele. A segunda medida é o uso de materiais controladores de perda de circulação (LCM, do inglês, *lost circulation materials*) no fluido, os quais aumentam a rigidez da formação e consequentemente sua estabilidade. Esses aditivos também controlam a perda pela obstrução de canais de poros e fraturas (EZEAKACHA; SALEHI, 2019; ALSABA *et al.*, 2014a; Morais, 2020, ).

Diante da complexidade dos reservatórios fraturados e das perdas bilionárias anuais que a indústria sofre, existe a necessidade de se compreender os fenômenos que ocorrem durante a perfuração deles. Nesse sentido, este trabalho realizou um estudo experimental para reduzir a perda de fluido de perfuração e filtrado pela otimização de formulações de fluidos existentes através da simulação da dinâmica de fechamento de fraturas e criação de reboco.

Apresenta-se a seguir a organização do documento. Esta dissertação foi dividida em seis capítulos, mais “Referências Bibliográficas”.

O Capítulo 1, “Introdução”, apresenta uma introdução sobre o tema abordado, bem os objetivos que compõe esta dissertação.

O Capítulo 2, “Referências Bibliográficas”, apresentará uma revisão bibliográfica sobre os assuntos relevantes ao trabalho.

O Capítulo 3, “Metodologia”, apresenta a metodologia experimental utilizada e elaborada para os testes de injeção de fluido de perfuração, modelos matemáticos e equipamentos.

O Capítulo 4, “Resultados”, apresenta os resultados obtidos na caracterização dos fluidos de perfuração e na metodologia elaborada para injeção de fluidos bem como a elaboração das análises.

O Capítulo 5, “Conclusões”, mostra as conclusões obtidas no trabalho realizado e as recomendações para trabalhos futuros.

## 1.1 Objetivos

Esta dissertação foi inserida em um projeto do Laboratório de Fluidos do LENEPUENF com a Petrobras. A motivação surgiu em conjunto com a Dissertação de Mestrado do aluno Caio Morais (Morais, 2020, ), e pelo trabalho em equipe na Dissertação de Mestrado do Aluno Daniel Fernandes. A análise envolve o fechamento ou não da fratura, eficiência e estabilização de reboco, invasão de filtrado de fluido de perfuração e dano à formação.

O objetivo principal é analisar a dinâmica de formação de reboco em fraturas baseando-se na relação de tamanho das partículas de carbonato de cálcio adicionadas ao fluido e a espessura das fraturas. A análise envolveu o tempo necessário para formação e estabilização do reboco e consequentemente para a obstrução da fratura, bem como o volume total perdido de fluido. Para atingir os objetivos propostos, foram realizadas as seguintes etapas:

- Desenvolver uma metodologia de fraturamento de carbonatos em que seja possível ter o controle da espessura das fraturas;
- Desenvolver e extender uma metodologia de injeção em fluxo transversal de fluido de perfuração apresentada por (Malgaresi, 2015, ; Morais, 2020, ) em testemunhos fraturados de rochas sintéticas e naturais que faça previsão qualitativa de invasão de filtrado tal como ocorre na perfuração de poços;
- Comparar qualitativamente a influência de diferentes distribuições de tamanho de partículas de carbonato de cálcio nas formulações de fluido de perfuração, validá-los com modelos disponíveis na literatura, e verificar a performance dessas diferentes composições.

## 2 Revisão Bibliográfica

Apresenta-se neste capítulo uma revisão bibliográfica sobre a perfuração de poços de petróleo, fluido de perfuração, materiais empregados no controle de perda de circulação, materiais para fortalecimento do poço, reservatórios naturalmente fraturados e alguns modelos experimentais para injeção de fluido em fluxo transversal e direto.

### 2.1 Perfuração de poços de petróleo

A descoberta de uma jazida de petróleo em uma nova área é uma tarefa que envolve um longo estudo e análise de dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares. Somente após um exaustivo prognóstico do comportamento das diversas camadas do subsolo, os geólogos e geofísicos decidem propor a perfuração de um poço, que é a etapa que mais investimentos exige em todo o processo de prospecção (Bourgoyn Jr. *et al.*, 1986).

A perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma sonda rotativa. Plataformas rotativas são usadas para quase todas as operações de perfuração. Os equipamentos dela são agrupados nos chamados “sistemas”. As rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Os fragmentos da rocha são removidos continuamente através de um fluido de perfuração ou lama. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna através da cabeça de injeção (*swivel*) e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e pela coluna (Bourgoyn Jr. *et al.*, 1986).

Existem duas formas ou condições de se operar um poço: *overbalanced* e *underbalanced*. Na condição *overbalanced* a pressão dentro do poço é maior que a pressão do reservatório. Assim, há influxo do fluido de perfuração para o interior da rocha. Apesar de bastante difundida na indústria pelo seu baixo custo, apresenta desvantagens como perda de fluido para o reservatório que propicia dano à formação e

reduz drasticamente ou mesmo elimina a capacidade de produção do poço. Por sua vez, a forma de operação *underbalanced* é bastante eficiente no que se refere ao dano à formação já que não viabiliza perda de filtrado. No entanto, é menos utilizada devido ao alto custo uma vez que há influxo de fluidos nativos da formação para o poço e existe a contaminação do fluido de perfuração e do cascalho. Assim, são necessários tratamentos desse fluido com objetivo de recirculação quanto para o tratamento do cascalho para posterior descarte. Além disso, investimentos em equipamento de segurança são requeridos para se prevenir a ocorrência de *blowouts* (ROSA *et al.*, ; CAENN *et al.*, 2011).

## 2.2 Fluido de perfuração

A perfuração e completação bem-sucedida de um poço de petróleo dependem das propriedades do fluido de perfuração. O custo dele é relativamente baixo, porém a escolha do fluido adequado e a manutenção das propriedades certas durante a perfuração podem influenciar o quanto oneroso ficará o poço. Por exemplo, o número de dias de plataforma necessários para perfurar até a profundidade total depende da taxa de penetração da broca e da prevenção de atrasos causados pelo desmoronamento de folhelhos, por tubos de perfuração presos, por perdas de circulação etc., todos os quais influenciados pelas propriedades do fluido (CAENN *et al.*, 2011).

Durante a perfuração, o fluido é bombeado dos tanques de lama para dentro dos tubos através de orifícios na broca. A lama que flui varre os fragmentos e cascalhos e os carrega de volta pelo espaço anular entre o tubo de perfuração e o poço ou revestimento para a superfície. A lama é então passada por um sistema integrado de telas de agitação e hidrocyclones para remover os cascalhos. É então circulada de volta para os tanques de lama onde o ciclo se repete.

### 2.2.1 Funções do fluido de perfuração

(CAENN *et al.*, 2011) mostraram que na perfuração rotativa, as principais funções executadas pelo fluido de perfuração são:

1. Carrear os cascalhos gerados pela broca pelo espaço anular e permitir sua separação na superfície;
2. Formar uma estrutura semelhante a um gel para manter os cascalhos em sus-

- pensão quando a circulação é interrompida;
3. Resfriar, lubrificar e limpar a broca;
  4. Reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e as laterais do poço;
  5. Manter a estabilidade das seções não revestidas do poço e controlar a pressão e fluxo de fluidos das formações;
  6. Reduzir dano à formação pelo crescimento de um reboco fino e de baixa permeabilidade que sele os poros e outras aberturas nas formações perfuradas pela broca;

## **2.2.2 Classificação dos fluidos de perfuração**

Segundo (CAENN *et al.*, 2011), o principal critério de classificação de um fluido de perfuração se baseia no constituinte principal da fase contínua ou dispersante, sendo eles: fluido base água (WBM, do inglês, *water based mud*), fluido base óleo (OBM, do inglês, *oil based mud* ), fluido base sintética (SBM, do inglês, *synthetic based mud*) e fluido base gás ou ar.

### **2.2.2.1 WBM**

Partículas sólidas como barita, argila, soda cáustica, lignitos, lignossulfatos e/ou polímeros solúveis em água ficam suspensos na fase contínua (água doce ou salgada); óleo pode estar emulsionado em água. Apresentam algumas vantagens tais como baixo custo, maior disponibilidade da fase contínua, menos poluente, maior taxa de penetração da broca (ROP, do inglês, *rate of penetration*) e maior agregação de LCMs. Dentre as limitações destaca-se alta solubilidade de sais, provocando alterações indesejadas no peso do fluido, alto grau de corrosividade, dano à formação acentuado e restrições de uso em formações argilosas de folhelhos hidratáveis. Basicamente, as argilas reagem quimicamente com a água do fluido de perfuração que incham. Este fenômeno pode restringir significativamente a produção de hidrocarbonetos.

### **2.2.2.2 OBM**

Partículas sólidas como barita, argilas, emulsificantes, cloreto de cálcio, lignita e cal ficam suspensas na fase contínua (óleo diesel ou óleo mineral convencional); água

ou salmoura pode estar emulsionada no óleo. Foram desenvolvidos para superar certas características indesejáveis dos WBM. As OBM oferecem potenciais vantagens como melhores qualidades lubrificantes com menores coeficientes de atrito ideais para perfurações direcionais, maiores pontos de ebulição e menores pontos de congelamento, baixa solubilidade de sais, perfuração de folhelhos hidratáveis e maior estabilidade térmica em temperaturas elevadas. Como desvantagem, o custo da preparação que WBM, são mais agressivas ao ambiente e têm menores ROP.

#### **2.2.2.3 SBM**

A indústria precisou se enquadrar em novas diretrizes ambientais visto que os OBM são tóxicos e os cascalhos gerados estão sempre cobertos de óleo. A resposta veio com uma nova classe de fluidos de perfuração cuja base é um material orgânico sintético insolúvel em água, por exemplo, éter, éster, parafinas, olefinas. Eles foram desenvolvidos para fornecer uma alternativa ambientalmente superior aos OBM já que possuem certas vantagens técnicas tais como menor toxicidade, e degradação mais rápida. Acredita-se que os SBM tenham impactos ambientais intermediários entre os anteriores. Possuem a desvantagem de um alto custo de fabricação.

#### **2.2.2.4 Base gás ou ar**

Incluem aqueles em que o gás seco é a fase contínua (ar, gás natural) e aqueles em que o gás é a fase descontínua (espumas, névoas). A finalidade original da utilização desses fluidos era evitar a perda de água e o dano resultante para zonas produtoras. Entretanto, outros benefícios foram derivados como uma perfuração mais rápida, o melhor desempenho da broca e a detecção imediata de hidrocarbonetos. Como desvantagens, há possibilidade de incêndios e explosões.

### **2.2.3 Aditivos**

São materiais adicionados às formulações de fluido de perfuração para melhorar seu desempenho. Alguns dos principais tipos de aditivos e suas funções estão na Tabela 1:

Classificação	Função	Aditivos
Controle de pH	Controlam o grau de acidez e alcalinidade	Cal, $CaCO_3$ , $NaHCO_3$ , $NaOH$
Floculantes	Agrupam partículas, aumentam a viscosidade e limpeza do poço	Salmoura, cal hidratada, polímeros, $NaHCO_3$ , gesso, sais
Dispersantes	Dispersam partículas, diminuindo a viscosidade	Taninos, polifosfatos lignossulfonatos
Viscosificantes	Aumentam a viscosidade e sustentação de sólidos	Bentonita, argilas, polímeros, CMC
Adensantes	Aumento da densidade da lama e estabilização do poço	Barita, óxidos de ferro, $CaCO_3$
Lubrificantes	Reduzem o atrito da lama	Óleo, surfactantes, grafite, glicóis
Tensoativos	Reduzem a tensão superficial	Surfactantes
Emulsificantes	Mantêm uma mistura de dois imiscíveis	Ácidos graxos, amina, detergentes
Redutores de filtrado	Diminuir a perda de lama	Bentonita, argilas, amido, CMC, lignita
Bactericida	Diminuem a quantidade de bactérias	Para-formaldeído, $NaOH$
Inibidores de corrosão	Evitam a corrosão e incrustações no fluido	Cal hidratada, amina ou fosfato
Inibidores de argila	Reduzem a hidratação de argilas	Gesso, silicato de sódio, lignossulfonatos
Estabilizadores de temperatura	Aumentam a estabilidade reológica	Polímeros acrílicos, lignosulfonatos

Tabela 1: Aditivos e suas funções no fluido de perfuração. Fonte: modificado de (MITCHELL; MISKA, ; SKALLE, ; Malgaresi, 2015, ; Morais, 2020, )

## 2.2.4 Propriedades dos fluidos de perfuração

### 2.2.4.1 Densidade

Peso por unidade de volume que um fluido deve possuir. A pressão exercida por uma coluna de fluido é fundamentada nesta propriedade. Para impedir o influxo de

fluidos da formação e gerar um reboco fino de baixa permeabilidade, a pressão da coluna de lama deve exceder a pressão de poros por pelo menos 200 psi (pressão que os fluidos da formação exercem nos poros da rochas) cujo gradiente varia de 0,43 psi/ft até 0,52 psi/ft. Para a segurança do poço, há uma tendência de se fornecer uma densidade de lama bem superior àquela necessária para controle dos fluidos da formação. Uma desvantagem é o aumento da pressão nas paredes do poço com a consequente indução de fraturas (CAENN *et al.*, 2011; API 13B-2, 2014).

#### **2.2.4.2 Propriedades de fluxo**

As propriedades de fluxo desempenham um papel importante na perfuração, como por exemplo na remoção dos cascalhos. Um desempenho insatisfatório pode gerar problemas graves como redução da ROP, aprisionamento dos tubos de perfuração, perda de circulação e até mesmo *blowout* (CALÇADA *et al.*, 2015).

Os regimes de fluxo são relações entre pressão e velocidade. O fluxo laminar prevalece em baixas velocidades e é função das propriedades viscosas do fluido. Já o turbulento regido pelas propriedades inerciais, apenas indiretamente influenciado pela viscosidade.

#### **2.2.4.3 pH, alcalinidade, condutividade elétrica, lubrividade, corrosividade**

A acidez de um fluido é expressa pelo **pH**. O controle ótimo de alguns sistemas de lama baseia-se nele, assim como na detecção e no tratamento de alguns contaminantes. A lama produzida por bentonita e água doce apresenta um pH de 8 a 9. Dentre outras razões para controlar o pH está mitigação da corrosão.

As medições da **alcalinidade** e do teor de cal das lamas são úteis para controlar suas propriedades. Métodos rotineiros de análise de água permitem calcular as concentrações de hidroxila, carbonato e bicarbonato (API 13B-2, 2014).

A determinação da **resistividade** envolve por fluxo de corrente elétrica. Indica estabilidade das emulsões de água em óleo e contabiliza a quantidade de íons livres na solução.

A exigência de **lubrificação** é crítica em poços direcionais, poços desviados, e para evitar adesão às paredes. Testes de lubrividade servem para avaliar o coeficiente de atrito dos fluidos.

A **corrosão** é a principal causa de falhas em tubos de perfuração. Nesse sentido,

são adicionados inibidores de corrosão. No programa de fluidos deve-se dar atenção não somente ao efeito corrosivo do fluido de perfuração, mas também aos efeitos dos inibidores no próprio fluido de perfuração, já que algum deles afetam as propriedades das lamas (Gentil, 2007, ).

## 2.2.5 Reologia e modelos de fluido de perfuração

Um gráfico da tensão de cisalhamento versus taxa de cisalhamento é conhecido como curva de consistência, ou modelo de fluxo, cuja forma depende da natureza do fluido testado. A Figura 1 compara as curvas de consistência para os modelos:

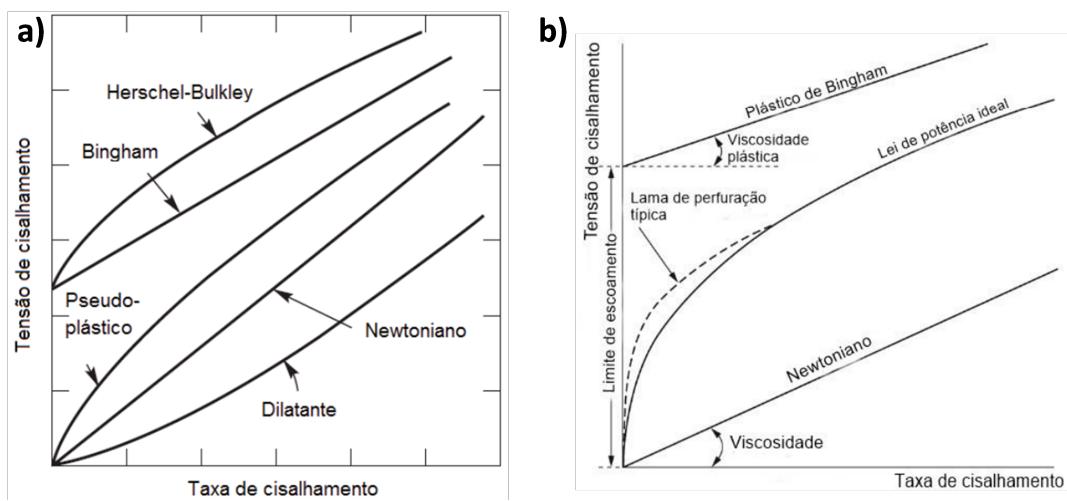


Figura 1: a) Principais modelos aplicados na modelagem de fluidos de perfuração; b) Destaque para propriedades físico-químicas tais como viscosidade, viscosidade plástica e tensão limite de escoamento (CAENN *et al.*, 2011).

As equações correspondentes aos modelos expostos na Figura 1 são apresentadas na Tabela 2 abaixo:

Modelo	Equação
Newtoniano	$\tau = \mu\gamma$
Plástico de Bingham	$\tau = \mu_p\gamma + \tau_0$
Lei de Potência	$\tau = \kappa\gamma^n$
Herschel-Buckley	$\tau = \kappa\gamma^n + \tau_0$

Tabela 2: Modelos reológicos e suas respectivas equações (CAENN *et al.*, 2011)

### 2.2.5.1 Modelo Newtoniano

Para fluidos que contém partículas menores que uma molécula (por exemplo, água, soluções salinas, óleo, glicerina), as curvas de consistência são linhas retas que passam pela origem. A viscosidade de um fluido newtoniano é definida pela inclinação da sua curva e não muda com a taxa de cisalhamento.

### 2.2.5.2 Modelo Plástico de Bingham

Suspensões tais como as lamas de perfuração, que contém partículas maiores que moléculas em quantidades significativas, são classificadas como fluidos não-newtonianos. Lamas de argila com alto teor de sólidos se enquadram nesse modelo, o qual postula que uma tensão finita deve ser aplicada para se iniciar o fluxo, e que em tensões mais altas o fluxo será newtoniano. A curva de consistência nesse caso é descrita pela Tensão Limite de Escoamento (TLE, ou  $Y_S$ , do inglês, *yield strength*) e pela viscosidade plástica conforme Figura 1.

A tensão de cisalhamento dividida pela taxa de cisalhamento (em uma dada taxa de cisalhamento qualquer) é conhecida como viscosidade efetiva ou aparente. A diminuição dela com o aumento da taxa de cisalhamento é chamada de afinamento por cisalhamento. Tal propriedade é desejável, porque a viscosidade efetiva será relativamente baixa em altas taxas de cisalhamento, que prevalecem no tubo de perfuração, reduzindo assim as pressões de bombeamento, e relativamente alta em baixas taxas de cisalhamento, que prevalecem no espaço anular, aumentando as capacidades de carreamento de cascalho, por exemplo.

### 2.2.5.3 Modelo Lei de Potência

Lamas de perfuração, que consistem em polímeros e pouco ou nenhum sólido particulado. Fluidos que se encaixam nesse modelo são pseudoplásticos e dilatantes. O coeficiente  $\kappa$  é a resistência ao escoamento;  $n$  corresponde aproximadamente a TLE e mede a taxa de variação da viscosidade com a taxa de cisalhamento. Para  $n < 1$  o fluido é pseudoplástico, para  $n > 1$  o fluido é dilatante e para  $n = 1$ , o fluido é Newtoniano.

A maioria das lamas de perfuração apresentam um comportamento intermediário entre plásticos de Bingham e fluidos ideais de Lei de Potência. Devido às forças interpartículas, os índices não são constantes em baixas taxas de cisalhamento, isso

explica a inclinação típica dessas curvas.

#### **2.2.5.4 Modelo Herschel-Buckley**

Combina as características do modelo de Plástico de Bingham com o de Lei de Potência. Como ocorre no modelo de Bingham, existe uma TLE para o início do fluxo. A partir desse ponto, atua a Lei de Potência.

(LAVROV; TRONVOLL, 2004) mostraram que, quando o índice consistência ( $n$ ) da lei de potência diminui, a quantidade de perda de lama tende a aumentar. Alguns autores relacionaram a redução da perda de fluido de perfuração em fraturas naturais devido a fluidos de viscosidade relativamente alta.

(KULKARNI *et al.*, 2013) mostraram que dado características visco-elásticas dos fluidos, uma completa determinação do estado de tensão (em adição à convencional reologia de tensão de cisalhamento) é essencial para descrição do comportamento reológico do fluido de perfuração.

### **2.3 Definição de perda de circulação, cenários de ocorrência, implicações e abordagens**

#### **2.3.1 Perda de circulação**

A indústria de óleo e gás tem feito esforços no desenvolvimento de tecnologias em novas fontes de hidrocarbonetos encontradas em reservatórios remotos com complexidade geológica variada. Nesse sentido, um dos desafios enfrentados pelas empresas brasileiras é combater a perda de circulação em formações carbonáticas naturalmente fraturadas. Tal cenário é muito comum na camada do pré-sal brasileiro (CALÇADA *et al.*, 2015).

A perda de circulação é definida como a perda de fluido de perfuração através dos poros, fissuras ou fraturas das formações rochosas a serem perfuradas. Os tipos de perda são classificados de acordo com a sua severidade ou taxa de perda como indicado na Tabela 3:

<b>Fluido</b>	<b>Perda</b>	<b>Severidade (bbl/h)</b>	<b>Cenário</b>
Base água	Pequena (infiltração)	< 25	Qualquer tipo de formação (e.g. arenitos permeáveis)
	Parcial (média)	25 – 100	Arenitos grosseiros (cascalhos), fraturas naturais ou induzidas
	Severa (massiva)	100 – 500	Fraturas, falhas, vugs, cavernas, formações muito permeáveis
	Total (completa)	Impossível manter o poço cheio	Fraturas, falhas, vugs, cavernas
Base óleo ou sintético	Pequena (infiltração)	< 10	Qualquer tipo de formação (e.g. arenitos permeáveis)
	Parcial (média)	10 – 30	Arenitos grosseiros (cascalhos), fraturas naturais ou induzidas
	Severa (massiva)	> 30	Fraturas, falhas, vugs, cavernas, formações muito permeáveis
	Total (completa)	Impossível manter o poço cheio	Fraturas, falhas, vugs, cavernas

Tabela 3: Classificação da perda de circulação de acordo com a severidade (CALÇADA *et al.*, 2015)

A Figura 2 representa um sistema generalizado de classificação de perdas que pode ocorrer em formações naturalmente fraturadas, formações cavernosas, de grande permeabilidade ou em regiões de fraturas induzidas pela atividade de perfuração.

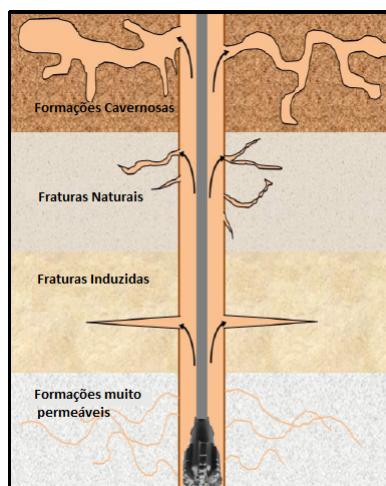


Figura 2: Classificação esquemática da perda de circulação (ALSABA *et al.*, 2014a)

Em concordância com a Figura 2, (KUMAR *et al.*, 2011) e outros autores descreveram as zonas de perda de circulação como:

1. **Formações permeáveis:** forma mais comum de ocorrência. Em razão da grande permeabilidade, por conta dos grandes tamanhos dos poros, as partículas sólidas do fluido de perfuração podem não formar um reboco estável e assim há perda para a formação.
2. **Fraturas naturais:** fraturas naturais permeáveis causam alguns dos incidentes de perda de circulação mais problemáticos. Isso é devido à falta de informações exatas sobre o tamanho e espessura das fraturas (BEDA; CARUGO, 2001). As aberturas podem variar de alguns mícrons a 3-5 mm. Perdas através de rochas carbonáticas, dolomíticas e poços geotérmicos são mais comumente encontradas (EZEAKACHA; SALEHI, 2019).
3. **Fraturas cavernosas:** carbonatos vugulares são as que apresentam maiores dificuldades para tratamento de perdas. Através dos períodos geológicos do tempo, carbonatos, dolomitos e sal podem ser dissolvidos por água conata. Isso leva à criação de fraturas e cavernas que variam desde pequenos tamanhos até túneis (BEDA; CARUGO, 2001).
4. **Fraturas induzidas:** a forma e estrutura desse tipo de fratura estão sujeitas à natureza da formação e a efeitos mecânicos da operação (RAMASAMY *et al.*, 2019). Ocorrem em formações perfuradas com uma elevada densidade equivalente de circulação (ECD, do inglês, *equivalent circulation density*) e por causa da pressão do poço. A depender da pressão do poço e da pressão de propagação das fraturas o comprimento e a largura delas podem variar drasticamente com perdas linearmente proporcionais ao diferencial de pressão(MAJIDI *et al.*, 2011).

Segundo(FENG; GRAY, 2017), a perda de circulação é comumente encontrada em formações que possuem uma janela operacional estreita de peso de lama, ou seja, um pequena margem de operação de perfuração entre a pressão de poros e a pressão de fraturas. Uma pequena fratura pode gerar perdas de resistência à tração das rochas, facilitando a propagação dela. Por sua vez, uma grande fratura quando presente pode reduzir a pressão máxima que um poço pode suportar.

### 2.3.2 Custos

A perda de fluido é comumente responsável por 10 a 20% do custo total de um poço produtivo ou de exploração. Os custos do poço, por sua vez, representam de 35 a 50% do custo total de um projeto geotérmico típico, portanto, cerca de 3,5 a 10% do custo total pode ser atribuído à perda de circulação (ABRAMS, 1977a).

Incidentes de perda podem levar a uma série de consequências não desejadas e custar milhões de dólares ou mais. Os atrasos na operação e perdas de fluido podem resultar no abandono do poço (KUMAR *et al.*, 2011).

Estimou-se que a quantidade de fluido perdido foi de 1,8 milhões de barril por ano (ALSABA *et al.*, 2014b). Perdas de circulação sozinhas somaram cerca de 2 a 4 bilhões de dólares anuais devido ao tempo não produtivo. Somado a isso, perdas incontroladas de fluido podem danificar a formação e ter um efeito negativo no seu potencial de produção (COOK *et al.*, 2011).

Normalmente, 1/3 dos poços perfurados pela Petrobras apresentam perdas de circulação (WALDMANN, 2014; CALÇADA *et al.*, 2015). Cerca de 26% dos poços ao redor do mundo também. O custo diário para se controlar perdas de circulação em operações de perfuração são de 65,000.00 USD para operações *onshore*, e de 120,000.00 USD em *offshore*. O número dias gastos para se controlar tais eventos são, respectivamente, 3 e 7 dias (MANSOUR *et al.*, 2017).

(ALKINANI *et al.*, 2019) apresentaram fluxogramas para escolha do melhor tratamento com custo mínimo para o combate à perda de circulação. Dados de mais de 1000 poços perfurados foram utilizados juntamente de conceitos econômicos e de probabilidade. Além disso, soluções alternativas para mitigar a perda de circulação, alterando especificamente o projeto do poço também foram propostas para ajudar a mitigar as perdas de lama e minimizar o tempo não produtivo custos.

### 2.3.3 Consequências operacionais

(FENG; GRAY, 2017) destacaram alguns problemas de controle de poço tais como: invasão de fluidos para o poço/*kick*, *blowout* de superfície e instabilidade do poço devida à pressão reduzida no espaço anular causada pela perda de circulação. Em alguns casos, o poço pode colapsar, soterrar ferramentas de perfuração e emperrar os tubos.

(RAMASAMY *et al.*, 2019) concluíram que os equipamentos de fundo do poço (BHA,

do inglês, *bottomhole assembly*) e os parâmetros da dinâmica de perfuração, como peso sobre à broca, torque e ROP, juntamente com os parâmetros hidráulicos do fluido de perfuração, como tipo, peso da lama, materiais de fortalecimento e taxa de fluxo devem ser otimizados para minimizar as chances de futuros problemas operacionais.

### **2.3.4 Impactos na qualidade do reservatório**

A suspensão de partículas finas que entram na formação enquanto o reboco está sendo formado é conhecida como jato de lama (*spurt mud*). O fluido que subsequente-  
tamente entra é o filtrado do fluido de perfuração(CAENN *et al.*, 2011). A invasão pode provocar danos irreversíveis na formação, e assim reduzir sua produtividade nos períodos iniciais da produção ou em tempos longos (WALDMANN *et al.*, 2005).

Segundo (CAENN *et al.*, 2011) a produtividade de um reservatório poderia ser redu-  
zida por um dos quatro mecanismos a seguir:

- A permeabilidade de uma rocha reservatório contendo argilas nativas pode ser reduzida por meio do inchamento delas quando do contato com o filtrado invasor;
- A pressão de alguns reservatórios não é suficientemente alta para remover todo o filtrado aquoso dos poros da rocha quando o poço é colocado em produção. O filtrado remanescente nos poros reduz o espaço disponível para fluxo de petróleo ou gás, fenômeno conhecido por bloqueio de água;
- Partículas finas provenientes da lama transportadas durante a fase de jato pode-  
riam bloquear canais de fluxo;
- Poderia ocorrer precipitação mútua entre os sais dissolvidos no filtrado e aqueles na água intersticial de formação.

### **2.3.5 Abordagens de controle de perda de circulação**

Melhores práticas de perfuração, seleção do fluido de perfuração e o uso de ma-  
terial de fortalecimento de poço (WSMs, do inglês, *wellbore strengthening materials*)  
são essenciais para prevenir perdas. Porém, dado que ela ocorre com frequência, mé-  
todos efetivos de remediação como o uso de LCM também são uma grande prioridade  
tanto para mitigar essas perdas quanto para uma perfuração bem sucedida (CALÇADA  
*et al.*, 2015).

Nesse sentido, (KUMAR *et al.*, 2011; ALSABA *et al.*, 2014a; FENG; GRAY, 2017) descreveram as abordagens a seguir:

1. **Preventiva:** tratamentos que são aplicados antes de se entrar em zonas passíveis de perda com o objetivo de prevenir a ocorrência e "fortalecer" o poço. Dito de outra forma, englobam técnicas usadas para plugar e selar fraturas enquanto se perfura para melhorar o gradiente de fratura e aumentar a janela operacional do poço pelo uso LCMs próprios. Basicamente, o LCM acelera o desenvolvimento de uma reboco na parede do poço selando qualquer micro fratura pré-existente ou induzida pela perfuração. Isso previne a comunicação de pressões do poço com as fraturas, aumentando-se a pressão requerida para propagação dela.
2. **Corretiva:** os tratamentos corretivos tentam mitigar as perdas pela criação de plugues ou selos nas fraturas usando LCM após evento de perda. O objetivo é impedir a propagação da fratura e aumentar a pressão máxima que um poço pode sustentar sem perdas significativas de fluidos. A partir da detecção, são adicionados continuamente aditivos ao sistema para ligar/selar a formação permeável, por exemplo, pela utilização de uma “pílula” (*curable pill*).

O uso desses materiais aumenta o custo da perfuração. No entanto, dada a ação preventiva e/ou corretiva deles, o custo final do poço é reduzido uma vez que haverá menores perdas de circulação. Tudo isso influí decisivamente na otimização do tempo não produtivo (CALÇADA *et al.*, 2015).

O aparato de plugue de partículas (PPA, do inglês, *particle plugging apparatus*) e o aparelho de perda de fluido de alta pressão e alta temperatua (HPHT, do inglês, *high temperature high pressure*) são frequentemente utilizados na abordagem corretiva como testes padrões para se avaliar a performance dos LCM pela capacidade deles em selarem discos com fenda que simulam fraturas naturais / induzidas ou discos de cerâmica. Os fluidos de perfuração contendo LCM são forçados a passar por esses discos que simulam a formação. O desempenho deles é testado pela avaliação da perda total de fluido e pelo tempo necessário para formar um selo (ALSABA *et al.*, 2014a).

No entanto, não existem testes ou métodos de interpretação padronizados que avaliam o desempenho do LCM quando tratamentos preventivos são aplicados. A dificuldade em padronizar os métodos de teste deve-se à discordância sobre os mecanismos de fortalecimento do poço como será mostrado a seguir (ALSABA *et al.*, 2014a).

### 2.3.5.1 Wellbore Strengthening

(FENG; GRAY, 2017) definiram *Wellbore Strengthening* como abordagens utilizadas na engenharia de perfuração para aumentar artificialmente a pressão máxima que um poço pode suportar sem perdas intoleráveis de circulação. Em outras palavras, procura-se aumentar a pressão efetiva da fratura e a janela operacional de peso de lama. Tudo isso pode ser conseguido por selamento de fraturas, criação de plugs e pontes nas regiões susceptíveis a perdas.

Existem três principais modelos que explicam o porquê desses tratamentos “fortalecerem” o poço. Como foi descrito pelos mesmos autores, não é a “força” da rocha ou poço que passará por mudanças, mas sim a distribuição de pressão nas proximidades do poço e fraturas e/ou a distribuição de pressão dos fluidos dentro delas. Eles são: “Modelo de tensão em gaiola” (SCM, do inglês, *Stress cage model* ), “Modelo de tensão de fechamento da fratura” (FCSM, do inglês, *Fracture closure stress model*), e “Modelo da resistência da propagação da fratura” (FPRM, do inglês, *Fracture propagation resistance model* ).

#### 1: SCM

(ALBERTY; MCLEAN, 2004) descreveram o SCM como ligação ou criação de plugues em fraturas com pequenas perdas de circulação próximas à garganta delas e que criam uma tensão circumferencial (*HP*, do inglês, *hoop stress*) ao redor do poço. A Figura 3 mostra o processo esquemático. Quando a fratura é criada na parede do poço, as partículas do LCM são forçadas para dentro dela. As maiores são as primeiras a ocuparem a entrada da fratura. Depois, as menores plugam os espaços entre as maiores e também entre partículas e superfície da fratura. Feito isso, o fluido aprisionado filtra para a formação e assim forças compressivas são transferidas para o plugue. Finalmente, a fratura é selada completamente e tem-se um aumento da HP o que deixa a fratura mais difícil de ser re-aberta

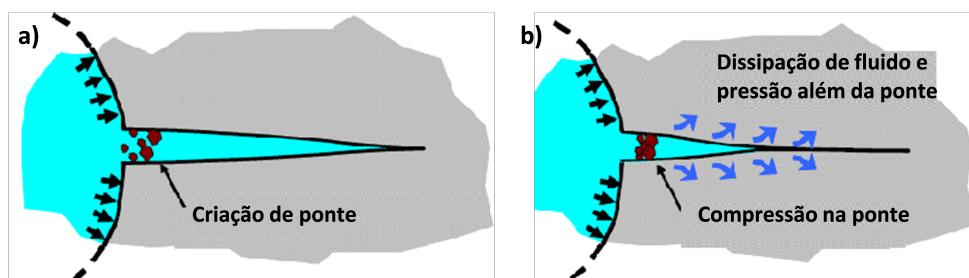


Figura 3: *Stress cage model* (ALBERTY; MCLEAN, 2004)

## 2: FCSM

(DUPRIEST, 2005) propôs um modelo focado no aumento da tensão de fechamento da fratura que age no plano dela e que a mantém fechada. Isso é conseguido pelo seu alargamento e selamento por uma massa imóvel. A Figura 4 mostra o processo esquemático do FCSM. a) Uma fratura na parede do poço é primeiramente criada e alargada o que aumenta a tensão compressiva na rocha adjacente. b) As partículas de LCM são forçadas para dentro da fratura, há filtração e formação de uma massa imóvel dentro da fratura que isola a extremidade final dela da pressão do poço. c) A massa imóvel continua crescendo até seu empacotamento de volta à parede do poço. d) A FCS aumentada e o isolamento do final da fratura dificultam uma posterior extensão dela.

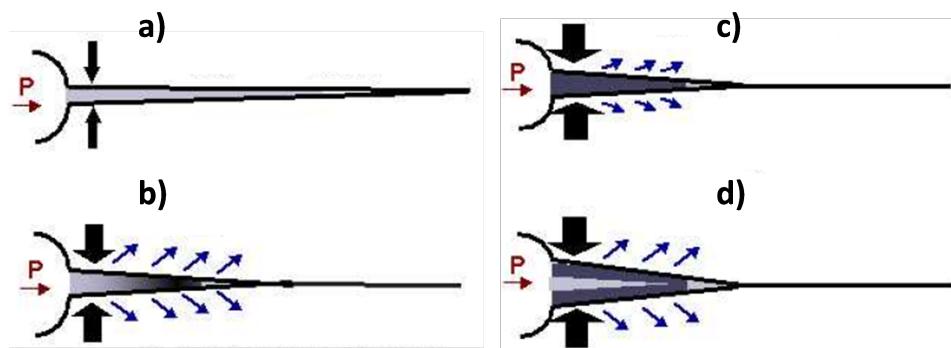


Figura 4: *Fracture Closure Stress Model* (DUPRIEST, 2005).

(CONTRERAS *et al.*, 2014) fez uma tentativa de fortalecer o poço usando fluidos de perfuração que continham LCM tradicional e nanopartículas em amostras de arenitos e folhelhos. O autor concluiu que a formação de uma massa imóvel, tal como descrito na Figura 4 foi o principal mecanismo de fortalecimento do poço.

## 3: FPRM

Diferentemente dos dois modelos anteriores o FPRM não objetiva alterar a distribuição de tensões ao redor do poço para aumentar o HP ou FCS, ou seja, o reboco não é formado na face do poço ou entrada da fratura. Ao contrário, este modelo proposto por (MORITA *et al.*, 1990) e (Van Oort *et al.*, 2011) assume que um reboco pode se formar ao longo do comprimento da fratura e tipicamente próxima da sua ponta. O modelo é mostrado na Figura 5 abaixo. O reboco então pode selar o final da fratura e prevenir a comunicação com o poço, portanto, a resistência à propagação da fratura pode ser aumentada.

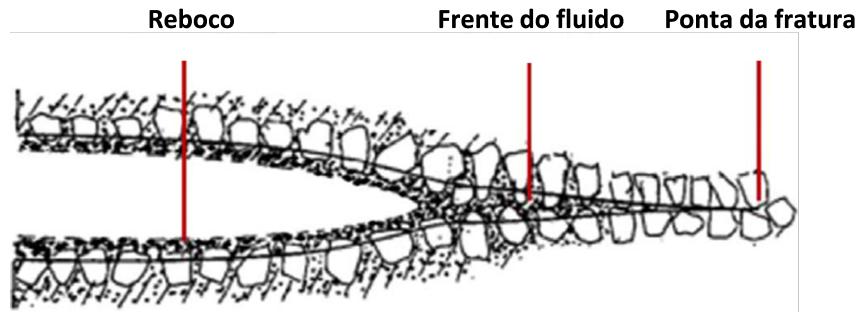


Figura 5: *Fracture Propagation Resistance Model* (MORITA *et al.*, 1990; Van Oort *et al.*, 2011)

(RAZAVI *et al.*, 2016) mostraram que a pressão de propagação de fratura pode ser melhorada adicionando-se LCM apropriados.

## 2.4 Lost Circulation Materials (LCM)

Os LCMs podem ser usados sozinhos ou em tratamentos combinados com outros aditivos. Anteriormente, materiais como mármore, grafite sintético, fibras granulares duras, mica, concha de ostra, misturas de cascas de ervas, mica, coque de petróleo, atapulgita, cascas de sementes de algodão e de nozes, couro desfiado, serragem, palha, partículas sólida disponíveis perto do local de perfuração e restos de materiais ou resíduos de processos de fabricação eram utilizados (CANSO, 1985; NASIRI *et al.*, 2017; RAMASAMY *et al.*, 2019).

### 2.4.1 Classificação

(ALSABA *et al.*, 2014a) fizeram uma nova classificação dos LCMs em 7 categorias: granular; flocular; fibroso; mistura de LCMs; solúveis em ácido/água; nanopartículas e polímero-ativador.

#### 2.4.1.1 Granular

Forma um selo na face da formação ou dentro da fratura. Estão disponíveis em um amplo *range* de distribuição do tamanho de partículas (PSD, do inglês, *particle size distribution*). Isso é útil já que primeiro as grandes partículas preenchem o espaço e depois as menores (NASIRI *et al.*, 2017). Possuem rigidez e elevada resistência ao

esmagamento. Exemplos são: grafite, cascas de nozes, carbonato de cálcio, gilsonita, bentonita grosseira, asfalto e perlita.

#### **2.4.1.2 Flocos**

Materiais finos e achataos e com uma ampla área superficial. São capazes selar rachaduras, grandes espaços e poros (NASIRI *et al.*, 2017). Não possuem um elevado nível de rigidez e formam uma espécie de tapete na face de formações permeáveis. Exemplos incluem: celofane, mica, casca de algodão, vermiculita, resíduos de espiga de milho e carbonato de cálcio flocular.

#### **2.4.1.3 Fibroso**

LCM comprido, filamentoso, fino e flexível. Formam uma estrutura de suporte que serve como meio filtrante para que as partículas menores do fluido de perfuração se depositem e formem um selo. São um dos materiais mais adequados para controlar a perda de lama em formações porosas(NASIRI *et al.*, 2017). Incluem fibras de celulose, de nylon, minerais, pó de serra e papel rasgado.

(EZEAKACHA; SALEHI, 2019) analisaram a perda de fluido de perfuração para fraturas verticais e horizontais com diferentes larguras com foco na evolução do reboco em cilindros espessos com fendas. Foi utilizado um aparato para teste de permeabilidade de plugue (PPT, do inglês, *permeability plugging test* ) para três diferentes concentrações de fibra de cedro adicionadas a WBM, a saber, 5 lb/gal; 15lb/gal e 30 lb/gal e testadas para cada tipo de fratura. Os resultados mostraram que o aumento da concentração de fibras de cedro (5 para 15 ppb) revelou uma diminuição média de 58,1% da perda dinâmica de fluidos ao longo de três larguras de fratura vertical (500  $\mu\text{m}$ , 1000  $\mu\text{m}$  e 2000  $\mu\text{m}$ ). De 5 lb/gal para 30 ppg, as perdas dinâmicas também diminuíram. Como conclusão, o PSD da fibra e a orientação na entrada da fratura tem impactos consideráveis na perda dinâmica de fluido.

#### **2.4.1.4 Mistura de LCMs**

Foi observado que misturar dois ou mais tipos de LCMs gerou-se uma melhor performance em mitigar as perdas devido a diferentes propriedades e tamanhos de partículas. Um exemplo de combinação é mármore moído e grafita resiliente (RGC, do inglês, *resilient graphite carbon*). Esta última tem um formato angular e prove lu-

bricidade ao fluido o que melhora a ROP e diminui o torque e arrasto. A propriedade de resiliência é extensão na qual um material recupera sua forma após compressão quando a carga aplicada é removida. Combinações desse tipo oferecem resiliência suficiente para promover boa resistência ao esmagamento, com vistas a diminuir perdas de circulação (KUMAR *et al.*, 2011).

#### **2.4.1.5 Solúvel em ácido/solúvel em água**

LCMs convencionais têm uma desvantagem em danificar a formação em algumas aplicações. Sendo assim, o uso de LCMs solúveis em ácido/água considerados não danosos tem crescido. Exemplos: carbonato de cálcio, fibras minerais; sais apropriados, respectivamente.

#### **2.4.1.6 Nanopartículas**

Nanopartículas podem ser descritas como partículas sólidas de tamanhos variados entre 1 e 100 nm ou de magnitude menor que bentonita. Exemplos incluem sílica, hidróxido de ferro e carbonato de cálcio. Partículas de silica se mostraram eficientes na formação de um selo espesso de baixa permeabilidade em microfraturas nas formações de folhelhos Marcellus e Mancos (NASIRI *et al.*, 2017).

#### **2.4.1.7 Duplo componente Polímero-Ativador**

O polímero pode ser do tipo absorvedor de água ou que muda de forma. O ativador é tipicamente um químico que pode mudar o pH, salinidade. Um exemplo utilizado por (RAMASAMY *et al.*, 2019) foi uma mistura de água, fibras alifáticas, polímero molhável à água ativado por PH com uma solução de um hidróxido de metal (ativador). Esta solução ativa o polímero, o torna absorvedor de água e aumenta de tamanho. As fibras alifáticas criam uma rede que mantém a massa em crescimento unida até o final do processo. Tudo isso promove a geração instantânea de uma massa espessa. O LCM gerado in situ não apresentou perdas de jato nem perda de filtrado durante o período de testes. Além disso, este LCM possui um módulo de rigidez em gel (GSM, do inglês, *gel stiffness modulus*) em até 70 vezes em comparação com os LCMs convencionais. GSM é a medida de rigidez de um objeto e a extensão na qual ele resiste a uma deformação aplicada. A TLE também foi maior. Os resultados mostraram que o sistema inovador tem o potencial de mitigar as perdas moderadas encontradas durante a perfuração em zonas fraturadas e cavernosas.

## 2.4.2 Cimento

Em decorrência da maior densidade e reologia do cimento a ECD durante é maior na cimentação. Invasões decorrentes de perda de cimento podem ocasionar danos à formação e custar o reparo de um poço. (THEROND *et al.*, 2018) testaram a performance do cimento em relação às perdas de circulação. Amostras cúbicas de arenito foram submetidos a diversos testes utilizando fluido de perfuração não-aquoso e pasta de cimento API Classe H. A Figura 6 abaixo mostra que a pasta de cimento efetivamente previu perdas no cubo fraturado pela formação de um novo reboco.



Figura 6: a) Preenchimento da fratura pelo cimento. b) Um corte longitudinal no bloco. Nele é possível ver a zona invadida pelo filtrado originado do cimento (THEROND *et al.*, 2018).

Outra bateria de testes mostraram que o cimento sempre ajudaria a reduzir perdas quando elas forem “totais” após perfuração com o fluido não aquoso. Para outras perdas (“severa”, “parcial” e “pequena”) o cimento não as reduziu.

## 2.4.3 Smart Lost Circulation Materials

Várias desvantagens do uso dos LCMs tais como dificuldades em selar grandes fraturas; falhas em trabalhos HPHT, quando o selo derrete ou não suporta elevadas pressões; danos às zonas produtoras que afetam a produtividade foram apontadas por (MANSOUR *et al.*, 2017). Diante disso, propuseram um material inteligente expansível feito de polímeros que guardam forma (SMPs, do inglês, *shape memory polymers*) que podem atuar nas abordagens preventiva e corretiva.

Os SMPs têm a habilidade de se deformar e se fixar em uma forma temporária. Nesse processo cíclico e programável, eles transformam a energia mecânica aplicada por uma carga em energia interna, e podem liberar essa energia segundo algum estímulo externo (temperatura, por exemplo) que causam a mudança na sua morfologia.

Eles são mais baratos que os LCMs convencionais, mais leves, biodegradáveis e biocompatíveis.

Essa capacidade de mudança na forma permite que os LCMs inteligentes entrem nas ferramentas em um tamanho pequeno e depois se expandam em uma temperatura específica dentro da fratura. Como eles são biodegradáveis, não causam danos à formação já que o ácido os dissolve. A liberação da tensão compressional pode chegar até 13Mpa ao redor do poço “fortalecendo-o”, tal com explicado na Seção 2.3.5.1.

(MANSOUR; TALEGHANI, 2018) fizeram simulações para encontrar uma relação entre tamanho das fraturas, tamanho das partículas do LCM inteligente e eficiência de selo. A mistura de partículas de tamanho diferentes gerou resultados mais efetivos já que o empacotamento delas e as pontes que se formaram foram melhores.

## **2.4.4 Seleção do Tamanho de Partícula**

A PSD do LCM é usada para denotar a quantidade de partículas de tamanhos diferentes contidas em um fluido com o objetivo de minimizar a perda dele. O tamanho ótimo das combinações é selecionado baseando-se em diversos modelos e diferentes critérios a depender da escala investigada (EZEAKACHA; SALEHI, 2019). (ALSABA *et al.*, 2014b) verificou que um PSD adequado é um parâmetro crítico para obstrução de fraturas. A seguir são apresentados alguns modelos de seleção de tamanho de partícula.

### **2.4.4.1 Método de Abrams**

(ABRAMS, 1977b) propôs correlações entre as dimensões dos poros das rochas e PSD para minimizar danos à formação. Foram realizados testes com areias não consolidadas de permeabilidade de 4 a 6 Darcy e em testemunhos de dolomita com permeabilidade de 5 a 50 mD. Os testes foram feitos em um modelo radial com WBM contendo materiais obturantes e através do monitoramento da pressão em alguns pontos do testemunho, calculou-se a profundidade de invasão.

Conhecendo-se o tamanho médio da garganta de poros, o tamanho dos LCMs deveria ser igual ou maior que 1/3 do tamanho do poro, e a concentração deles de pelo menos 5% em volume dos sólidos na mistura final da lama, incluindo os da perfuração, para que ocorra a formação de uma ponte efetiva.

$$D(50) = \frac{\lambda}{3}$$

A título de exemplificação, o range do tamanho de poros em amostras de carbonatos é de 1-20 micrômetros, usualmente menor que 5 micrômetros (SALIMI; ALIKARAMI, 2006).

#### **2.4.4.2 Teoria do Empacotamento Ideal**

(KAEUFFER, ; DICK *et al.*, 2000) propuseram a Teoria do Empacotamento Ideal (IPT, do inglês, *ideal packing theory*). Eles objetivaram ir além do tamanho de partícula necessário para iniciar uma ponte e investigar uma sequência de empacotamento ideal para selar todos os vazios, inclusive aqueles formados pelos agentes obturantes, criando dessa maneira uma formulação de fluido minimamente invasivo e sem danos à formação.

Esta teoria adota uma abordagem gráfica que se baseia na relação linear formada entre porcentagem do volume acumulado de partículas versus raiz quadrada do diâmetros delas ( $\sqrt{D}$ ). A IPT usa esta relação linear para otimizar a PSD combinando com dados do tamanho de poros a partir de análises de lâminas de rocha ou informações de permeabilidade para determinar a sequência de empacotamento ideal.

(DICK *et al.*, 2000) descreveram investigaram a sequência de empacotamento ideal de partículas em fluidos para perfurar poços do Mar do Norte e na Colômbia. Os fluidos utilizados foram WBM contendo carbonato de cálcio e mármore moído como obturantes, o qual foi aplicado em testemunhos de 50 a 80 mD. SBM também foram aplicados em rochas de 100 a 600 mD com partículas obturantes de baritina e carbonato de cálcio. Concluiu-se com esses estudos que 2 a 3% em volume (20 a 30 lb/bbl ou 60 a 90 kg/m³) de uma mistura adequada de agentes obturantes pode fornecer uma obstrução ideal em zonas permeáveis, divergindo dessa maneira da Teoria de Abrams que indica o uso de 5% em volume total de sólidos.

#### **2.4.4.3 Método de Vickers**

(VICKERS *et al.*, 2006) aplicaram testes PPA e de *return permeability* para minimizar perdas de fluido. Sugeriram que as PSD, da menores para as maiores,  $D_{10}$  ,  $D_{25}$  ,  $D_{50}$  ,  $D_{75}$  e  $D_{90}$  fossem aplicadas para que rapidamente fechassem a maior aberturas dos poros, depois a abertura do tamanho médio e uma fração menor do tamanho dos

poros. Os cinco parâmetros devem ser conhecidos para realizar o método Vickers e devem ser a base para que os sólidos obstruam os poros e ocorra perda mínima para o reservatório. Os critérios são apresentados abaixo:

- $D_{90}$  = maior tamanho da garganta de poros;
- $D_{75} < 2/3$  da garganta de poros;
- $D_{50} = 1/3$  do tamanho médio da garganta de poros (critério de (ABRAMS, 1977b));
- $D_{25} = 1/7$  do tamanho médio da garganta de poros;
- $D_{10} >$  menor garganta de poros.

Além disso, os autores recomendaram que a concentração do material de ligação deve ser superior a 30 lb/bbl para WBM ratificando o trabalho de (DICK *et al.*, 2000).

#### **2.4.4.4 Método Halliburton**

(D.WHITFILL, 2008) propuseram um método baseado no tamanho do poro ou na abertura estimada de fratura. Possui materiais com tamanho previamente modelados e configurados no software desenvolvido. De acordo com este método, nos casos de regiões fraturadas, a distribuição do tamanho  $D_{90}$  dos LCMs deve ser igual a espessura prevista da fratura para que assim ocorra sua obstrução na entrada.

#### **2.4.4.5 Método Chellappah e Aston**

(CHELLAPPAH; ASTON, 2012) adotaram a um método semelhante ao IPT. O modelo *power-law* proposto por autores anteriores foi otimizado por eles. Nele, uma relação entre o volume acmulado (CV, do inglês, *cumulative volume*) e o tamanho da partícula ( $D$ ) se relacionam com um expoente  $x$ , dito por eles de valor 1 para design ótimo do LCM:

$$CV = 100 \left( \frac{d}{d_{100}} \right)^x \quad (2.1)$$

onde de acordo com os autores  $d_{100}$  é definido por:

$$d_{100} = \frac{100}{80} d_{mp} \quad (2.2)$$

O valor  $d_{mp}$  é o tamanho do máximo diâmetro do poro.

O valor do expoente  $x$  foi entre 1/2 e 2/3 para (ANDREASEN; ANDRESON, ), enquanto 1/2 para (DICK *et al.*, 2000). (CHELLAPPAH; ASTON, 2012) concluíram que o valor ótimo de  $x$  está mais perto de 1 do que 1/2, e que misturas com ampla gama de partículas apresentaram menores perdas do que misturas com PSD estreito.

#### **2.4.4.6 Método de Alsaba**

(ALSABA *et al.*, 2014b) também usou como critério a dimensão da fratura. Sugeriu que o  $D_{50}$  de um LCM deve ser maior ou igual a 3/10 da largura da fratura, e o  $D_{90}$  maior ou igual a 6/5.

#### **2.4.4.7 Método de Wang**

(WANG *et al.*, 2019) realizaram experimentos em um aparato que simulou fraturas com abertura entre 1 mm e 3 mm e comprimento de 30 cm. Foi utilizado WBM com carbonato de cálcio de tamanhos variando entre 0,1 mm a 3,2 mm como obturante. Foi proposto um novo critério para selecionar a PSD dos LCMs em reservatórios naturalmente fraturados. Ele garante com 90% de confiabilidade que os LCMs formem um selo estável e firme dentro da fratura. Através dos experimentos verificou-se que a razão entre o tamanho característico das partículas  $D_{90}$  e a abertura da fratura deve variar de 0,5 a 0,7.

Uma característica em comum dos métodos descritos até aqui é a dependência da determinação do tamanho das gargantas dos poros. Porém, conforme foi dito por (CHELLAPPAH; ASTON, 2012) em aplicações de WBS ao invés de se utilizar o tamanho médio da garganta de poros, pode ser utilizado a abertura média da fratura para se determinar o PSD.

(RAZAVI *et al.*, 2016) conduziram experimentos em amostras de arenito Berea. Um SBM foi circulado, ora com LCM ora sem. Os LCM foram: grafita (30 ppb, nas distribuições fina, média e grosseira) e gilsonite (nomeadas 1 e 2). Na Figura 7, estão a amostra fraturada e imagens da propagação das fraturas feitas por scanner axial de tomografia computadorizada( CAT Scan, do inglês, *computerized axial tomography scan*).

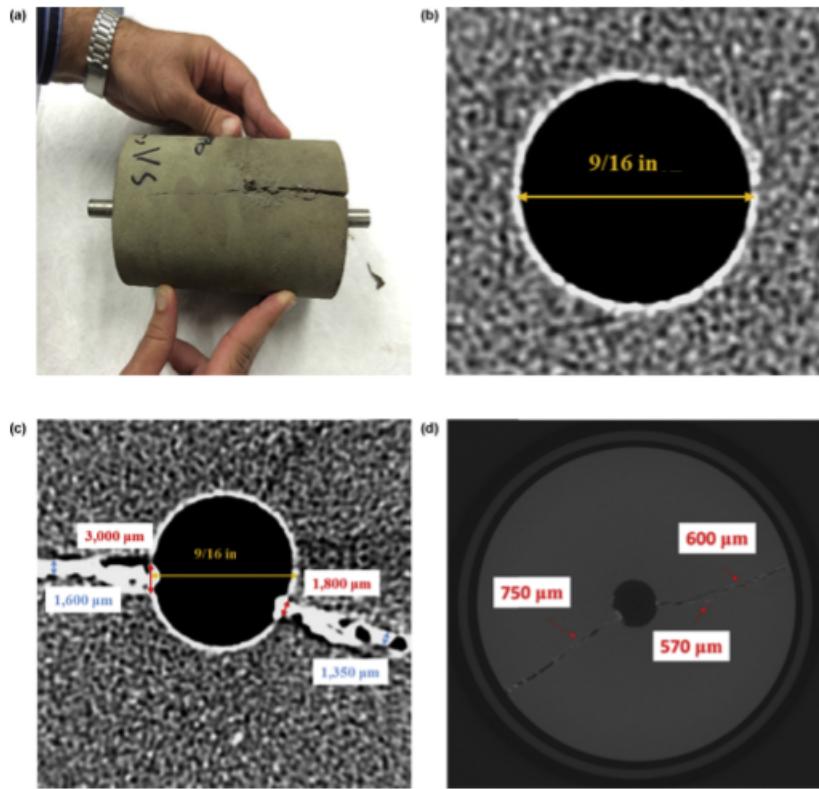


Figura 7: a) Amostra fraturada; b) Imagem do poço (antes do experimento); c) Imagem do poço após fratura induzida; d) Seção transversal completa (RAZAVI *et al.*, 2016)

A análise de seções finas foi feita para se ter uma visão mais detalhada da geometria das fraturas induzidas e os selos formados. Imagens petrofísicas foram tiradas das seções usando luz plana polarizada para determinar a mineralogia das rochas e a presença de LCM nas fraturas. Foi possível observar que os selos formados estão localizados próximos a ponta da fratura e não na entrada perto do poço. O selo é constituído de partículas grosseiras de grafita e finas de barita.

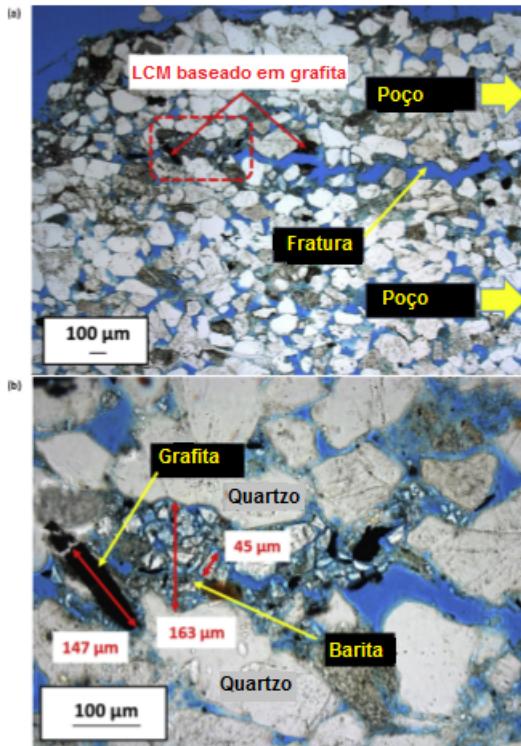


Figura 8: a) Imagem tomada de uma amostra fraturada com SBM/LCM de grafit; b) Imagem ampliada do retângulo vermelho. O tamanho médio da largura da fratura, partículas grosseiras e finas são respectivamente, 163 $\mu\text{m}$ , 147  $\mu\text{m}$  e 45  $\mu\text{m}$  (RAZAVI et al., 2016)

As conclusões obtidas foram que um ótimo PSD dos materiais utilizados na mistura é crítico para maximizar os benefícios de fortalecimento do poço além de ser independente do tipo de LCM utilizado. Em outras palavras, diferentes tipos de LCM podem apresentar semelhantes PSD. Aquele que tiver uma seleção ótima trará mais benefícios. O PSD ótimo encontrado teve uma distribuição bimodal com com partículas finas e grosseira.

## 2.5 Reservatórios Fraturados

Reservatórios naturalmente fraturados correspondem a mais de 50% dos recursos de óleo e gás bem como representam alvos econômicos atrativos (AHMED, 2010). No entanto, muitos desafios na recuperação efetiva desses tipos de reservatórios são encontrados em decorrência de fraturas variando de fissuras microscópicas até estruturas quilométricas tais como falhas que criam uma rede complexa de fluxo (TIAB; DONALDSON, 2012).

A maioria das explorações *offshore* atualmente realizadas pela Petrobras no Brasil apresentaram uma profundidade média de 5500 m que, em situação extrema, atingiu 7000 m. Este cenário inclui reservatórios depletados, zonas de pré e pós-sal e carbonatos naturalmente fraturados (CALÇADA *et al.*, 2015).

### 2.5.1 Definição

Os sistemas de fraturas são encontrados em variados ambientes deposicionais incluindo carbonatos, arenitos e folhelhos e servem como principais rotas para o transporte de fluido. (TIAN, 2014).

Dada a existência de fraturas, a anisotropia de permeabilidade é muito maior que em reservatórios não fraturados. Consequentemente, detalhes do desenvolvimento, orientação, densidade e extensão dessas redes de fraturas são vitais para as atividades na indústria de E&P de petróleo e gás.

(TIAN, 2014) classificou-nas em macro e microfraturas:

- Macrofraturas: descontínuas e que não podem ser investigadas em uma amostra única devido ao comprimento, de metros a centenas de metros. Após compactação, fraturas desse tipo podem manter um alto valor de condutividade que assegura a taxa de produção. Mesmo que haja redução na condutividade quando a fratura é sensível à tensão, maiores problemas na produção não se farão presentes.
- Microfraturas: são tratadas como meios porosos contínuos. Elas são divididas em *mated fractures* e *unmated fractures* baseando-se na abertura:
  - *mated fractures*: possuem faces opostas congruentes que se encaixam perfeitamente, pouco fluido de preenchimento e são significativamente sensíveis à mudança de pressão. Dada a produção, elas permanecem fechadas e a contribuição ao fluxo é negligenciável.
  - *unmated fractures*: possuem faces opostas não congruentes que não se encaixam perfeitamente. São representativas de fraturas naturais cuja origem vem de tensões de cisalhamento ou mineralização parcial. São muito pequenas em tamanho e visualmente indetectáveis. Ganharam uma capacidade de suporte ou auto sustentação de grão dada à superfície rugosa e ao deslocamento da fratura. Assim, durante a etapa de produção servem juntas das macrofraturas como rotas de migração principais.

A maioria dos estudos laboratoriais propostos até (TIAN, 2014) sugeriam que a depleção do reservatório levaria a grandes perdas na condutividade dele, por mudanças significativas na abertura da fratura. A conclusão foi que uma fratura é fortemente sensível à mudança de pressão de confinamento no laboratório, porém fracamente sensível à mudança de pressão do reservatório durante a produção. Assim, significativas reduções de produção não seriam relacionadas a uma suposta diminuição da abertura da fratura.

### **2.5.2 Caracterização e identificação de fraturas**

A maioria das técnicas utilizadas para se detectar fraturas naturais não as diferenciam entre fraturas abertas e fechadas, por exemplo, perfis de imagens.

Outra técnica para detectar a presença de fraturas se dá pela medida das perdas de lama que consistem em monitorar o nível dela nos tanques com sensores acústicos, flutuantes e pás colocadas dentro da linha de fluxo.

Nos últimos anos, esses sensores foram parcialmente substituídos pelos medidores de vazão eletromagnéticos mais precisos. Essas ferramentas são capazes de medir a vazão da lama com uma precisão de cerca de  $\pm 15 - 20$  litros/min e são menos afetadas pelas variáveis da perfuração. (BEDA; CARUGO, 2001) pela integração entre dados de perfis de imagem e de perda de lama, conseguiram distinguir fraturas permeáveis e seladas, bem como diferenciar o tipo de zona de perda, tal como na Figura 9. Geralmente, a lama perdida nas fraturas induzidas é devolvida após um curto período de tempo, já que são muito sensíveis às mudanças de pressão dada operações de perfuração. As perdas de lama por fraturas naturais normalmente ocorrem sem interferência das condições de perfuração.

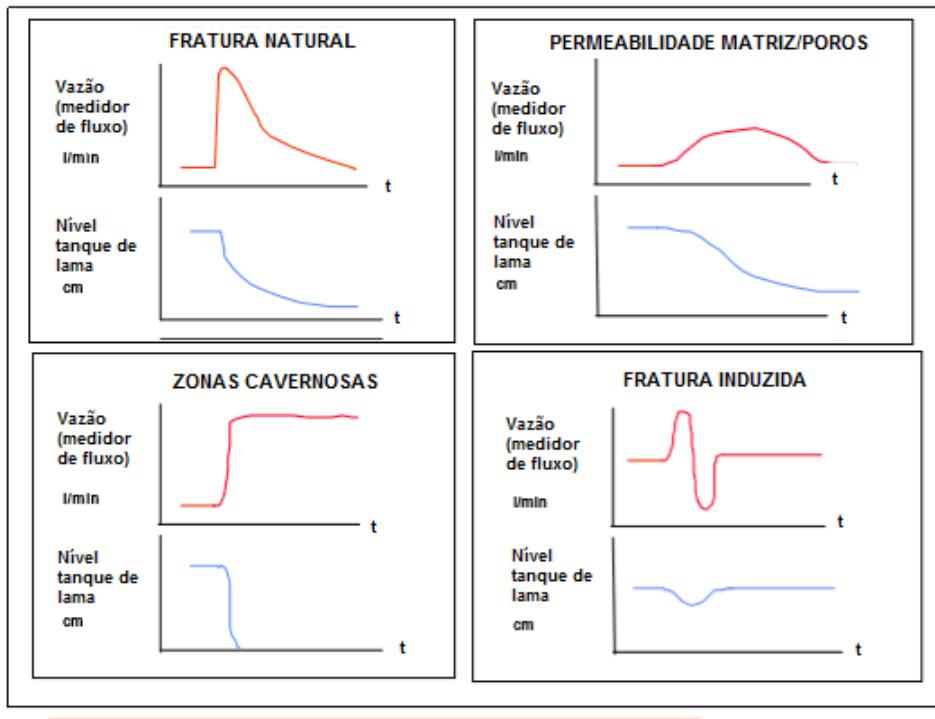


Figura 9: Forma do diferencial de fluxo e variações no nível do tanque de lama para diferentes eventos de perde de lama (BEDA; CARUGO, 2001)

(MOKHTARI *et al.*, 2017) utilizaram uma correlação de imagem digital em carbonatos naturalmente fraturados da Fm. Buda, Texas para caracterização de fraturas. Geralmente, as fraturas naturais são pontos de fraqueza elástica (menor resistência à tração) e algumas delas são determinantes na iniciação e propagação de fraturas induzidas baseadas na orientação, localização e o estado de tensão. Nesse sentido, a Figura 10 mostra o quanto um meio heterogêneo com fraturas naturais pode influenciar o desenvolvimento de fraturas induzidas.

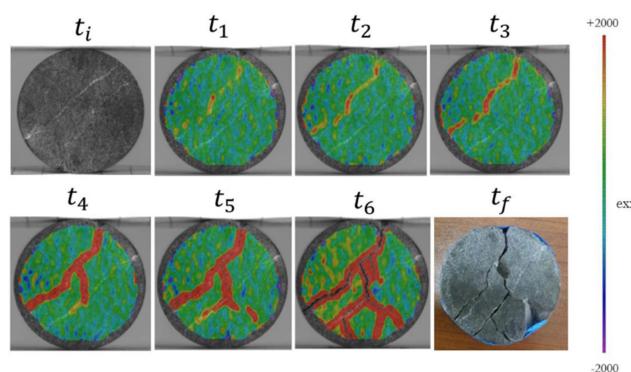


Figura 10: Medidas da deformação do carbonato da Fm. Buda com fraturas naturais. Os resultados do padrão feito pelo software representaram bem a amostra fraturada (MOKHTARI *et al.*, 2017)

## 2.6 Histórico de modelos experimentais para injeção de fluido de perfuração em fluxo transversal e direto

(JIAO; SHARMA, 1992) investigaram a invasão de suspensões de bentonita para 24 amostras de arenito Berea, durante filtração em fluxo transversal para medir a extensão e profundidade do dano à formação pelo filtrado e partículas da lama. Um sistema de circulação e um *core holder* de filtração dinâmica ilustrado na Figura 11 foram usados. Segundo eles, o dano à formação pela liberação de finos e migração de partículas pode ser significativo durante perdas de jato, antes do reboco se formar.

Então, para minimizar o dano à formação a composição da lama deve ser ajustada para que um reboco externo estável, forte e de baixa permeabilidade seja formado. Dada a formação do reboco, (JIAO; SHARMA, 1993) concluíram que pelo fato da permeabilidade do reboco ser muito menor que a permeabilidade do meio, a magnitude do fluxo de filtrado é fortemente controlada pela espessura e permeabilidade dele.

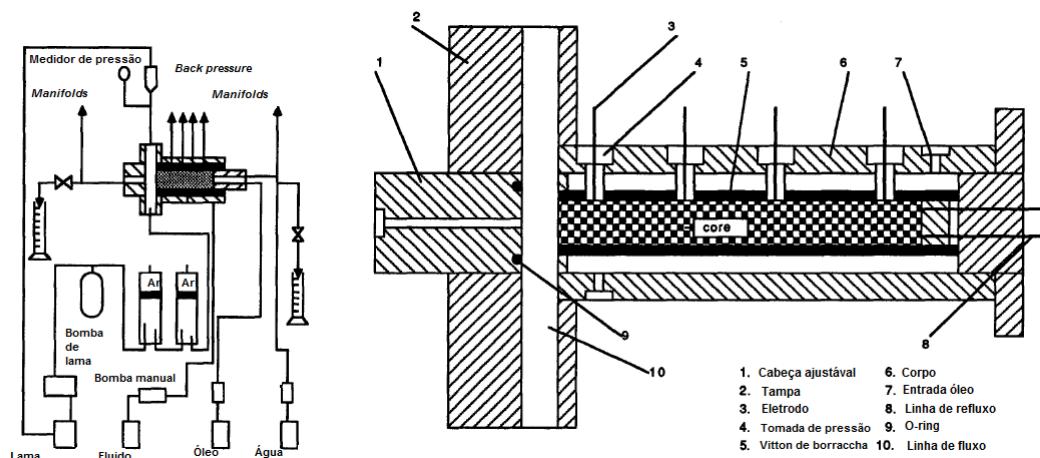


Figura 11: a) Diagrama esquemático do sistema de circulação; b) Diagrama esquemático do *Core Holder* de filtração dinâmica (JIAO; SHARMA, 1992)

(JIAO; SHARMA, 1996) descreveram o uso de dois diferentes obturantes, carbonato de cálcio ( $CaCO_3$ ) e fibras solúveis em ácidos para reduzir sólidos e filtração em amostras de arenitos fraturados. Os resultados mostraram que o uso de aditivos fibrosos são muito mais efetivos que aditivos granulares como  $CaCO_3$ .

Segundo (SALIMI; ALIKARAMI, 2006), dois tipos de filtração estão envolvidas na perfuração de um poço de óleo ou gás:

1. Filtração estática: ocorre quando a lama não está sendo circulada e o reboco

- cresce sem um padrão ou distribuído;
2. Filtração dinâmica: quando a lama está circulando e o crescimento do reboco é limitado pela ação erosiva do fluxo de lama.

Nesse sentido, (SALIMI; ALIKARAMI, 2006) e (SALIMI; GHALAMBOR, 2011) analisaram a invasão de fluido de perfuração em reservatórios carbonáticos de granulometria fina e fraturados durante perfuração *overbalanced*. Foram utilizados um aparato de teste dinâmico de dano à formação, *core holder* do tipo *Hassler* e o software *Labview*. Para isso, 10 amostras representativas foram selecionadas do afloramento Faxe, Dinamarca. Suas dimensões eram: 1,5 polegadas de diâmetro e 5-8 polegadas de comprimento. A permeabilidade média das amostras fraturadas foi 3,86md e a porosidade média 44%. A vazão da bomba foi de 0,5 ml/min. Todos os testes foram realizados com condições dinâmicas por 4 horas e seguidos por condições estáticas por outras 16 horas. Os resultados mostraram que a filtração do fluido é sensível ao regime estático ou dinâmico aplicado. Quando combinados, a perda ou invasão se mostrou maior. Observou-se também que o aumento na pressão *overbalanced* eleva a filtração do fluido. O uso de obturantes, tais como  $CaCO_3$  na concentração 1,3 v/v%, pode reduzir a invasão cumulativa (Figura 12). As curvas de filtração para todas as amostras mostraram que o reboco se formou em tempos curtos.

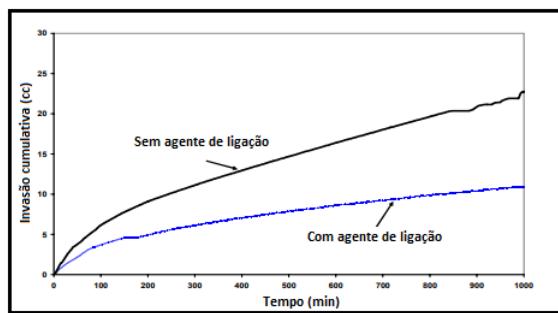


Figura 12: O efeito do agente de ligação  $CaCO_3$  no comportamento da perda de fluido (SALIMI; ALIKARAMI, 2006)

(CALÇADA *et al.*, 2015) estudaram a eficiência de soluções de polímeros e suspensões particuladas para selar diferentes tamanhos de fraturas em um simulador de fluxo de fraturas (Figura 13). O equipamento possui duas seções de fluxo ascendente representados por um poço anular de 12 1/4 –5 " (Geometria 1) e 8 1/2 –5 "(Geometria 2).

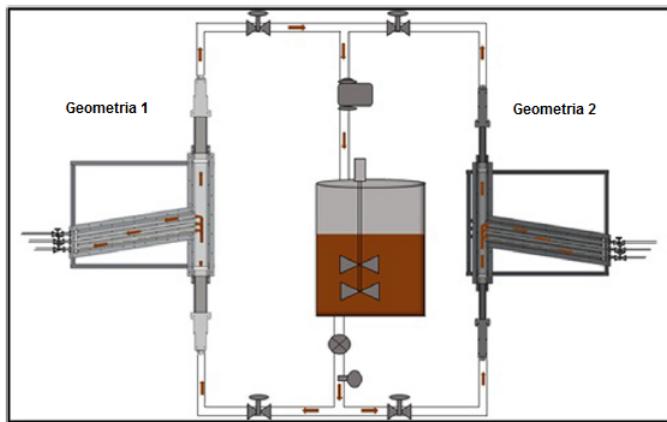


Figura 13: Esquema simplificado do simulador de fluxo de fraturas (CALÇADA *et al.*, 2015)

As fraturas possuem aberturas laterais de 2, 5 e 10 mm, com um comprimento de 1,5 m e com válvulas instaladas no final. A pressão máxima de operação gira em torno de 150 psi.

Foram feitas três formulações: água pura; água com polímeros/soluções (goma xantana e amido) e água, polímero e materiais particulados/suspensões. A Tabela 4 abaixo mostra os componentes utilizados.

Material	$d(0, 1)\mu m$	$d(0, 5)\mu m$	$d(0, 9)\mu m$	$\bar{d}p$
Goma xantana (XG)	-x-	-x-	-x-	-x-
Amido	-x-	-x-	-x-	-x-
Carbonato (0-53 $\mu m$ )	2,45	13,84	30,70	15,45
FINE® (SF) (0-400 $\mu m$ )	7,82	58,00	338,50	114,50
MEDIUM® (SM) (0-580 $\mu m$ )	6,23	32,64	470,69	137,93
FINE® e MEDIUM® (SFM)	-x-	-x-	-x-	-x-

Tabela 4: Componentes dos fluidos de perfuração base água (Adaptado de (CALÇADA *et al.*, 2015))

Os carbonatos SFM associados com a base polimérica exibiram um bom desempenho e maior capacidade de selamento de fraturas na vedação das três fraturas. As concentrações do obturante foram 17,5 lbm/bbl SF com 17,5 lbm/bbl SM. Os tempo de formação de reboco foram, respectivamente, 1 min, 10 sec e 5 min.

A Figura 14 abaixo mostra a eficiência do sistema em selar a fratura e após aproximadamente 1 min o fluxo de retorno no espaço anular voltou ao nível inicial. Entre 3 e 4 min ocorre o completo selamento da fratura de 10 mm. O transdutor registra um pico de 2,34 psi e a vazão de retorno diminui uma vez que fluido foi perdido para a fratura. Na medida em que o selo é formado, o pico instantaneamente vai para zero, mostrando que não há fluxo na fratura. Durante o teste de compressão nenhum pico de pressão ocorreu o que reforça o sucesso da formação do selo.

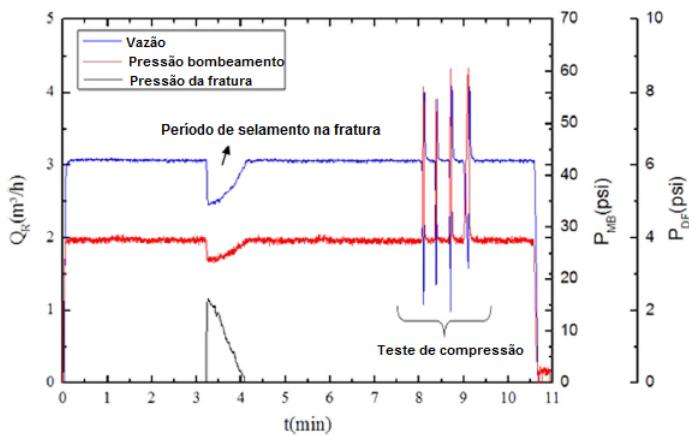


Figura 14: Dinâmica do fechamento e abertura da fratura de 10 mm utilizando a geometria 2 com a mistura de carbonato SFM (CALÇADA *et al.*, 2015)

(MIRANDA *et al.*, 2017) propuseram um aparato experimental para avaliar grandes perdas de circulação em um tubo de vidro de 1,8 m de comprimento e 4,0 cm de diâmetro preenchido com esferas de diâmetro uniforme de 8 ou 18 mm, no qual misturas de LCM foram deslocados por um diferencial de pressão de 20 ou 100 psi. As permeabilidade medidas dos tubos com esferas de 8 e 18 mm foram respectivamente de 90kD e 430 kD. O porquê do uso de uma coluna extensa e permeável está na limitação dos aparelhos convencionais para avaliar perdas de circulação (slots metálicos, discos de cerâmica ou amostras naturais). Estes últimos são úteis na simulação de formações permeáveis ou zonas depletadas, porém não tanto em cenários de perda severa que ocorrem em zonas cavernosas ou em fraturas naturais ou induzidas. O cenário de perda severa ocorreu sob o diferencial de pressão de 100 psi e esferas de 18 mm. Os LCM que obtiveram sucesso foram pastilhas compactadas de bentonita e um material reativo não-metálico a base de silicatos de cálcio e alumínio, misturados com ativadores e lama de cimento.

## 3 *Metodologia*

Neste capítulo é abordada a metodologia científica. Apresenta-se a caracterização e preparo dos testemunhos, das soluções e suspensões; os equipamentos, bem como os procedimentos para injeção. Por fim será apresentado em detalhes os dois sistemas de injeção implementados no desenvolvimento dos experimentos.

### 3.1 Introdução

Os procedimentos experimentais foram planejados para se avaliar a perda de filtrado de fluido de perfuração base água em fluxo transversal, à maneira como ocorre na perfuração de poços de petróleo. Na subseção 3.2 estão os procedimentos gerais que consistem no preparo dos testemunhos, de soluções, suspensões e análise reológica dos fluidos de perfuração. Por sua vez, a subseção 3.3 trata dos procedimentos específicos de injeção direta de salmoura para medidas de permeabilidade e a injeção de fluido de perfuração em um *core holder* de fluxo transversal.

### 3.2 Procedimentos laboratoriais gerais

#### 3.2.1 Materiais

Os reagentes e materiais utilizados foram: água destilada, água industrial, calcário comercial do fabricante Paraíso, areia com 0,3 mm (NBR7214 n.50) do fabricante IPT, cimento comercial do fabricante Poty, NaCl P.A. do fabricante Isopar, Goma Xantana fornecida pelo CENPES, HPA (Hidroxipropilamido) fornecido pelo CENPES, CMC (Carboximetilcelulose), Carbonato de Cálcio em diferentes tamanhos (micronizado, fino, intermediário e médio) fornecidos pelo CENPES, Hidróxido de Sódio fornecido pela Synth e Nitrogênio fornecido pela Aerosoldas.

### 3.2.2 Equipamentos e softwares

Os equipamentos utilizados foram: prensa hidráulica (Ribeiro) (Figura 15a), pluggador (Vince Technologies), cortador abrasivo (Bueghler e Vince Technologies), balança analítica eletrônica OHAUS AR3130 com precisão de três casas (Figura 15b), balança de fluidos modelo 140 (FANN) (Figura 15c), paquímetro digital modelo Marathon 8 polegadas (200 mm) com precisão de duas casas (Figura 15d), mixers modelo HMD400-FANN (Hamilton Beach) (Figura 15e), sistema de filtração API (FANN), pHmetro modelo 827 (Metrohm Pensalab) (Figura 15f), viscosímetro modelo 35A equipado com termômetro (FANN) (Figura 15g), estufa de esterilização e sacagem modelo Nova Ética 400/2ND (Figura 15h), forno de envelhecimento Roller Oven modelo 704ES (FANN), contador de partícula da HIAC modelo 8000A acoplado a um HIAC ROYCO, sistema de purificação de água Millipore modelo Milli-Q Gradient (Figura 15i), Reômetro AR1500 ex. da TA, sistema de saturação à vácuo V800 Buchi com dessecador (Figura 15j), sistema de filtração à vácuo (Figura 15k) composto por Kitassato, suporte de vidro com filtro de 47 mm de diâmetro, uma membrana de 47 mm de diâmetro e abertura  $0,22 \mu\text{m}$  e uma bomba de vácuo com pressão de trabalho de 50 psi.

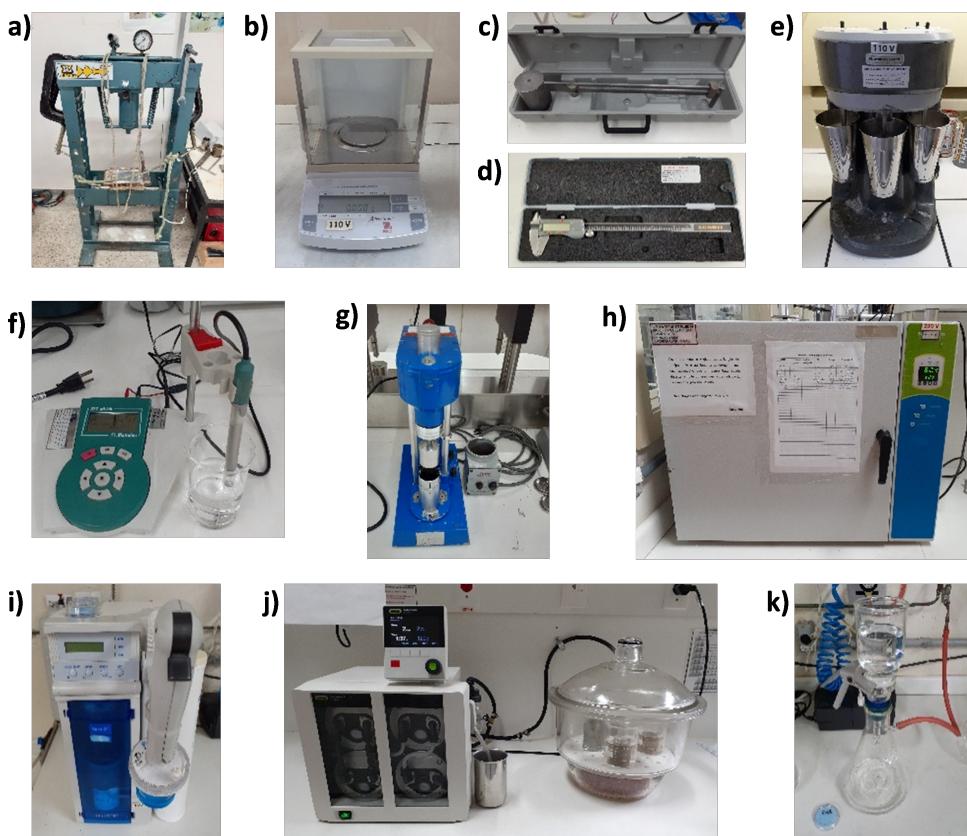


Figura 15: Equipamentos utilizados nos procedimentos laboratoriais gerais

Os softwares para processamento dos dados foram: Labview 8.5 oferecido pela National Instruments, TA data analysis versão V5.7.0 oferecido pela TA Rheology, Cilas oferecido pela Madison, Excel oferecido pela Microsoft e Origin versão 6.0 Pro oferecido pela OriginLab.

### 3.2.3 Testemunhos

Os testemunhos utilizados foram sintéticos e naturais.

#### 3.2.3.1 Testemunhos sintéticos

Os testemunhos utilizados foram carbonatos fabricados no Laboratório de Instrumentação Geofísica no próprio Lenep/UENF. Contudo, antes da obtenção deles, algumas etapas foram necessárias. A composição padrão do bloco fabricado de onde se retiraram os plugs encontra-se na Tabela 5 abaixo:

Composição	Massa (g)
Água industrial	630
Cimento	945
Calcita	1500
Areia	75

Tabela 5: Formulação do bloco de rocha AT-23 de dimensões 15x10x8 cm

Os componentes foram misturados com água. Depois de 4 horas de descanso, toda a mistura foi então levada para uma forma em uma prensa hidráulica que aplicou 10 toneladas por 24 horas à temperatura ambiente. O bloco de carbonato formado, cujas dimensões são de 15 cm de comprimento, 10 cm de largura e 8 cm de altura, foi levado a uma estufa a 60 °C por mais 24 horas.

Seguiu-se com a etapa de testemunhagem do bloco. Uma máquina hidráulica serra copos retirou 6 plugs ou testemunhos dele. As medidas do comprimento (L) e diâmetro (D) foram tomadas em triplicata utilizando-se para isso o paquímetro. Uma média aritmética simples foi usada para melhor precisão dos dados.

Feita a caracterização física, seguiu-se com a caracterização química.

### 3.2.3.2 Obtenção da porosidade da matriz

Após tomada das medidas os testemunhos seguiram para a estufa a 60 °C por 24 horas para secagem. Foram pesados na balança analítica, anotou-se a massa seca ( $m_{seca}$ ). Depois, saturados no sistema de saturação à vácuo com dessecador, pressão interna de 2 mbar e salmoura de concentração 30.000 ppm de NaCl. A salmoura foi utilizada como representativa da água da formação. Mais detalhes sobre a fabricação dela serão apresentados na subseção 3.2.4.

Nas primeiras 2 horas, o testemunho foi parcialmente imerso na salmoura para facilitar a retirada do ar. Decorrido esse tempo, ele foi totalmente submerso, deixado por mais 2 horas. Imediatamente após a saturação, o excesso de salmoura foi retirado bastando-se para isso passar as faces rapidamente sobre um papel manteiga. Logo em seguida, o testemunho foi pesado na balança analítica onde leu-se a massa saturada ( $m_{sat}$ ).

A partir dos dados anteriores, foi possível estimar a porosidade e o volume poroso dos testemunhos pela Equação 3.1, retirada de (TIAB; DONALDSON, 2012):

$$\phi = \left( \frac{m_{sat} - m_{seca}}{\rho_w V_R} \right) \quad (3.1)$$

onde:  $\phi$  é a porosidade do testemunho;  $\rho_w$  é a massa específica da água da formação ou da salmoura;  $V_R$  é o volume do testemunho.

O volume poroso pode ser calculado pela Equação 3.2:

$$V_P = V_R \phi = \left( \frac{m_{sat} - m_{seca}}{\rho_w} \right) \quad (3.2)$$

### 3.2.3.3 Obtenção da permeabilidade da matriz

A permeabilidade da matriz foi obtida no permeâmetro à gás - presente no Laboratório de Petrofísica do LENEP/UENF- pela injeção direta de nitrogênio. A vazão de injeção variou de 5 a 10  $cm^3/min$ , e para cada variação de pressão de 1 psi, tomou-se o ponto de pressão e vazão. Foi possível então calcular a permeabilidade do testemunho através da Equação de Darcy (Eq. 3.3) para fluxo linear abaixo:

$$Q = \frac{kA}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \quad (3.3)$$

onde:  $Q$  : vazão;  $A$  : área da seção transversal;  $k$  : permeabilidade da matriz;  $\mu$  : viscosidade do fluido injetado;  $L$  : comprimento do testemuho e  $\Delta P$  : diferencial de pressão.

### **3.2.3.4 Fraturamento do testemunho**

Cada amostra foi cortada longitudinalmente em 2 partes iguais com um cortador abrasivo a fim de se representar um reservatório naturalmente fraturado. Para isso, passou-se cola adesivo Durepoxi da marca *Loctite®* em uma das partes ao longo do comprimento interno. Com o par de calibradores de válvula em mãos, estes que possuem a espessura desejada para a fratura, bastou colocá-los no centro dessa metade. A outra metade do testemunho foi colocada em cima para uní-los novamente. Algum Durepoxi foi passado na parte externa ao longo do comprimento para completar a vedação lateral. Espera-se como resultado final faces laterais seladas e aberturas frontal e traseira para fluxo. O tempo de secagem na estufa foi de 24 horas a 120 °C.

Feita a fratura, foi preciso obter a porosidade e permeabilidade do sistema matriz-fratura. No entanto, a porosidade é somente definida após medida da permeabilidade do sistema, já que esse cálculo leva em conta as dimensões da fratura, e para encontrar a espessura da fratura é necessário antes encontrar a permeabilidade dela.

### **3.2.3.5 Porosidade e permeabilidade do sistema matriz-fratura**

Considere a seguinte configuração do testemunho desenvolvida por (SALIMI; GHAMBOR, 2011; SALIMI; ALIKARAMI, 2006) na Figura . Foi feito um corte longitudinal na amostra e depois aplicada uma pressão para manter as partes unidas a fim de construir uma pequena fratura.

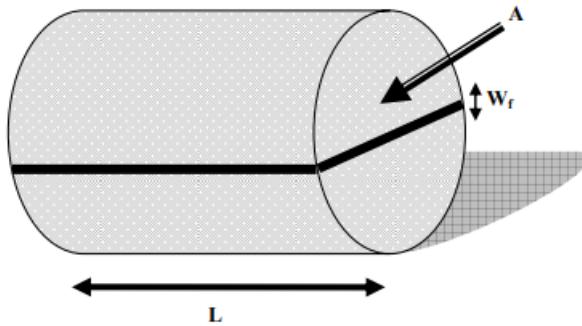


Figura 16: Configuração de uma amostra fraturada (SALIMI; GHALAMBOR, 2011; SALIMI; ALIKARAMI, 2006)

O sistema de injeção para medida de permeabilidade permitiu encontrar a permeabilidade do sistema matriz-fratura ( $k_{mf}$ ). Pelo permeâmetro a gás obtivemos a permeabilidade da matriz ( $k_m$ ). (Van Golf-Racht, 1982) definiu que permeabilidade de um sistema matriz-fratura pode ser representada pela simples adição da permeabilidade da matriz com a permeabilidade da fratura de acordo com a Equação 3.4:

$$k_{mf} = k_m + k_{eff} \quad (3.4)$$

onde  $k_{mf}$  é a permeabilidade da matriz e fratura,  $cm^2$ ;  $k_m$  a permeabilidade da matriz,  $cm^2$  e  $k_{eff}$  a permeabilidade da fratura associada,  $cm^2$ .

No entanto, é preciso redefinir que a permeabilidade da fratura propriamente dita, está associada à condutividade medida durante o fluxo de fluido através dela e independente da matriz. É dada pela Equação 3.5:

$$k_{ff} = \frac{W_f^2}{12} \quad (3.5)$$

onde  $W_f$  é a espessura da fratura ( $cm$ ) e  $k_{ff}$  permeabilidade da fratura,  $cm^2$ .

(SALIMI; GHALAMBOR, 2011) apresentaram a relação entre  $k_{eff}$  e  $k_{ff}$ :

$$k_{eff} = k_{ff} \frac{W_f}{A} D \quad (3.6)$$

Substituindo-se a área da seção circular ( $A = \frac{\pi D^2}{4}$ ), a Equação 3.7 foi utilizada para o cálculo da espessura da fratura:

$$k_{eff} = \frac{W_f^3}{3\pi D} \quad (3.7)$$

onde:  $k_{eff}$ : permeabilidade efetiva da fratura,  $cm^2$ ,  $D$ : diâmetro do testemunho,  $cm$ ,  $W_f$ : espessura da fratura.

Uma vez encontrada a espessura da fratura foi possível encontrar a porosidade da fratura, determinada pela seguinte relação:

$$\phi_f = \frac{DLW_f}{V_R} \quad (3.8)$$

onde:  $\phi_f$ : porosidade da fratura,  $D$ : diâmetro do testemunho,  $L$ : comprimento do testemunho,  $W_f$ : espessura da fratura,  $V_R$ : volume do testemunho ( $V_R = \frac{\pi D^2}{4} L$ ).

### 3.2.3.6 Testemunhos naturais

Em uma outra abordagem, utilizou-se testemunhos naturais de carbonatos que possuem permeabilidade da ordem de Darcy. Diferentemente das amostras anteriores que possuíam pouca ou nenhuma permeabilidade, buscou-se aqui estudar e elucidar os efeitos das forças permeantes em conjunto de forças de arrasto e gravitacionais na geração ou não de um reboco. Maiores detalhes sobre as forças serão apresentadas na subseção 3.4. Os mesmos procedimentos aplicados anteriores sobre fraturamento dos testemunhos, medidas de porosidade e permeabilidade foram aplicados.

### 3.2.4 Preparo da solução de salmoura

Para preparar a solução de NaCl com concentração média de 30.000 ppm, salinidade típica da água do mar, utilizou-se Água Grau Tipo II (Ultrapura, proveniente do sistema de purificação de água cuja especificação é ausência de partículas acima de  $0,22 \mu m$  de diâmetro na água de acordo com a ASTM - *Standard Specification for Reagent Water*) e NaCl. Após dissolução do sal, a solução foi filtrada no sistema de filtração à vácuo e avolumada de acordo com um balão volumétrico.

A massa específica dessa solução foi de  $1,010 \text{ g/cm}^3$  medida com auxílio de um picnômetro, à temperatura de  $22^\circ C$ . Viscosidade considerada de  $1 \text{ cP}$ .

### 3.2.5 Preparo do fluido de perfuração

A base típica de fluido de perfuração base água foi fornecida pela Petrobras. A diferença entre elas se dá pela variação do tamanho das partículas de carbonato de cálcio, tal como está apresentado na Tabela 6:

Base do fluido	350 ml de água industrial
Agente viscosificante	2,1 g de Goma Xantana
Redutor de filtrado	5,5 g de HPA
Sal	1,5 g de NaCl
	9 g de $CaCO_3$
	Micronizado (2 $\mu m$ - 44 $\mu m$ )
	9 g de $CaCO_3$
Partículas	Fino (2 $\mu m$ - 74 $\mu m$ )
	9 g de $CaCO_3$
	Intermediário (44 $\mu m$ - 194 $\mu m$ )
	9 g de $CaCO_3$
	Médio (74 $\mu m$ - 800 $\mu m$ )
Agente alcalino	$\approx$ 0,5 g de NaOH

Tabela 6: Formulação fluido base água. Vale destacar que apenas um tamanho de obturante foi selecionado por fluido

O preparo do fluido de perfuração seguiu as seguintes etapas:

1. Adicionar 350ml de água industrial em copo metálico e acoplá-lo no mixer (Fig. 15e ) em velocidade mínima de rotação;
2. Adicionar o agente viscosificante gradativamente, e após a adição total, alterar a velocidade de agitação do mixer para o valor máximo durante 10 minutos;
3. Adicionar os outros componentes individualmente na ordem em que aparecem na Tabela 6 e manter em agitação por aproximadamente 10 minutos para cada componente. Note que o tipo de partícula de carbonato define o tipo de fluido;
4. Adicionar o agente alcalino e monitorar o pH com o uso do pHímetro (Fig. 15f ) com valores em torno de 9 - 10;
5. Medir as propriedades do fluido (reologia e densidade) antes de envelhecer. A reologia foi aferida com o auxílio do viscosímetro (Fig. 15g ) e a densidade foi medida com a balança de fluido (Fig. 15c ) ;

6. Colocar o fluido para envelher em uma célula própria dentro do forno de envelhecimento (Fig. 15h). Após 12 horas de envelhecimento, medir novamente as propriedades do fluido de perfuração. Isso é feito para simular as condições de reservatório e verificar a degradabilidade dele.

### 3.2.5.1 Análise de partículas

A análise da distribuição de diferentes tamanhos de partículas feita pelo Analisador Cilas 1180 forneceu um histograma para classes de tamanho, o diâmetro médio e concentração óptica. O analisador tem capacidade de medir partículas de tamanhos entre  $0,04 \mu\text{m}$  e  $2500 \mu\text{m}$  por meio da difração de luz além de permitir visualizar o formato das partículas.

Feito as análises das partículas no Cilas 1180, estas foram classificadas de acordo com a especificação criada pela Petrobras baseada nas normas ABNT. As Tabelas 7 e 8 apresentam os requisitos granulométricos de classificação das partículas de carbonato de cálcio.

Micronizado ( $2 \mu\text{m} - 44 \mu\text{m}$ )		Fino ( $2 \mu\text{m} - 74 \mu\text{m}$ )	
Diâmetro de corte	Diâmetro	Diâmetro de corte	Diâmetro
D (v, 0,1)	2 (mín)	D (v, 0,1)	2 (mín)
D (v, 0,5)	$8 < D < 16$	D (v, 0,5)	$16 < D < 32$
D (v, 0,9)	44 (máx)	D (v, 0,9)	74 (máx)
Intermediário ( $44 \mu\text{m} - 194 \mu\text{m}$ )			
Diâmetro de corte	Diâmetro		
D (v, 0,1)	44 (mín)		
D (v, 0,5)	$80 < D < 100$		
D (v, 0,9)	194 (máx)		

Tabela 7: Requisitos de Granulometria - Carbonato de Cálcio Intermediário, Fino e Micronizado (PETROBRAS-N1641, 2006)

Grosso (800 5600 $\mu m$ - 800 $\mu m$ )		Médio (74 $\mu m$ - 800 $\mu m$ )	
Série de peneiras ABNT	Retido na peneira, % em massa acumulada	Série de peneiras ABNT	Retido na peneira, % em massa acumulada
5,6 mm	1 (máx.)	14	1 (máx.)
4	5 (mín.) - 20 (máx.)	20	5 (mín.) - 20 (máx.)
8	20 (mín.) - 40 (máx.)	40	20 (mín.) - 50 (máx.)
10	40 (mín.) - 60 (máx.)	70	50 (mín.) - 75 (máx.)
16	60 (mín.) - 80 (máx.)	200	90 (mín.)
20	90 (mín.)	-	

Tabela 8: Requisitos de Granulometria - Carbonato de Cálcio Médio e Grosso (PETROBRAS-N1641, 2006)

### 3.2.5.2 Caracterização API do fluido de perfuração

Os fluidos de perfuração produzidos foram submetidos à análise reológica segundo as normas Padrão(API 13B-2, 2014) logo após a sua fabricação (antes de envelhecer – A.E) e depois do processo de envelhecimento do fluido (D.E).

As análises das propriedades reológicas no viscosímetro FANN foram feitas a partir de seis leituras dos valores de torque. A viscosidade plástica (VP) é obtida pela diferença das leituras obtidas a 600 rpm e 300 rpm, enquanto que o limite de escoamento é a diferença entre a leitura de 300 rpm e a VP.

A seguir foi realizado o Teste de Filtrado API para eficiência do reboco formado na membrana permeável (filtro) e a quantidade de filtrado do fluido que passa pelo filtro submetido a uma pressão de 100 psi durante 30 minutos. Aproximadamente 100 ml de fluido de perfuração foi acondicionada em uma célula metálica e o filtrado recolhido em uma proveta.

### 3.2.5.3 Análise de reologia do fluido de perfuração

Com o reômetro AR 1500 ex. foi possível analisar a viscosidade dos fluidos de perfuração por meio de curvas reológicas da tensão de cisalhamento versus taxa de cisalhamento. Ele possui um conjunto cone-placa. Na medição foram utilizadas uma placa cônica de 60 mm de diâmetro, angulação de dois graus e placa paralela de 40

mm. O fluido foi previamente agitado por 5 minutos no mixer em velocidade máxima, e decorrido esse tempo, aproximadamente 3 ml dele foram transferidos para medição no reômetro.

### 3.3 Procedimentos laboratoriais específicos

Dois sistemas de injeção de fluidos foram desenvolvidos neste trabalho.

#### 3.3.1 Sistema de injeção para medida de permeabilidade

O primeiro procedimento para a medida foi o da permeabilidade. Este foi configurado de acordo com o sistema experimental apresentado na Figura 17. A Tabela 9 enumera os equipamentos utilizados:

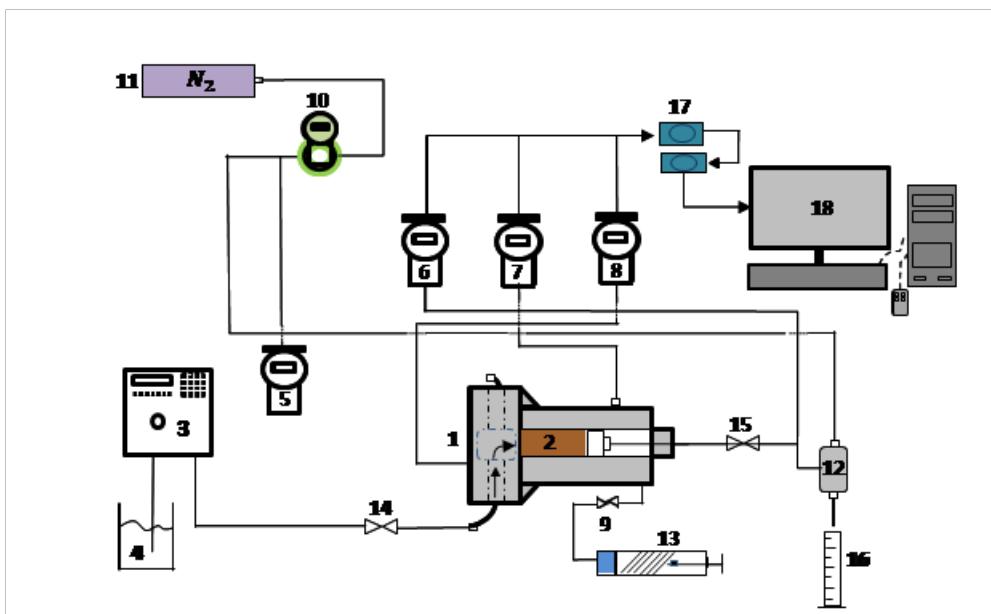


Figura 17: Esquema experimental para medida de permeabilidade via fluxo direto

Número	Descrição
1	<i>Core holder</i>
2	Testemunho
3	Bomba HPLC
4	Béquer
5, 6, 7, 8	Transdutores de Pressão
13	Bomba manual (pressão de confinamento)
10	Manômetro com Válvula
11	Garrafa de gás nitrogênio
12	<i>Back pressure regulator</i>
9, 13, 14	Válvulas Globo 1/8"
16	Proveta Graduada
17	Sistema de registro eletrônico de dados
18	Computador

Tabela 9: Descrição dos equipamentos da Figura 17 que trata do sistema de injeção direta

Segue-se agora um detalhamento sobre as diversas partes que compõem o esquema experimental:

- Célula de confinamento de fluxo transversal (*cross-flow core holder*) do fabricante TEMCO (EUA) da série DFCH tipo hassler (Figura 9- n°1): tem capacidade para utilizar testemunhos cilíndricos de 2 a 20 cm de comprimento e diâmetro médio de 3,80 cm. Possui um sistema de confinamento de rocha com pressão radial máxima de 7500 psi. Este core holder trabalha com fluxo transversal ou direto de fluidos. Na modalidade transversal, a face da rocha fica exposta ao fluxo tangencial, onde parte do fluxo escoa por ela, e a outra parte continua sua trajetória. O *core holder* é equipado com um ponto de medida de pressão na face do testemunho.
- Bomba de deslocamento inteligente HPLC modelo PU-2086/2087 (Jasco) (Figura 9- n°3): esta bomba pode operar com vazão ou pressão constante. A vazão máxima de trabalho é de  $50\text{ mL/min}$ .
- Transdutores de pressão Diferencial do fabricante YOKOGAWA modelo EJA110A (Figura 9- n°5, 6, 7, 8): sua faixa de medida é de 1 a 1000 psi. Esses transdutores

de pressão foram monitorados em tempo real pelo software Labview 8.5. Foram utilizados 4 transdutores:  $n^{\circ}$  5 para monitorar o *back pressure* que simulava a pressão dos fluidos contidos no reservatório,  $n^{\circ}$  6 monitorar o ponto de pressão na saída do core holder ,  $n^{\circ}$  7 a pressão de confinamento do *core holder* e  $n^{\circ}$  8 o diferencial de pressão na face do testemunho.

- Bomba manual do fabricante FLUKE modelo 700HTP - Hidraulic Test Pump (EUA) (Figura 9-  $n^{\circ}$ 13): utilizada para adicionar pressão de confinamento radial no *core holder*.
- Manômetro do fabricante GENEBRE (Figura 9-  $n^{\circ}$ 10): acoplado às linhas de nitrogênio que pressurizavam o *back pressure*.
- *Back Pressure Regulator* da Vinci Technologies modelo BPRS (França) (Figura 9-  $n^{\circ}$ 12): foi utilizado para simular a pressão dos fluidos contidos no reservatório.
- Linhas de aço 1/16”, 1/8” da Swalegok: as linhas de 1/8” foram usadas nos pontos de tomada de pressão no *back pressure*, e para injetar salmoura contido no béquer (Figura 9-  $n^{\circ}$ 4). As linhas de 1/16” estão presentes na bomba.
- Linhas de nylon de 1/8” (Detroit nylon flux 1/8”): essas linhas foram usadas para conectar as bombas HPLC no béquer, para conectar a bomba diretamente ao *core holder*, e para conectar o ponto de pressão na saída do *core holder* ao transdutor de pressão  $n^{\circ}$  6.
- Válvulas de 1/8” da Swalegok (Figura 9-  $n^{\circ}$ 9, 14, 15): foram utilizadas no total 3 válvulas com as seguintes finalidades;  $n^{\circ}$  9 acoplada ao *core holder* para o preenchimento do confinamento,  $n^{\circ}$  14 ligação entre a linha de nylon proveniente da bomba HPLC à linha de aço 1/8” proveniente do *core holder* e  $n^{\circ}$  15 na saída do *core holder* em direção ao *back pressure* para controle de fluxo na saída.
- Provetas do fabricante FANN (Figura 9-  $n^{\circ}$ 16): foram usadas provetas com capacidade volumétrica de 100 ml, 50 ml e 10 ml.
- Sistema de registro eletrônico de dados (Figura 9-  $n^{\circ}$ 17): foi utilizado um conversor analógico/digital da NDAC National Instruments, computador Dell (Figura 9-  $n^{\circ}$ 18) com processador IntelCore i3, Software LabView 8.5 do fabricante National Instruments.
- Conexões do fabricante Swagelok: foram utilizadas conexões tipo T, união, união/redução, curvas e outras conexões para conectar as linhas de aço de 1/8” e 1/4” nas linhas de fluxo.

A Figura 18 mostra uma vista panorâmica do sistema de injeção para medida de permeabilidade montado no laboratório.

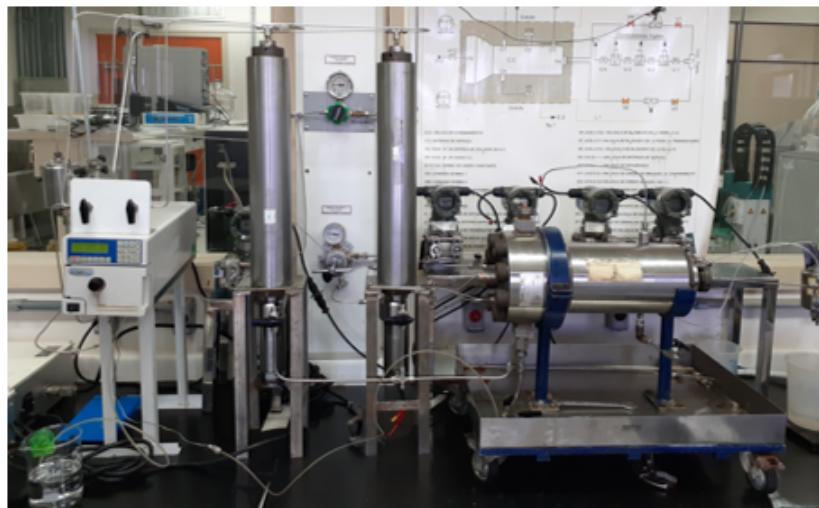


Figura 18: Sistema de injeção direta de salmoura em um *core holder* de fluxo transversal para cálculo da permeabilidade

As medidas de permeabilidade foram obtidas pela injeção direta de salmoura a 30.000 ppm nos testemunhos, com diferentes vazões constantes de injeção (1 a 10 ml/min). Na seguinte subseção, mais detalhes do cálculo da permeabilidade.

### 3.3.1.1 Procedimentos para medida de permeabilidade

1. Colocar o testemunho com espessura de fratura desejada previamente saturado no *core holder*, e após acomodação da rocha, ajustar a pressão de confinamento para 500 psi com o auxílio da bomba manual;
2. Montar todas as conexões e válvulas de acordo com a Figura 17;
3. Retirar o ar do sistema preenchendo-no com salmoura de NaCl (30.000 ppm);
4. Acionar o back pressure até a estabilização da pressão do *core holder* (100 psi);
5. Ligar o computador e iniciar o programa de leitura dos dados de pressão (Labview);
6. Iniciar o teste ligando a bomba HPLC com vazão constante variáveis de 1 a 10 ml/min;
7. Monitorar a variação de pressão através do transdutor de pressão para cada vazão;

8. Calcular a permeabilidade do testemunho pela Lei de Darcy para fluxo linear.

### 3.3.2 Sistema de injeção de fluido de perfuração

O segundo e mais geral aparato experimental teve por finalidade injetar fluido de perfuração tangencialmente à face do testemunho. Os equipamentos utilizados na montagem dele estão esquematizados na Figura 19 e descritos na Tabela 10. Vale destacar que alguns equipamentos são semelhantes ao sistema anterior por isso foram omitidos.

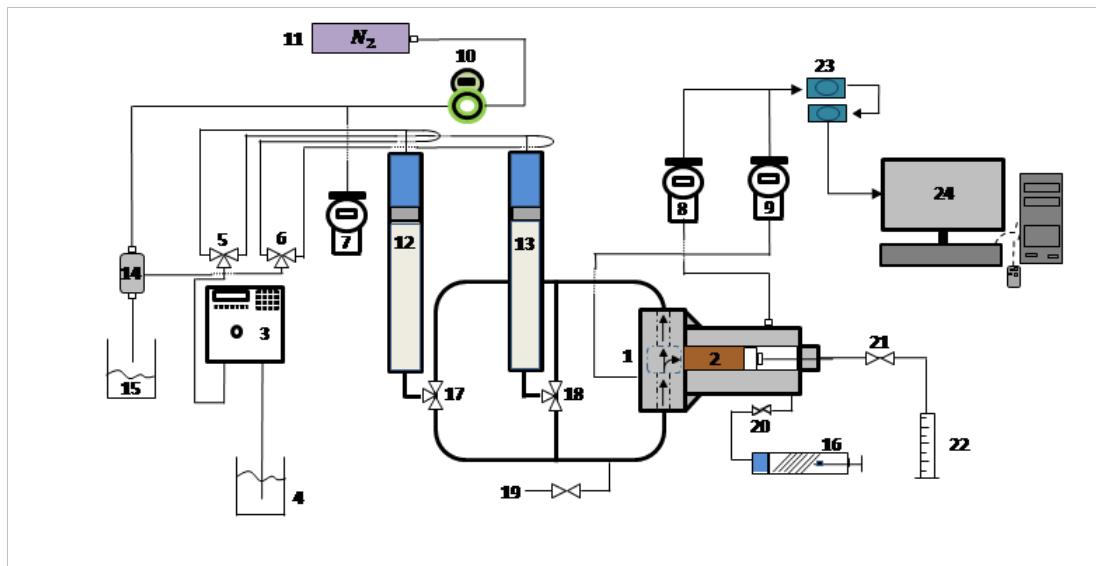


Figura 19: Esquema do sistema de injeção de fluido de perfuração em um *core holder* de fluxo transversal

Número	Descrição
1	Célula de confinamento ( <i>Core holder</i> )
2	Testemunho
3	Bomba HPLC
4,15	Béqueres
5, 6, 19, 20, 21	Válvulas Globo 1/8"
7, 8, 9	Transdutores de Pressão
10	Manômetro com Válvula
11	Garrafa de gás nitrogênio
12, 13	Garrafas de transferência de fluido com mixer
14	<i>Back pressure regulator</i>
16	Bomba manual (pressão de confinamento)
17, 18	Válvulas Globo 1/4"
22	Proveta Graduada
23	Sistema de registro eletrônico de dados
24	Computador

Tabela 10: Descrição do sistema de circulação tranversal

A seguir tem-se uma descrição mais detalhada de cada um deles.

- Transdutor de pressão Diferencial do fabricante YOKOGAWA e modelo EJA110A (Figura 19 - n° 7, 8, 9): foram utilizados 3 transdutores; n° 7 monitora a pressão do *back pressure* que simulava o peso da coluna de fluido de perfuração, n° 8 a pressão de confinamento do *core holder* e n° 9 media o diferencial de pressão na face do testemunho.
- *Back Pressure Regulator* da Vinci Technologies modelo BPRS (França) (Figura 19 - n° 14): foi utilizado para garantir o peso da coluna de fluido de perfuração.
- Garrafa de transferência de fluido com mixer da fabricante da VINCI (Figura 19 - n° 12, 13): possuem capacidade de aproximadamente 1,1 L. O mixer na base dela permite a homogeneização do fluido de perfuração contido na garrafa impedindo a gelificação.
- Linhas de aço 1/8" e 1/4" da Swalegok: as linhas de 1/4" foram utilizadas para conectar as garrafas de transferência de fluido com *mixer* ao *core holder* e para deslocar o embôlo das garrafas de transferência.

- Linhas de nylon de 1/8" (Detroit nylon flux 1/8"): essas linhas foram usadas para conectar o bêquer (Figura 19 - n° 4) com água destilada na bombas HPLC.
- Válvulas de 1/8" e 1/4" da Swalegok (Figura 19 - n° 5, 6, 19, 20, 21 e n° 17, 18, respectivamente): foram utilizadas no total 7 válvulas com as seguintes finalidades: n° 5, 6 para ligação entre a bomba HPLC e a garrafas de transferência, n° 19 para alívio do sistema, n° 20 acoplada ao *core holder* para o preenchimento do confinamento, n° 21 na saída do *core holder* para controle de fluxo na saída, n° 17 e 18 nas saídas das garrafas de transferência.

A Figura 20 mostra uma vista panorâmica do sistema de injeção de fluido de perfuração devidamente montado no laboratório.



Figura 20: Sistema de injeção de fluido de perfuração. Equipamentos utilizados para a realização dos testes de injeção de fluido de perfuração em fluxo transversal para avaliar a interação fluido rocha e a perda de filtrado

### **3.3.2.1 Procedimentos para injeção de fluido de perfuração:**

1. Colocar o testemunho previamente saturado no core holder, e após acomodação da rocha, ajustar a pressão de confinamento para 500 psi com o auxilio da bomba manual;
2. Preencher com fluido de perfuração as duas garrafas de transferência com mixer. Fluido na parte debaixo e água industrial na parte de cima do pistão;
3. Montar todas as conexões e válvulas tal como mostrado na Figura 19;

4. Retirar o ar do sistema com salmoura de NaCl (30.000 ppm). Todo o sistema deve estar isento dele, exceto as linhas das garrafas com mixer. A presença de ar nas linhas pode gerar problemas de fluxo bifásico ar/água;
5. Acionar o *back pressure* até a estabilização da pressão do core holder (100 psi);
6. Ligar o computador e iniciar o programa de leitura dos dados de pressão (Lab-view);
7. Iniciar o teste ligando a bomba HPLC com vazão constante de 10 ml/min.

### 3.4 Modelo matemático do balanço de torques que agem numa partícula de um reboco

Considere a deposição de partículas de fluido de perfuração na parede inferior de uma fratura tal como mostrado na Figura 21abaixo:

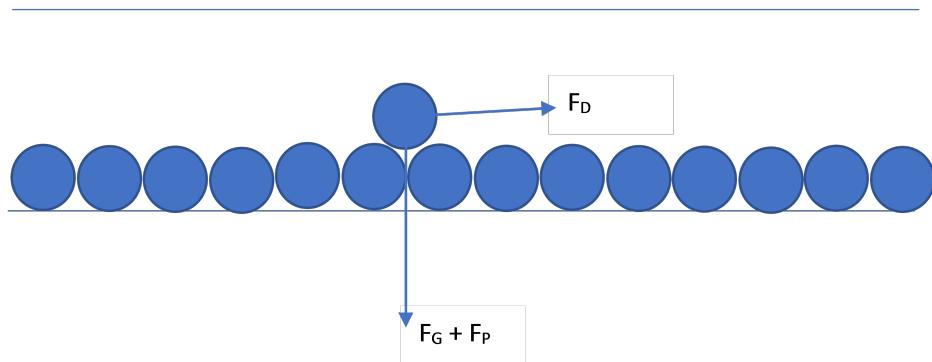


Figura 21: Balanço de forças que agem nas partículas depositadas na parede inferior de uma fratura.

Pela definição de torque, força multiplicada por um braço de alavanca, o balanço de torques para uma dada partícula é:

$$F_D = f (F_G + F_P) \quad (3.9)$$

onde:

$F_D$  : força de arrasto;

$F_G$  : força gravitacional;

$F_P$  : força permeante;

$f$  : braço de alavanca resultante do balanço das forças de ambos ao lados da equação.

O torque resultante ( $T_r$ ) é definido da seguinte forma:

$$T_r \equiv F_D - f(F_G + F_P) = 0 \quad (3.10)$$

A força gravitacional ( $F_G$ ) deduzida da definição de empuxo é dada por:

$$F_G = (\rho_s - \rho_f) \frac{4}{3} \pi r_s^3 \quad (3.11)$$

onde:

$\rho_s$  : é a massa específica da partícula ou da matriz;

$\rho_f$  : é a massa específica do fluido;

$r_s$  : é o raio da partícula.

Por sua vez a força permeante ( $F_P$ ) é dada pela seguinte equação em função do número de Reynolds:

$$F_P = \pi r_s^2 \frac{1}{2} \rho_s V_f^2 \frac{24}{Re} \quad (3.12)$$

$$Re = \frac{2^n r_s^n V_f^{2-n} \rho_f}{3^{n-1} \eta} \quad (3.13)$$

onde:

$V_f$  é a velocidade de fluxo;

$Re$  : número de Reynolds;

$n$  : índice de fluxo do fluido;

$\eta$  : índice de consistência do fluido.

A última das forças a força de arrasto ( $F_D$ ) é:

$$F_D = 4\pi r_s^2 \tau_w \quad (3.14)$$

$$\tau_w = \frac{\Delta P}{L} \frac{\epsilon_{ff}}{2} = \frac{\Delta P}{L} \frac{(\epsilon - h_c)}{2} \quad (3.15)$$

onde:

$\tau_w$  é a taxa de cisalhamento

$\Delta P$  : o diferencial de pressão entre as faces;

$\epsilon$  : espessura da fratura;

$h_c$  : altura do reboco.

O próximo passo consistiu-se aplicar o Método de Newton para a resolução da Eq. 3.10 do balanço de torques. Para isso, foi necessário calcular as derivadas das forças presentes na Eqs. 3.11, 3.12 e 3.14.

A derivada da força gravitacional ( $F_G$ ) em relação à altura do reboco é nula:

$$F_G = (\rho_s - \rho_f) \frac{4}{3} \pi r_s^3$$

$$\frac{dF_G}{dh_c} = 0 \quad (3.16)$$

A derivada da força de arrasto ( $F_D$ ) é dada por:

$$F_D = 4\pi r_s^2 \tau_w$$

$$\begin{cases} \frac{dF_D}{dh_c} = F_D \frac{2n}{\epsilon - h_c} \\ \frac{dF_D}{dh_c} = \frac{8\pi r_s^2 n \eta}{\epsilon - h_c} \left[ \frac{(4 + \frac{2}{n})q}{(\epsilon - h_c)^2 D} \right]^n \end{cases} \quad ou \quad (3.17)$$

A derivada da força permeante ( $F_P$ ) é dada por:

$$F_P = \alpha_p \pi r_s^2 \frac{1}{2} \rho_s V_f^2 \frac{24}{Re}$$

$$\frac{dF_P}{dh_c} = -F_P \frac{nk}{(k_c \frac{D-\epsilon}{2} + h_c k)}$$

Por fim, a derivada do torque resultante ( $T_r$ ) é:

$$T_r \equiv F_D - f(F_G + F_P) = 0 \quad (3.18)$$

$$\frac{dT_r}{dh_c} \equiv \frac{dF_D}{dh_c} - f \frac{dF_P}{dh_c} = 0 \quad (3.19)$$

Definidas as equações das funções e suas derivadas, pode-se agora aplicar o Método de Newton para resolução do problema. Um programa em linguagem de programação Excel VBA foi desenvolvido em conjunto com o aluno de mestrado Daniel Fernandes sobre supervisão do professor Fernando Diogo.

O objetivo do código foi simular e validar os testes experimentais desenvolvidos no laboratório a fim de investigar a formação ou não de reboco variando-se diversos parâmetros. Adotou-se o sinal negativo (-) para deposição e positivo (+) para não-deposição. A última deposição ocorre na mudança de sinal negativo para positivo. Ele retorna então a altura do reboco ( $h_c$ )

### 3.5 Análise dos resultados

Os dados dos testes (vazão, pressão), mais as medidas das rochas (diâmetro, comprimento, homogeneidade), além das características dos fluidos de perfuração (reologia, densidade) foram tratados com o softare EXCEL. Os resultados foram consolidados em gráficos e tabelas.



## Referências

- ABRAMS, A. The impact of common problems in geothermal drilling and completion. Society of Petroleum Engineers (SPE), v. 29, n. 05, p. 586–592, maio 1977.
- ABRAMS, A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion. Society of Petroleum Engineers (SPE), v. 29, n. 05, p. 586–592, maio 1977.
- AHMED, T. *Reservoir engineering handbook, fourth edition*. 4. ed. [S.I.: s.n.], 2010.
- ALBERTY, M. W.; MCLEAN, M. R. A physical model for stress cages. In: . [S.I.]: SPE, 2004.
- ALKINANI, H. H.; AL-HAMEEDI, A. T. T.; NORMAN, S. D.; FLORI, R. E.; ALSABA, M. T.; AMER, A. S.; AL-BAZZAZ, W. H. Economic analysis of lost circulation events to optimize the drilling process in basra oil fields, iraq. In: . [S.I.]: IPTC, 2019.
- ALSABA, M.; NYGAARD, R.; HARELAND, G.; CONTRERAS, O. Review of lost circulation materials and treatments with an updated classification. In: . Houston, Texas: Fluids Technical Conference and Exhibition, 2014.
- ALSABA, M.; NYGAARD, R.; SAASEN, A.; NES, O. Laboratory evaluation of sealing wide fractures using conventional lost circulation materials. In: . [S.I.]: SPE, 2014.
- ANDREASEN, A. H. M.; ANDRESON, J. Kolloid z.
- API 13B-2, R. Recommended practice for field testing oil-based drilling fluids. *API*, fifth edition, p. 156, 2014.
- BEDA, G.; CARUGO, C. Use of mud microloss analysis while drilling to improve the formation evaluation in fractured reservoir. In: . [S.I.]: SPE, 2001.
- Bourgoine Jr., A. T.; MILHEIM, K. K.; CHENEVERT, M. M.; Young Jr., F. S. *Applied drilling engineering*. First printing,. [S.I.]: Society of Petroleum Engineers, 1986. (SPE textbook series 2).
- CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. *Composition and properties of drilling and completion fluids*. [S.I.]: Gulf Professional Pub, 2011.
- CALÇADA, L. A.; Duque Neto, O.; MAGALHÃES, S. C.; SCHEID, C. M.; Borges Filho, M. N.; WALDMANN, A. T. A. Evaluation of suspension flow and particulate materials for control of fluid losses in drilling operation. Elsevier BV, v. 131, p. 1–10, jul. 2015.
- CANSON, B. E. Lost circulation treatments for naturally fractured, vugular, or cavernous formations. In: . [S.I.]: Society of Petroleum Engineers, 1985.
- CHELLAPPAH, K.; ASTON, M. A new outlook on the ideal packing theory for bridging solids. In: . [S.I.]: SPE, 2012.

- CONTRERAS, O.; HARELAND, G.; HUSEIN, M.; NYGAARD, R.; ALSABA, M. Wellbore strengthening in sandstones by means of nanoparticle based drilling fluids. In: . [S.I.]: SPE, 2014.
- COOK, J.; GROWCOCK, F.; GUO, Q.; HODDER, M.; OORT, E. van. Stabilizing the wellbore to prevent lost circulation. v. 23, p. 26–35, 12 2011.
- CUNHA, R. R.; CRUZ, G. F.; CORREA, C. C. Preliminary study on the use of glycerin from biodiesel production as a base for petroleum base oil refining fluids. Macae, p. 82.
- Dake, 2014, L. P. *Reservoir engineering fundamentals*. [S.I.]: Elsevier. 464p p.
- DICK, M. A.; HEINZ, T. J.; SVOBODA, C. F.; ASTON, M. Optimizing the selection of bridging particles for reservoir drilling fluids. In: *All Days*. [S.I.]: SPE, 2000.
- DUPRIEST, F. E. Fracture closure stress (FCS) and lost returns practices. In: . [S.I.]: SPE, 2005.
- D.WHITFILL. Lost circulation material selection, particle size distribution and fracture modeling with fracture simulation software. In: . [S.I.]: SPE, 2008.
- EZEAKACHA, P.; SALEHI, S. Experimental and statistical investigation of drilling fluid loss in porous media: Part 2 (fractures). Elsevier BV, v. 65, p. 257–266, maio 2019.
- FENG, Y.; GRAY, K. E. Review of fundamental studies on lost circulation and wellbore strengthening. Elsevier BV, v. 152, p. 511–522, abr. 2017.
- Gentil, 2007, V. P. Corrosion. LTC.
- JIAO, D.; SHARMA, M. Formation damage due to static and dynamic filtration of water-based muds. In: . [S.I.]: Society of Petroleum Engineers, 1992.
- JIAO, D.; SHARMA, M. Mechanism of cake buildup in crossflow filtration of colloidal suspensions. Elsevier BV, v. 162, n. 2, p. 454–462, fev. 1993.
- JIAO, D.; SHARMA, M. Mud induced formation damage in fractured reservoirs. Society of Petroleum Engineers (SPE), v. 11, n. 01, p. 11–16, mar. 1996.
- KAEUFFER, M. Determination de loptimum de remplissage granulometrique et quelques proprietes sy rattachant.
- KULKARNI, S. D.; SAVARI, S.; MAGHRABI, S.; JAMISON, D. E.; KUMAR, A. Normal stress rheology of drilling fluids and potential in lost circulation control. In: . [S.I.]: SPE, 2013.
- KUMAR, A.; SAVARI, S.; HALLIBURTON. Lost circulation control and wellbore strengthening: looking beyond particle size distribution. American Association of Drilling Engineers - AADE, Texa Houston, abr. 2011.
- LAVROV, A.; TRONVOLL, J. Modeling mud loss in fractured formations. In: . [S.I.]: SPE, 2004.
- MAJIDI, R.; MISKA, S. Z.; ZHANG, J. Fingerprint of mud losses into natural or induced fractures. In: . [S.I.]: SPE, 2011.

Malgaresi, 2015, G. S. Methodology for analyzing drilling fluid filtrate loss in transverse flow.

MANSOUR, A.; EZEAKACHA, C.; SALEHI, S. Smart lost circulation materials for productive zones. In: . [S.I.]: SPE, 2017.

MANSOUR, A. K.; TALEGHANI, A. D. Smart loss circulation materials for drilling highly fractured zones. SPE/IADC Middle East Drilling Conference and Exhibition, Abu Dhabi UAE, jan. 2018.

MIRANDA, C. R.; OLIVEIRA, J. L.; CAVALCANTE, G. M.; D'ALMEIDA, A. R.; PEREIRA, R. F.; SANTOS, R. L.; SURMAS, R. Materials for controlling severe lost circulation - laboratory evaluation. In: . [S.I.]: SPE, 2017.

MITCHELL, R. F.; MISKA, S. Z. *Fundamentals of drilling engineering*. [S.I.]: Society of Petroleum Engineers. v. 2. 5, 13, 14, 15, 18, 20, 23.

MOKHTARI, M.; HAYATDAVOUDI, A.; NIZAMUTDINOV, R.; RIZVI, H.; NATH, F. Characterization of complex fracture propagation in naturally fractured formations using digital image correlation technique. In: . [S.I.]: SPE, 2017.

Morais, 2020, C. A. Experimental study of drilling fluid loss in naturally fractured formations.

MORITA, N.; BLACK, A. D.; GUH, G. F. Theory of lost circulation pressure. In: . [S.I.]: SPE, 1990.

NASIRI, A.; GHAFFARKHAH, A.; Keshavarz Moraveji, M.; GHARBANIAN, A.; VALIZADEH, M. Experimental and field test analysis of different loss control materials for combating lost circulation in bentonite mud. Elsevier BV, v. 44, p. 1–8, ago. 2017.

RAMASAMY, J.; GOONERATNE, C.; AMANULLAH, M. Current methods and novel solutions for mitigating lost circulation. In: . [S.I.]: IPTC, 2019.

RAZAVI, O.; VAJARGAH, A. K.; van Oort, E.; ALDIN, M.; GOVINDARAJAN, S. Optimum particle size distribution design for lost circulation control and wellbore strengthening. Elsevier BV, v. 35, p. 836–850, set. 2016.

ROSA, A.; CARVALHO, R.; XAVIER, D. Petroleum reservoir engineering. p. 808p.

SALIMI, S.; ALIKARAMI, R. Mechanism of fluid invasion in naturally fractured reservoirs: experimental study. In: . [S.I.]: SPE, 2006.

SALIMI, S.; GHALAMBOR, A. Experimental study of formation damage during underbalanced-drilling in naturally fractured formations. MDPI AG, v. 4, n. 10, p. 1728–1747, out. 2011.

SKALLE, P. *Drilling fluid engineering*. 3 ed. ed. [S.I.]: BookBoon. 23 p.

THEROND, E.; TAOUTAOU, S.; JAMES, S. G.; WAY, P. W.; GOMES, P.; DONDALE, A. Understanding lost circulation while cementing: field study and laboratory research. Society of Petroleum Engineers (SPE), v. 33, n. 01, p. 77–86, jan. 2018.

- TIAB, D.; DONALDSON, E. C. *Petrophysics. theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties.* [S.I.]: Gulf Professional Pub, 2012. (EngineeringPro collection).
- TIAN, Y. Experimental study on stress sensitivity of naturally fractured reservoirs. In: . [S.I.]: SPE, 2014.
- Van Golf-Racht, T. D. *Fundamentals of fractured reservoir engineering.* [S.I.]: Elsevier, Academic Press, 1982. (Developments in Petroleum Science 12).
- Van Oort, E.; FRIEDHEIM, J.; PIERCE, T.; LEE, J. Avoiding losses in depleted and weak zones by constantly strengthening wellbores. Society of Petroleum Engineers (SPE), v. 26, n. 04, p. 519–530, dez. 2011.
- VICKERS, S. R.; COWIE, M. S.; JONES, T.; TWYNAM, A. J. A new methodoly that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations. In: . [S.I.]: AADE, 2006.
- WALDMANN, A. T. A.; MARTINS, A. L.; ARAGAO, A. F. L.; LOMBA, R. F. T. Predicting and monitoring fluid invasion in exploratory drilling. Society of Petroleum Engineers (SPE), v. 20, n. 04, p. 268–275, dez. 2005.
- WALDMANN, T. Efforts to control fluid losses in offshore drilling. American Association of Drilling Engineers - AADE, Texas Houston, abr. 2014.
- WANG, G.; HUANG, Y.; XU, S. Laboratory investigation of the selection criteria for the particle size distribution of granular lost circulation materials in naturally fractured reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Elsevier BV, v. 71, p. 103000, nov. 2019.