

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA APLICADA EM ESTUDO DE DANO
DE SKIN EM ARENITOS INCONSOLIDADOS POR TOMOGRAFIA
COMPUTADORIZADA

Erika da Silva Sales

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA NUCLEAR.

Aprovada por:

Prof. Ricardo Tadeu Lopes, D.Sc.

Dr. Luís Carlos Baralho Bianco, Ph.D.

Prof. Delson Braz, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2006

SALES, ERIKA DA SILVA

Desenvolvimento de metodologia
aplicada em estudos de dano de skin
em arenitos inconsolidados por Tomo-
grafia Computadorizada [Rio de
Janeiro] 2006

XIV, 125 pg. 29,7 cm (COPPE/UFRJ,
M.Sc., Engenharia Nuclear, 2006)

Dissertação - Universidade Federal do
Rio de Janeiro, COPPE

1. Tomografia Computadorizada
2. Dano à formação
3. Skin

I. COPPE/UFRJ II. Título (Série)

Dedicação

*Aos meus Avós maternos
Aurea Lopes C. Silva*

e

Equel C. Silva

Pelo muito que recebi para ser.

Agradecimentos

A Deus, pelo seu eterno amor que me constrange.

Ao meu orientador Prof. Ricardo Tadeu Lopes pela oportunidade e orientações.

Ao Dr. Luís Bianco (PETROBRÁS) pelo inestimável apoio em todas as etapas do trabalho.

Ao Dr. João Queiroz (Cenpes/PETROBRÁS) pela amizade e constante incentivo aos novos desafios.

A Elisabete Campos (Cenpes/PETROBRÁS) pela disponibilidade do laboratório de tomografia e grande contribuição ao trabalho com as reconstruções 3D.

Ao Carlos Rodrigues (Cenpes/PETROBRÁS) pela preciosa colaboração.

Ao Jaques Coelho (Cenpes/PETROBRÁS) pelo apoio e suporte material.

Ao meu amigo Marcus Vinicius (Cenpes/PETROBRÁS) por facilitar a tarefa em muitas etapas.

A minha família, por toda compreensão e carinho.

Aos meus amigos da Aliança Bíblica Universitária e da Comunidade de Jesus, em especial: Ângela, Nataniel, Pedro, Nilsa e Rute.

As minhas amigas do Programa de Engenharia Nuclear: Samanda, Gabriela e Viviam.

Aos colegas do Cenpes/PETROBRÁS: Celso de Jesus Júnior, Leon Júnior, Marco Antonio, Elis Regina, Fabiane, Lenita Rangel, Seu Davi, Cláudio, Renato e Samuel.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA APLICADA EM ESTUDOS DE
DANO A FORMAÇÃO EM ARENITOS INCONSOLIDADOS POR TOMOGRAFIA
COMPUTADORIZADA (TC)

Erika da Silva Sales

Março / 2006

Orientador: Prof. Ricardo Tadeu Lopes

Programa: Engenharia Nuclear

A produtividade de poços de petróleo na exploração de hidrocarbonetos depende da manutenção de propriedades petrofísicas das rochas reservatório tais como: porosidade, permeabilidade, saturação e capilaridade. A permeabilidade indica a capacidade de escoamento de fluidos no meio poroso. Devido ao método de perfuração e completação dos poços, a permeabilidade ao redor do poço geralmente é reduzida em relação à permeabilidade original da formação, devido à invasão de fluidos e partículas. Essa redução de permeabilidade é definida como *skin*. Neste trabalho foi desenvolvida uma metodologia para avaliação e quantificação do *skin* em arenitos inconsolidados, utilizando mapas de variação das porosidades, saturações e permeabilidades obtidas através da tomografia computadorizada de raios X, em corpos de prova submetidos a processo de invasão de fluidos de perfuração, análogo ao que ocorre na perfuração de um poço real. Os corpos de prova foram confeccionados com características petrofísicas similares a dos grandes reservatórios da bacia de Campos.

A utilização da tomografia computadorizada de raios X mostrou-se uma excelente ferramenta de avaliação qualitativa e quantitativa, tanto no controle de qualidade dos corpos de prova e dos processos de preparação, como para obtenção das porosidades e saturações de cada fase dos ensaios, e na avaliação das transformações ocorridas no interior dos corpos de prova durante os ensaios de dano.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

DEVELOPMENT OF METHODOLOGY TO QUANTIFICATION OF SKIN
DAMAGE IN UNCONSOLIDATED SANDSTONE BY COMPUTED
TOMOGRAPHY

Erika da Silva Sales

March /2006

Advisor: Prof. Ricardo Tadeu Lopes

Department: Nuclear Engineering

Oil well productivity depends on the maintenance of petrophysical properties of the reservoir rocks such as: porosity, permeability, saturation and capillarity. The permeability indicates the capacity of drainage of fluids in the porous media. Due to the drilling and completion method, the permeability around the well is usually reduced in compared the original permeability of the formation, due to the invasion of fluids and particles. That reduction in permeability is defined as *skin*. In this work, a methodology was developed to evaluate and quantify of the *skin* in unconsolidated sandstones, using maps of x-ray porosity, saturations and permeability changes obtained through the computerized tomography. Synthetic samples of sandstones were submitted to a process of invasion due the drilling fluids, in similar way to process occurred in a drilling of a real well. The samples were built with similar Petrophysical characteristics compared with to the great reservoirs in Campos' Basin.

The use of the x-ray computerized tomography shows to be an excellent tool of to qualify and quantify changes in the narrow media, giving control on the quality of the samples in a the preparation processes, as and allowing porosity and saturations calculations of each phase of the experiments. Allowed the evaluation of the transformations happened inside the samples during the damage experiments.

Índice

<u>1. INTRODUÇÃO</u>	1
<u>2. REVISÃO BIBLIOGRAFICA</u>	4
2.1 EFEITO SKIN	4
2.2 TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS X	8
<u>3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS</u>	12
3.1 TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS X	12
3.2 CRIAÇÃO DA IMAGEM TOMOGRÁFICA	14
3.2.1 GERAÇÃO DOS RAIOS X	14
3.2.2 AQUISIÇÃO DE DADOS	20
3.2.3 PROCESSAMENTO DOS DADOS	21
3.3 TIPOS DE TOMOGRAFOS	21
3.4 ESCOAMENTO EM MEIOS POROSOS	24
3.4.1 SATURAÇÃO	25
3.4.2 PERMEABILIDADE ABSOLUTA	26
3.4.3 PERMEABILIDADE EFETIVA	28
3.4.4 PERMEABILIDADE RELATIVA	28
3.4.5 REGIME DE FLUXO	29
3.4.6 DANO DE FORMAÇÃO	32
3.4.7 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	35
<u>4. MATERIAIS E MÉTODOS</u>	36
4.1 TOMÓGRAFO COMPUTADORIZADO DE RAIOS X MODELO PQS-PICKER	36
4.2 CÉLULA DE INTERAÇÃO ROCHA FLUIDO	38
4.3 MEIO POROSO	40

4.3.1 PREPAÇÃO DO MEIO POROSO	42
4.3.2 POROSIDADE E SATURAÇÃO POR TC DA COMPOSIÇÃO DE AREIAS	45
4.3.3 ANÁLISES PETROGRÁFICAS	52
4.4 DESCRIÇÃO DOS ENSAIOS DE DANO	53
4.4.1 METODOLOGIA DE ENSAIOS	53
4.4.2 TOMOGRAFIA DOS CORPOS DE PROVA	62
<u>5. RESULTADOS EXPERIMENTAIS</u>	<u>64</u>
5.1 ENSAIO PRELIMINAR	64
5.2 ENSAIO COMPLEMENTAR	88
<u>6. CONCLUSÕES</u>	<u>119</u>
<u>7. REFERÊNCIAS</u>	<u>121</u>

Lista de Figuras

Figura 3.1: Representação dos pixels e voxels.....	12
Figura 3.2: Etapas de uma imagem tomográfica.	14
Figura 3.3: Tubo de raios X.....	15
Figura 3.4: Espectro de um tubo de raios X.....	16
Figura 3.5: Esquema ilustrativo dos efeitos fotoelétrico e Compton.	18
Figura 3.6: Importância relativa dos diversos processos de interação dos raios X com matéria em função da energia do fóton e do numero atômico do material.	18
Figura 3.7: Construção da imagem.	Erro! Indicador não definido.
Figura 3.8: As quatro gerações de tomógrafos.	23
Figura 3.9: Tomógrafo de quinta geração.	24
Figura 3.10: Distribuição de pressões no reservatório sob o regime de fluxo estabilizado.....	29
Figura 3.11: Zona de permeabilidade alterada k_s próximo ao poço.	32
Figura 4.1: Tomógrafo PICKER-PQS do CENPES/PETROBRAS	36
Figura 4.2: Célula de interação rocha fluido para arenitos inconsolidados.....	39
Figura 4.3: Interior da célula de interação rocha fluido	39
Figura 4.4: Sistema de compactação.....	40
Figura 4.5: Curva granulométrica da composição de areias	42
Figura 4.6: Variação do número de CT médio por seção do teste de compactação 1..	43
Figura 4.7: Variação do número de CT médio por seção do teste de compactação 2..	44
Figura 4.8: Variação do número de CT médio por seção do teste de compactação 3..	44
Figura 4.9: Variação de Porosidade por seção do teste de compactação 1	47
Figura 4.10: Variação de Porosidade por seção do teste de compactação 2	48
Figura 4.11: Variação de Porosidade por seção do teste de compactação 3	48
Figura 4.12: Variação de Saturação por seção do teste de compactação 1	50
Figura 4.13: Variação de Saturação por seção do teste de compactação 2	51
Figura 4.14: Variação de Saturação por seção do teste de compactação 3	51
Figura 4.15: Fotomicrografia das amostras retiradas do testes de compactação.....	52
Figura 4.16: Corpo de prova antes da compactação	54
Figura 4.17: Corpo de prova saturado e compactado.	54
Figura 4.18: Sistema de injeção de salmoura e N-Parafina.	56

Figura 4.19: Sentido de injeção de salmoura e N-Parafina no corpo de prova	57
Figura 4.20: Aparato experimental do ensaio de dano	60
Figura 4.21: Corpo de prova após ensaio de dano	60
Figura 4.22: Esquema experimental do ensaio de dano e flow back. As setas pretas indicam o sentido do fluxo do fluido de perfuração, enquanto que as setas vermelhas indicam o sentido de injeção de N-Parafina para limpeza do corpo de prova.....	61
Figura 4.23: Piloto do corpo de prova e as seções a serem tomografadas.	62
Figura 5.1: Corpo de prova 100 % saturado com salmoura no ensaio preliminar 1... 65	
Figura 5.2: Corpo de prova saturado com N-Parafina em saturação residual de salmoura no ensaio preliminar 1.	66
Figura 5.3: Corpo de prova invadido por fluido de perfuração sem $CaCO_3$ do ensaio preliminar 1	69
Figura 5.4: Corpo de prova após flow back com N-Parafina do ensaio preliminar 1. 70	
Figura 5.5: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases de injeção do fluido de perfuração sem $CaCO_3$ e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio preliminar 1.	72
Figura 5.6: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases após flow back com N-Parafina e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio preliminar 1	73
Figura 5.7: Curvas de permeabilidades e desvio relativo versus vazão do ensaio preliminar 1	76
Figura 5.8: Corpo de prova 100 % saturado com salmoura no ensaio preliminar 2... 77	
Figura 5.9: Corpo de prova saturado com N-Parafina em saturação residual de salmoura no ensaio preliminar 2.	78
Figura 5.10: Corpo de prova invadido por fluido de perfuração com $CaCO_3$ no ensaio preliminar 2	81
Figura 5.11: Corpo de prova após flow back com N-Parafina no ensaio preliminar 2.82	
Figura 5.12: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases de injeção do fluido de perfuração com $CaCO_3$ e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio preliminar 2.	84
Figura 5.13: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases após flow back com N-Parafina e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio preliminar 2	85

Figura 5.14: Curvas de permeabilidades e redução de permeabilidade versus vazão do ensaio preliminar 2.....	88
Figura 5.15: Corpo de prova 100 % saturado com salmoura no ensaio complementar 1	89
Figura 5.16: Corpo de prova saturado com N-Parafina em saturação residual de salmoura no ensaio complementar 1.....	90
Figura 5.17: Corpo de prova invadido por fluido de perfuração sem $CaCO_3$ no ensaio complementar 1	93
Figura 5.18: Corpo de prova após flow back com N-Parafina no ensaio complementar 1	94
Figura 5.19: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases de injeção do fluido de perfuração sem $CaCO_3$ e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio complementar 1.....	96
Figura 5.20: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases após flow back com N-Parafina e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio complementar 1	97
Figura 5.21: Curvas de permeabilidades e redução de permeabilidade versus vazão do ensaio complementar 1.....	100
Figura 5.22: Corpo de prova 100% saturado com salmoura no ensaio complementar 2.	
.....	101
Figura 5.23: Corpo de prova saturado com N-Parafina em saturação residual de água no ensaio complementar 2	102
Figura 5.24: Corpo de prova invadido por fluido de perfuração com $CaCO_3$ no ensaio complementar 2	105
Figura 5.25: Corpo de prova após flow back com N-Parafina no ensaio complementar 2	106
Figura 5.26: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases de injeção do fluido de perfuração com $CaCO_3$ e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio complementar 2.....	108
Figura 5.27: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases após flow back com N-Parafina e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio complementar 2	109
Figura 5.28: Curvas de permeabilidades e redução de permeabilidade versus vazão do ensaio complementar 2.....	111

Figura 5.29: Comparação entre os números de CT médio por seção dos ensaios preliminar e complementar	112
Figura 5.30: Fator de skin versus vazão dos ensaios sem $CaCO_3$	113
Figura 5.31: Fator de skin versus vazão dos ensaios com $CaCO_3$	114
Figura 5.32: Reconstrução 3D da fase de saturação em N-Parafina antes da injeção do fluido sem $CaCO_3$ do ensaio complementar 1.....	115
Figura 5.33: Reconstrução 3D da fase de injeção do fluido sem $CaCO_3$ do ensaio complementar 1	116
Figura 5.34: Reconstrução 3D da fase de flow back do ensaio complementar 1.	116
Figura 5.35: Reconstrução 3D da fase de saturação em N-Parafina antes da injeção do fluido com $CaCO_3$ do ensaio complementar 2	117
Figura 5.36: Reconstrução 3D da fase de injeção do fluido com $CaCO_3$ do ensaio complementar 2	117
Figura 5.37: Reconstrução 3D da fase de flow back do ensaio complementar 2.	118

Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Características físicas do tubo de raios X	37
Tabela 4.2: Percentual de ocorrência das frações granulométricas.....	41
Tabela 4.3: Frações granulométricas MRL-103(2681,05m).....	41
Tabela 4.4: Formulação do fluido THIXCARB.	55
Tabela 4.5: Parâmetros estabelecidos para ensaio de dano	59
Tabela 4.6: Parâmetros estabelecidos para tomografia dos corpos de prova nos ensaios de dano.	63
Tabela 5.1: Valores de porosidade por seção do ensaio preliminar 1	67
Tabela 5.2: Valores médios de saturação de salmoura e N-Parafina ao longo do corpo de prova do ensaio preliminar 1	68
Tabela 5.3: Valores de permeabilidades relativas à água do ensaio preliminar 1	74
Tabela 5.4: Valores de permeabilidades relativas ao óleo do ensaio preliminar 1	74
Tabela 5.5: Valores de permeabilidades de dano após o flow back do ensaio preliminar 1	75
Tabela 5.6: Valores de fator de skin e redução de permeabilidade preliminar 1.	75
Tabela 5.7: Valores de porosidade por seção do ensaio preliminar 2	79
Tabela 5.8: Valores médios de saturação de salmoura e N-Parafina ao longo do corpo de prova do ensaio preliminar 2.	80
Tabela 5.9: Valores de permeabilidades relativas à água do ensaio preliminar 2	86
Tabela 5.10: Valores de permeabilidades relativas ao óleo do ensaio preliminar 2	86
Tabela 5.11: Valores de permeabilidades de dano após o flow back do ensaio preliminar 2	87
Tabela 5.12: Valores de fator de skin e redução de permeabilidade preliminar 2.	87
Tabela 5.13: Valores de porosidade por seção do ensaio complementar 1.	91
Tabela 5.14: Valores médios de saturação de salmoura e N-Parafina ao longo do corpo de prova do ensaio principal 1	92
Tabela 5.15: Valores de permeabilidades relativas ao óleo do ensaio complementar 1	98
Tabela 5.16: Valores de permeabilidades de dano após o flow back do ensaio complementar 1	98

Tabela 5.17: Valores de fator de skin e redução de permeabilidade do ensaio complementar 1	99
Tabela 5.18: Valores de porosidade por seção do ensaio complementar 2	103
Tabela 5.19: Valores médios de saturação de salmoura e N-Parafina ao longo do corpo de prova do ensaio complementar 2.....	104
Tabela 5.20: Valores de permeabilidades relativas ao óleo do ensaio complementar 2.	
.....	110
Tabela 5.21: Valores de permeabilidades de dano após o flow back do ensaio complementar 2	110
Tabela 5.22: Valores de fator de skin e redução de permeabilidade do ensaio complementar 2	111

1. INTRODUÇÃO

O uso da tomografia computadorizada de raios X (TC) para observação de deslocamentos de fluidos em rocha na engenharia de petróleo é uma técnica não destrutiva utilizada por mais de 20 anos. Esta técnica veio para auxiliar na caracterização de meios porosos e distribuição interna de fluidos em testes de deslocamento.

A tomografia pode ser direcionada para a investigação de vários problemas que envolvem os processos de escoamento em um meio poroso. Através desta técnica é possível levantar os perfis de saturação e porosidade, quantificar variações de densidades e heterogeneidades. Através da técnica de reconstrução de imagens, é possível, por exemplo, visualizar a área invadida por um fluido de perfuração no meio poroso.

A invasão do meio poroso por sólidos do fluido de perfuração pode gerar redução de permeabilidade e redução de produtividade de um poço produtor de petróleo.

A redução da permeabilidade, comumente chamado de dano à formação reduz o fluxo ideal para o poço e pode ser causado por um ou mais dos seguintes fenômenos: mudança de permeabilidade na zona produtora, mudança na geometria do fluxo radial causado pela entrada limitada do poço e alta velocidade de fluxo do fluido. Durante as operações de perfuração uma condição de pressão hidrostática acima do equilíbrio durante a circulação do fluido de perfuração, pode causar danos à formação ao longo do poço aberto, devido à invasão do meio poroso por componentes do fluido e que formam um reboco ao longo do poço.

Quando os sólidos do fluido de perfuração e filtrado se movem através do espaço poroso, eles encontram algumas condições muito críticas: tortuosidades, paredes de poro ásperas com área de superfície grande e uma variedade de minerais como argila, feldspato, mica, e ferro. Estas condições proporcionam um meio ideal para interações físicas e reações químicas no interior do meio poroso. A invasão do fluido e sólidos podem interagir com a formação, criando uma multidão de efeitos de dano que

interferem na produtividade dos poços nos modos seguintes: bloqueio por formação de emulsão, bloqueio de água, mudança de molhabilidade da rocha, hidratação e inchamento das argilas da formação, dispersão e migração de finos da formação e partículas de argila, precipitação de sais inorgânicos e tamponamento dos poros pela entrada de sólidos.

A previsão da invasão de filtrado e do dano gerado em poços de petróleo é considerado difícil e complicado porque há múltiplos fatores existentes na perfuração. Estes fatores incluem o tempo de contato ao longo do poço, a heterogeneidade do reservatório que também resulta em uma distribuição não uniforme do filtrado. Assim, a quantificação de diferentes raios de invasão ao longo de um poço horizontal é muito importante.

Um dos principais tipos de dano à formação é a redução da permeabilidade circunvizinha ao poço devido às mudanças das saturações de fluidos na zona invadida. A quantificação do dano na zona de permeabilidade alterada é chamada de *skin* e os efeitos na pressão ou comportamento de fluxo de um poço é chamado de efeito *skin*. Baseado na equação de HAWKINS [1], esta redução de permeabilidade em volta do poço e o raio de invasão devem ser estimados para quantificar o grau de dano.

Este estudo visa o desenvolvimento de uma metodologia adequada para a quantificação do dano devido a invasão de componentes do fluido de perfuração em arenitos inconsolidados através da geração de imagens por tomografia computadorizada de raios X. Portanto, foram realizados ensaios em corpos de prova inconsolidados, simulando um poço horizontal. Os corpos de prova foram caracterizados de forma a simular o arenito do campo de Marlin na bacia de Campos.

A apresentação do trabalho está organizada da seguinte forma:

Inicialmente é feita a revisão bibliográfica, onde são apresentados os trabalhos relevantes quanto ao estudo de dano de *skin* e aplicações da técnica de tomografia computadorizada de raios X na indústria de petróleo. A seguir são apresentados os fundamentos teóricos com noções de: Tomografia computadorizada, produção de raios X, interação da radiação com a matéria, fluido de perfuração, permeabilidade relativa,

dano a formação, etc. Daí apresenta-se a caracterização dos materiais e a metodologia utilizada para o desenvolvimento dos experimentos realizados. Após são apresentados os resultados obtidos e por ultimo são apresentadas as principais conclusões observadas ao longo da pesquisa e as recomendações consideradas pertinentes para futuros trabalhos.

2. REVISÃO BIBLIOGRAFICA

Este capítulo apresenta a revisão dos principais trabalhos relacionados aos assuntos desenvolvidos nesta pesquisa. Como este estudo abrange as áreas de engenharia de petróleo e engenharia nuclear, esta revisão foi separada nos dois principais temas: efeito *skin* e tomografia computadorizada de raios X.

2.1 EFEITO SKIN

A resistência ao fluxo e consequentemente aumento da diferença de pressão para o escoamento de um fluido num meio poroso é controlado basicamente pela estrutura porosa da formação e a viscosidade dos fluidos que se relacionam através da lei de Darcy. Uma possível resistência adicional concentrada no entorno do furo do poço vai depender das técnicas de perfuração e completação empregadas e, das práticas de produção usadas. Em 1953, VAN EVERDIGEN [2] em seu trabalho definiu como efeito *skin* essa resistência adicional que tem como efeito diminuir a capacidade de produção dos poços de petróleo.

Três anos após, HAWKINS [1] formulou uma equação matemática que relaciona o efeito *skin* com o raio e a permeabilidade da zona de dano em poços de petróleos.

HURST *et al* [3], em 1969, mostraram matematicamente como superar as dificuldades encontradas na aplicação de um *skin* negativo. Para isto eles assumiram que o raio efetivo do furo do poço fosse maior que o raio do poço em questão. Eles modificaram as soluções existentes para incluir o efeito de um aumento do raio e assim permitir que o engenheiro de petróleo possa lidar com *skins* negativos e também positivos.

PETERSON *et al* [4] concluíram em seu trabalho que o dano do efeito *skin* para a formação ao redor do furo em poços horizontais, possam severamente reduzir a produção de gás, especialmente quando a razão entre o comprimento do poço e a área de drenagem é pequena e a permeabilidade vertical é grande.

MALEKZADEH *et al* [5] apresentaram o desenvolvimento de uma técnica nova para determinação do comprimento de poços horizontais que contribuíam para a produção, e o cálculo correspondente do dano de *skin* mecânico causado pelas operações de perfuração de poços horizontais. O método desenvolvido indicou que a resposta de um poço horizontal com *skin* mecânico e de comprimento x_1 poderia ser substituído por um poço horizontal de comprimento x_2 sem *skin* mecânico. Para isto uma relação entre a *skin* mecânico e os comprimentos (x_1 e x_2) foi obtida e puderam ser aplicadas para o caso de poços horizontais longos, formações estreitas, e formação com a permeabilidade vertical alta. O método desenvolvido também foi aplicável a fraturas hidráulicas em poços verticais com *skin* mecânico.

ENGLER *et al* [6] propuseram um novo modelo para caracterizar a variação do efeito *skin* ao longo de um poço horizontal. Para isto ele descreve a região de dano como sendo a combinação de formas cilíndricas e cônicas. A forma da região de dano e a severidade deste são governadas pelo tempo de contato do fluido de perfuração com a formação. Este tempo é função da taxa de penetração da perfuração e a taxa de invasão do filtrado. Para avaliar a região de dano a formula de HAWKINS [2] foi utilizada.

MORALES *et al* [7] descreveram e quantificaram o dano de *skin* mecânico como sendo o resultado da redistribuição de tensões causadas pela perfuração de um poço em material permeável. O dano foi localizado dentro de um anel cilíndrico centrado ao eixo do poço. As tensões aumentaram com profundidade, ângulo de inclinação, e tempo de produção. Elas enfraqueceram rapidamente com a distância radial lateral, O dano ficou insignificante a uma distância maior que quatro vezes o raio do furo do poço.

SANTARELLI *et al* [8] apresentaram uma série de testes em poços, executados em vários reservatórios fracos do Mar do Norte e mostrou como o fator de *skin* medido pode ser interpretado em termos de produção de areia. Os resultados apresentados mostraram que a produção de areia resulta de forma anormal, em um *skin* baixo independentemente das condições de perfuração, fossem em termos abaixo ou acima de equilíbrio.

TOULEKIMA *et al* [9] simularam um reservatório em três dimensões baseado na performance de produção e completação de um dado poço horizontal. Os valores

absolutos dos resultados da simulação foram aplicados para estudos de poços e reservatórios, as conclusões principais do estudo foram em geral pertinentes ao desempenho de poços horizontais. O estudo quantificou o efeito de dano à formação e a baixa relação de permeabilidade vertical/horizontal na produtividade de um poço horizontal, que pode ser melhorada com o aumento do comprimento do intervalo de produção. A produtividade do poço foi mais afetada pelo dano de formação no início do intervalo de comprimento do que no final. Ele concluiu que o intervalo de produção no inicio do poço não deveria se ignorado.

THOMAS *et al* [10] apresentaram em seu trabalho o cálculo de *skin* próximo ao furo do poço e o coeficiente de fluxo não Darciano para poços horizontais baseado em se o poço é perfurado em condições abaixo ou acima do equilíbrio. A inclusão de *skin* mecânico e coeficiente de fluxo não Darciano foi previamente publicado por comparação dos modelos de poços horizontais.

McMULLAN *et al* [11] investigaram a inclusão intencional de dano de *skin* mecânico em um reservatório de alta permeabilidade do Mar do norte. Para isto fizeram uma simulação de reservatório com entradas limitadas para melhorar a distribuição de fluxo e recuperação de óleo, com baixo custo de conclusão.

YILDIZ [12] apresentou novos métodos de predizer o fator de *skin* total e correções de dano em poços. Neste trabalho foi mostrado que o modelo de fator de *skin* total baseado na simples adição de fatores de *skin* devido ao dano á formação, perfuração, inclinação, penetração parcial, etc. não funcionam.

FURUI *et al* [13] apresentaram um novo modelo analítico para o fator de *skin* e influxo de reservatório, incluindo o efeito anisotrópico do reservatório e danos heterogêneos. A forma da região de dano perpendicular ao poço é baseada na equação de pressão de um meio anisotrópico sendo circular próximo ao poço e elíptica longe do poço. Este novo modelo também pode ser usado para várias distribuições de dano ao longo do poço, dependendo do tempo de exposição durante perfuração e completação.

YILDIZ [14] desenvolveu um modelo de fluxo integral para simular o escoamento em poços horizontais com tela. O modelo foi composto de multi-segmentos horizontais

e um segmento próximo ao furo do poço. Ele utilizou o modelo para investigar os graus de danos devido a telas, remoção não uniforme de dano e propriedades do reboco. Foi examinada e comparada o prazo longo de desempenho de poços horizontais em termos de taxa de declínio e produtividade acumulada em função do tempo.

PARN-ANURAK e ENGLER [15] desenvolveram um método para simular a invasão do fluido de perfuração em um sistema de duas fases e avaliar o dano subsequente junto ao poço horizontal. O modelo proposto inclui invasão do filtrado, formação de reboco, e componentes de permeabilidade relativa. Os modelos de reboco e filtrado foram desenvolvidos baseados em uma equação de balanço de massa de testemunho e a equação de Darcy. A dispersão de transmissão foi resolvida numericamente para caracterizar invasão de filtrado. Os resultados da simulação previram a distribuição do filtrado e indicou a profundidade máxima de invasão e também os graus de invasão dos fluidos de perfuração próximos ao poço. O método melhorou a caracterização do filtrado e a estimativa de dano ao longo de um poço horizontal.

FURUI *et al* [16] desenvolveram um amplo modelo de fator de *skin* para predizer o desempenho de alguns tipos de completação como em: poço aberto, aberto com *liner*, picotados ou completados com areia de *gravel*. O modelo foi calibrado em extensivas simulações de elementos finitos de fluxo para a completação de poços horizontais. Este modelo também pode mostrar as condições recomendadas para se obter completações de altas produtividades (isto é baixo *skin*) em poços horizontais. Em particular, a interação entre efeitos de dano e efeitos *skin* causadas pelas perfurações ou aberturas foram mostradas para afetar o desempenho de completação de poços horizontais. O modelo desenvolvido foi aplicado para designar ótimas completações para poços horizontais ou laterais.

AL-OTAIBI e OZKAN [17] geraram respostas sintéticas de pressões transientes para diferentes distribuições não uniformes de efeito *skin* ao longo de um poço horizontal e as análises destas respostas foi através de ferramentas convencionais que assumiram uma distribuição uniforme de *skin*. As estimativas de *skin* para interpretação de testes de poço foram então comparadas com distribuição de *skin* conhecida. Eles demonstraram que a interpretação geométrica de um não uniforme efeito *skin* proposto

pela literatura é impreciso e conduz a erros significantes no cálculo da produtividade de poços horizontais.

2.2 TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS X

O uso da tomografia computadorizada de raios X (TC) na engenharia de petróleo tem sido utilizado para auxiliar na visualização das propriedades internas do meio poroso e distribuição interna de fluidos em testes de deslocamentos.

WANG *et al* [18], em 1984, foram os primeiros a utilizar a técnica de tomografia computadorizada na engenharia de petróleo. Eles avaliaram a distribuição de dois fluidos imiscíveis no interior de um meio poroso formado por arenito Berea. Eles também apresentaram a técnica tomográfica com vantagens sobre as técnicas anteriormente utilizadas para a verificação da distribuição de saturação ao longo de meios porosos.

CROMWELL *et al* [19] utilizaram um tomógrafo de primeira geração para avaliar o deslocamento de fluidos em meios porosos de calcáreo Danian e arenito Berea. Uma série de deslocamento simples foi apresentada para provar a viabilidade deste conceito. As seções transversal radial e axial dos meios porosos mostraram o movimento de frentes de fluidos e as mudanças de saturações em locais fixos.

BERGOSH *et al* [20] demonstram a tomografia computadorizada como uma ferramenta de análises de fraturas em testemunhos. Eles mostram que a TC poderia ser utilizada para medidas de fraturas maiores que 0,5 mm em largura. Outros resultados mostraram o local de invasão de fluidos de perfuração.

HOVE *et al* [21] apresentam o uso da TC para examinar uma série de testes de deslocamento em laboratório. Resultados de deslocamentos miscíveis e imiscíveis mostram em detalhes a visualização de regimes de densidades e a informação quantitativa relativa às mudanças de saturação durante testes de deslocamento com evidentes efeitos de dispersão.

WELLIGTON e VINEGAR [22], em 1987, apresentaram uma metodologia para o cálculo da porosidade e saturação em sistemas bi e trifásico utilizando duas metodologias diferentes, uma utilizando fluidos com diferentes níveis de absorção de raios X e a na outra forma usados diferentes níveis de energia de emissão dos raios X. Eles também exemplificaram outra aplicação da tomografia na validação de resultados de testes de recuperação terciária com CO₂ com dados de simulação.

WITHJACK [23] apresentou medidas de saturação, permeabilidades relativas e porosidade por TC e os resultados foram comparados por métodos convencionais. Resultados de saturações de testemunhos com fluidos miscíveis mostram a influência das heterogeneidades de rochas e razão de molhabilidade A saturação também ilustrou uma nova técnica de exibição combinadas de imagens de duas e três dimensões.

HUNT *et al* [24] descreveram as diferentes aplicações de TC como ferramenta de análise de meios porosos. Discutiram as vantagens e desvantagens das gerações de tomógrafos médicos para a análise de meios porosos. Apresentaram métodos possíveis de melhoramento de imagens eliminando ou inimizando os artefatos com subsequente análise dos resultados da aplicação deste método. Compararam os resultados do monitoramento de amostras porosas utilizando tomógrafos de quatro gerações diferentes.

WITHJACK e AKERVOLL [25] apresentaram resultados dos estudos da TC em deslocamento miscíveis em três dimensões em um modelo físico *five-spot* construído com contas de vidro. O principal objetivo foi determinar as características do deslocamento e recuperação volumétrica utilizando um modelo 3D real. Seções axiais são reconstruídas em perspectiva tridimensional, após um pré-processamento por subtração de imagens para remoção de artefatos provocados pelos vértices do modelo.

GILLILAND e COLES [26] usaram a tomografia como ferramenta para avaliar dano em arenitos inconsolidados. Exemplificam vários tipos de dano em arenitos inconsolidados devido às forças de pressões e trocas de temperaturas. A tomografia previu os perfis de invasão dos fluidos e assim obtiveram informações úteis de perfuração.

VINEGAR *et al* [27] reportaram um série de testes de pressões axiais em arenito *Castlegate* que eram monitorados pela tomografia. Conclusões são alcançadas acerca de falhas mecânicas, efeitos no final de amostras, linearidade e compactação isotrópica. O método de CT foi considerado útil de forma a complementar as medidas de mecânicas das rochas tradicionais e colocar poucas limitações adicionais no aparato experimental.

KRILOV *et al* [28] apresentou resultados de um estudo experimental de dano à permeabilidade da formação causada pela invasão dos sólidos inertes simulados por partículas de barita. O uso da barita facilitou as análises de TC dos sólidos na rocha (determinação da distância de penetração) devido à alta resolução para o bário.

WATSON e MUDRA [29] utilizaram a tomografia computadorizada com dois níveis de energia para quantificar o armazenamento em uma amostra de arenito Devonian. Pequenas fraturas foram resolvidas com a tomografia, e a observação da distribuição e magnitude de estocagem foram consistentes com o meio de pequena permeabilidade e grande adsorção.

MacALLISTER *et al* [30] executaram experimentos em três fases óleo/água e gás/água para investigar a dependência da permeabilidade relativa com a molhabilidade. A quantificação de saturação foi feita pela TC. A distribuição de água, óleo e gás formam geradas em 3D.

PETERS *et al* [31] apresentaram uma metodologia para medir o coeficiente de dispersão longitudinal e as propriedades de adsorção em meios porosos através das imagens da tomografia computadorizada. Foram medidos os coeficientes de dispersão e propriedades de adsorção em pacotes de areia e um arenito de Berea. A aquisição de imagens durante um teste de deslocamento pode fornecer informações interessantes para identificação dos mecanismos principais a serem modelados.

BIANCO [32] utilizou a tomografia para avaliar diferentes métodos de preparação de corpos de prova, simulando arenitos inconsolidados em sua condição “in situ” e determinou um método para preparar amostras com porosidade e saturações controladas para experimentos que possibilitaram o estudo da formação e a estabilidade de arcos de areia em arenitos inconsolidados.

TIAN e LU [33] usaram a tomografia para determinar a porosidade de rochas não consolidada, distribuição de porosidade e saturações de rochas consolidadas durante os deslocamentos de óleo/água e água/óleo, ar/água e água/ar. Os resultados mostraram que as porosidade e saturações de amostras artificiais ou naturais medidas com técnica de TC estão dentro de erros experimentais de resultados convencionais.

SCHEMBRE e KOVSCEK [34] apresentaram um método para calcular curvas de permeabilidades relativas com experimentos de embebição espontânea. Foi construída uma célula de embebição e através da tomografia computadorizada foram obtidos os perfis de saturação ao longo de um meio poroso em função do tempo.

RIBEIRO [35] utilizou a tomografia computadorizada para analisar o perfil de invasão de sólidos do carbonato de cálcio (CaCO_3), e da massa polimérica componente do fluido de perfuração utilizada como adensante e inibidores de argila em ensaios de dano em corpos de prova de arenitos consolidados encontrados em reservatórios de petróleo. Como complemento ao estudo do perfil de invasão através da TC foi utilizado a técnica fluorescência de raios-X por dispersão em energia (EDXRF). Com as técnicas foi possível mapear e determinar os elementos presentes nos perfil de invasão em corpos de prova de rocha após ensaio de dano.

TAUD *et al* [36] utilizaram a técnica de segmentação de imagens de TC para determinação de porosidades de rochas. Eles consideraram a imagem tomográfica com uma superfície, os volumes requeridos nas estimativas são obtidos pela medida de integração desta superfície com operações simples aplicadas para histograma de imagem.

3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

3.1 TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS X

A tomografia computadorizada de raios X é uma técnica não destrutiva de avaliação da estrutura interna de objetos. Uma imagem tomográfica é formada devido à atenuação dos raios X que atravessam um determinado volume de interesse. As diferenças de densidades, inertes a um corpo heterogêneo, provocam diferentes graus de atenuação que são traduzidos em diferentes níveis de cinza na imagem final. As imagens formadas devido à passagem dos raios X são coletadas em detectores, processadas por um computador e exibidas na forma de uma seção transversal, que é representada por uma matriz quadrada cujo tamanho é escolhido de acordo com o equipamento disponível, tamanho do objeto a ser analisado e demais parâmetros do exame. Nessa matriz cada elemento quadrado é chamado de *pixel*. Cada seção transversal representa as médias das medidas em uma fatia cuja espessura é, também, definida de acordo com o equipamento e a necessidade de cada exame. Cada volume de elemento desta fatia recebe o nome de *voxel*. Na figura 3.1 esses elementos são representados esquematicamente.

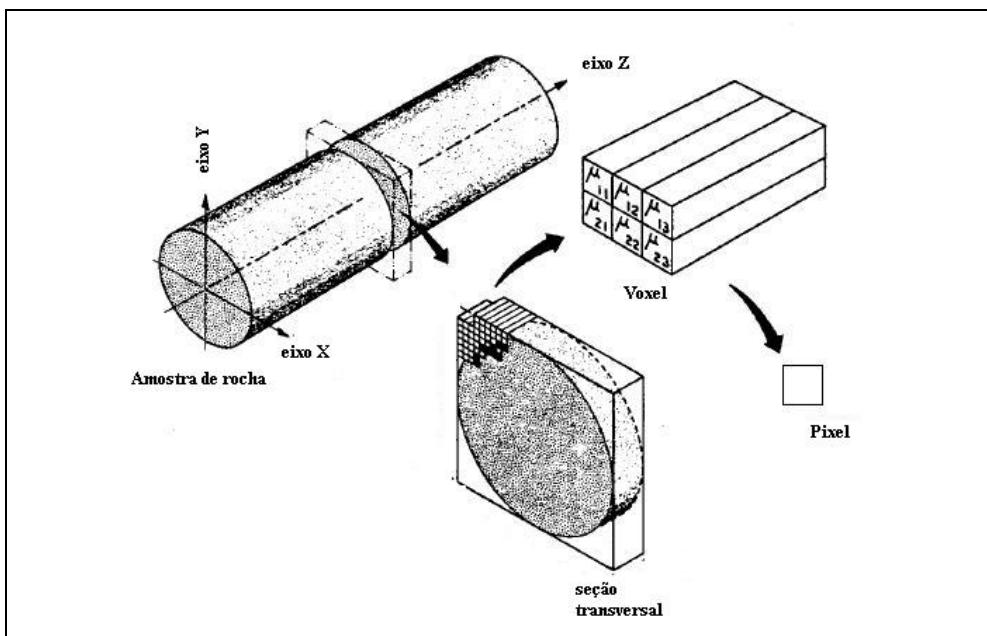


Figura 3.1: Representação dos pixels e voxels [22].

A quantidade de fôtons de raios X que passam através do corpo, determina os graus de cinza nas imagens. Por convenção, fôtons de raios X que atravessam livremente o corpo são representados como uma área negra na imagem final. Ao contrário, quando um feixe de fôtons de raios X é totalmente impedido de atravessar o corpo será representado por uma área branca na imagem final. As atenuações intermediárias são representadas por vários níveis de cinza.

A densidade da área exposta determina a quantidade de raios X que atravessam um material. A densidade de um material é determinada por sua estrutura molecular. Elementos com maiores números atômicos, possuem mais elétrons circulando e o núcleo mais pesado. Quanto mais partículas atômicas tiverem em um elemento, mais compacta será sua estrutura molecular e, consequentemente, maior sua densidade.

O grau de atenuação do feixe de raios X é quantificado e expresso em termos de unidades de *Hounsfield* (UH), nome dado em homenagem ao inventor da tomografia computadorizada, Godfrey Newbold Hounsfield. Este número é também conhecido como número de TC e pode ser expresso pela equação 3.1

$$UH_{(x,y)} = \frac{\mu_{(x,y)} - \mu_w}{\mu_w} \times 1000 \quad (3.1)$$

Onde:

- $UH_{(x,y)}$ = unidade Hounsfield como função da posição;
- $\mu_{(x,y)}$ = coeficiente de atenuação para raios X do material, também como função da posição;
- μ_w = coeficiente de atenuação para raios X da água.

Por convenção, Hounsfield escolheu o valor de TC igual a 0 para água, -1000 para o ar e 1000 para o osso. Desta forma, cada unidade UH representa uma alteração de 0,1% no coeficiente de atenuação do material investigado em relação à água.

Neste trabalho o equipamento utilizado é calibrado com rochas. Neste caso, os valores gerados pelo tomógrafo não podem ser associados à escala Hounsfield. Por este motivo, apresentam-se os resultados como número de TC, já que em cada estudo podem-se utilizar materiais diferentes para a calibração. Para estudos comparativos será sempre utilizada a mesma calibração.

Na maioria dos tomógrafos, a faixa de unidade TC vai de -1000 representando o ar a 3000, representando materiais bastante densos. As rochas de reservatórios estão geralmente na faixa de 1000 a 2000.

3.2 CRIAÇÃO DA IMAGEM TOMOGRÁFICA

Tradicionalmente, o processo de geração de imagem através da tomografia computadorizada pode ser dividido em quatro etapas principais, conforme representado na figura 3.2.

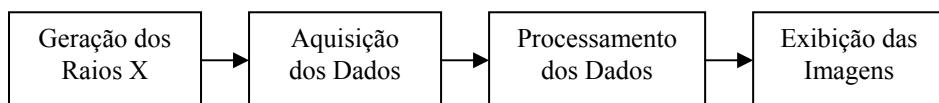


Figura 3.2: Etapas de uma imagem tomográfica.

3.2.1 GERAÇÃO DOS RAIOS X

Os raios X são produzidos quando elétrons que se movem rapidamente atingem um alvo sólido. No tubo de raios X, os elétrons obtêm alta velocidade pela tensão aplicada entre o anodo e o catodo. Os elétrons que atingem o alvo interagem com o mesmo, transferindo suas energias cinéticas para os átomos do alvo. Estas interações ocorrem a pequena profundidade de penetração dentro do alvo. Os elétrons interagem com qualquer elétron orbital ou núcleo dos átomos do alvo. As interações resultam na conversão de energia cinética em energia térmica e em energia eletromagnética (raios X).

A maior parte da energia cinética dos elétrons, cerca de 99% é convertida em calor e apenas 1% produz radiação, através de múltiplas colisões com os elétrons dos átomos do alvo. Após várias interações, é gerada uma cascata de elétrons de baixa energia. Estes elétrons não possuem energia suficiente para prosseguir ionizando os átomos do alvo, mas conseguem excitar os elétrons das camadas mais externas, os quais retornam ao seu estado normal de energia emitindo radiação infravermelha. Na figura 3.3 é apresentado o esquema de um tubo de raios X com seus principais componentes.

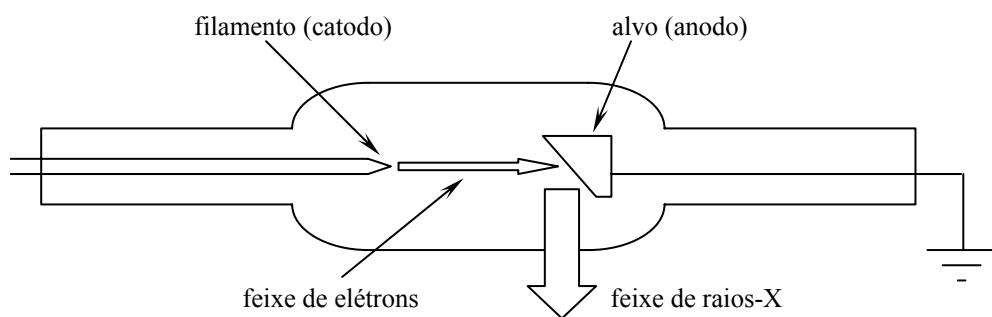


Figura 3.3: Tubo de raios X [37].

3.2.1.1 MECANISMO DE PRODUÇÃO DE RAIOS X

Existem dois mecanismos de produção de raios X, dependendo do tipo de interação entre os elétrons e o alvo.

- **Radiação de Frenamento:** Este processo envolve um elétron passando bem próximo a um núcleo do material do alvo. A atração entre o elétron e o núcleo faz com que o elétron seja desviado de sua trajetória perdendo parte de sua energia. Esta energia cinética perdida é emitida na forma de raios X, que é conhecido como *bremsstrahlung* ou radiação de frenamento. Dependendo da distância entre a trajetória do elétron incidente e o núcleo, o elétron pode perder parte ou até toda sua energia. Isto faz com que os raios X de *bremsstrahlung*

tenham diferentes energias, desde valores baixos até a energia máxima que é igual a energia cinética do elétron incidente.

- **Raios X característicos:** O processo envolve uma colisão entre o elétron incidente e um elétron orbital ligado ao átomo no material do alvo. O elétron incidente transfere energia suficiente ao elétron orbital para que seja ejetado de sua órbita, deixando um “buraco”. Esta condição instável é imediatamente corrigida com a passagem de um elétron de uma órbita mais externa para este “buraco”. Esta passagem resulta numa diminuição da energia potencial do elétron, e o excesso de energia é emitido como raios X. Este processo de “enchimento” pode ocorrer numa única onda eletromagnética emitida ou em transições múltiplas (emissão de vários raios X de menor energia).

3.2.1.2 ESPECTRO DE EMISSÃO DOS RAIOS X

O espectro de emissão é fundamental para descrever os processos de produção de fótons em um aparelho de raios X. É obtido através de um gráfico da quantidade de fótons de determinada energia versus a intensidade do feixe (figura 3.4). A energia máxima, expressa em keV, é igual em magnitude, a diferença de potencial de aceleração.

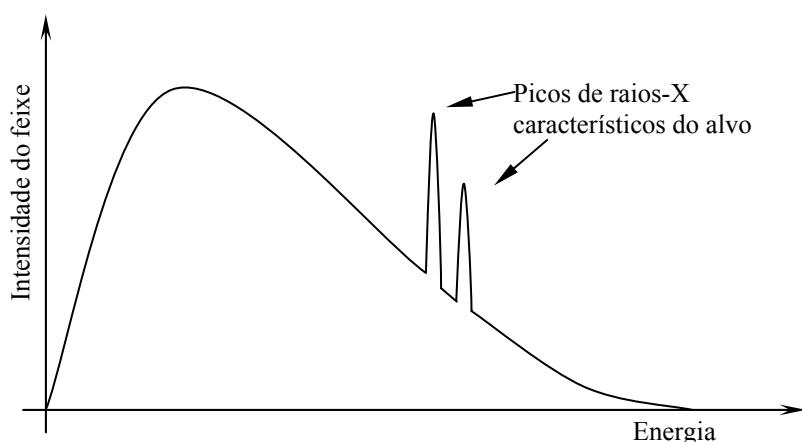


Figura 3.4: Espectro de um tubo de raios X [37].

3.2.1.3 INTERAÇÃO DOS RAIOS X COM A MATÉRIA

Devido ao seu caráter ondulatório, ausência de carga e massa de repouso, os raios X podem penetrar um material percorrendo grandes espessuras antes de sofrer a primeira interação. Este poder de penetração depende da probabilidade ou secção de choque de interação para cada tipo de evento que pode absorver ou espalhar a radiação incidente.

Os principais modos de interação são:

- **O efeito fotoelétrico:** ocorre quando um fóton de raio X choca-se com um elétron de um átomo e desloca-o de sua camada orbital no átomo. Com a perda do elétron, o átomo fica ionizado. Nesta situação toda a energia do fóton de raio-X é utilizada para deslocar o elétron. Este efeito é muito acentuado nos materiais muito densos como, por exemplo, no chumbo e depende do número atômico do elemento.
- **O efeito Compton:** o fóton aproxima-se do átomo, choca-se com um elétron orbital, podendo ou não arrancá-lo da camada orbital, dependendo da energia envolvida, mas o que é fundamental: não cede toda a sua energia e neste caso o fóton de raio X é desviado de sua trajetória. Nesta nova trajetória ele pode interagir com outros átomos e sofrer de novo desvio de sua trajetória. Ao final, a trajetória deste fóton não é retilínea.

A figura 3.5 mostra um esquema ilustrativo destes dois tipos de interação dos raios X com a matéria.

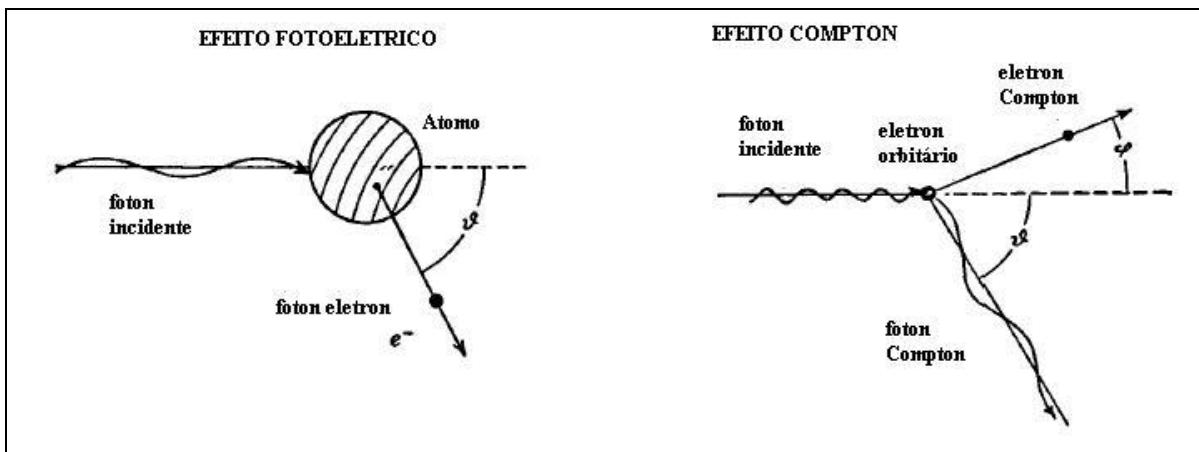


Figura 3.5: Esquema ilustrativo dos efeitos fotoelétrico e Compton [38].

As interações fotoelétricas predominam para todos os materiais em energias de fótons suficientes baixas, mas a medida que a energia cresce, o efeito fotoelétrico diminui mais rapidamente que o efeito *Compton* e este acaba se tornado predominante. Continuando a aumentar a energia do fóton, ainda que o efeito *Compton* decresça em termo absoluto, continua aumentando em relação ao efeito fotoelétrico. Acima da energia de alguns MeV para o fóton, a produção de pares passa a ser a principal contribuição para as interações de fótons. A figura 3.6 mostra a variação da participação de cada um desses processos para a variação do número atômico (Z) e da energia dos fótons.

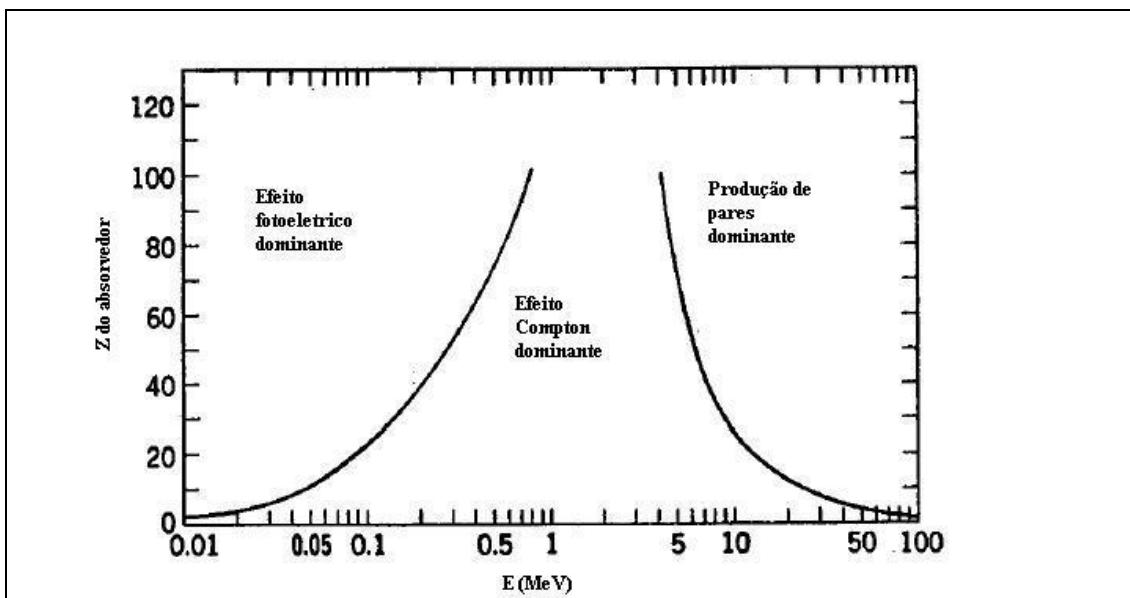


Figura 3.6: Importância relativa dos diversos processos de interação dos raios X com matéria em função da energia do fóton e do numero atômico do material [38].

3.2.1.2 COEFICIENTE DE ATENUAÇÃO

Quando um feixe de raios X incide sobre um material de espessura x , parte da radiação é espalhada, parte é absorvida pelos processos já descritos anteriormente e uma fração atravessa o material sem interagir. A intensidade I do feixe emergente está associada à intensidade I_0 do feixe incidente monoenergético, pela relação:

$$I = I_0 \cdot e^{-\mu x} \quad (3.2)$$

onde μ é denominado de Coeficiente de Atenuação Linear Total e representa a probabilidade do feixe sofrer atenuação devido ao espalhamento *Compton* e a absorção fotoelétrica, sendo que pode ser expresso através da seguinte equação [22]:

$$\mu = Q(E)\rho + \left(\frac{b\bar{Z}}{E^{3,2}} \right) \rho \quad (3.3)$$

Onde:

$Q(E)$ = Coeficiente de *Klein-Nishina*;

ρ = Peso específico;

\bar{Z} = Número atômico efetivo;

E = energia do fóton (keV);

b = constante ($9,9 \times 10^{-24}$)

A presença desses dois mecanismos permite que, através do controle apropriado do nível energético dos raios X, se façam medições seletivas gerando dois tipos de imagens, uma função da densidade e outra do número atômico do material.

3.2.2 AQUISIÇÃO DE DADOS

Os componentes envolvidos nesta etapa da criação das imagens são o gerador e o *gantry*.

O *gantry* contém o sistema de geração de raios X. Nele também se encontra a eletrônica responsável pela coletas de dados. Este apresenta como componentes principais os seguintes itens: tubo de raios X, gerador de raios X, detectores e fontes de energia para a placa de sistema e para o anel de detectores.

O gerador produz e transmite energia para o tubo de raios X. A capacidade de energia do gerador é medida em *kilowatts* (kW). Um gerador pode ter a saída com a tensão em um único pico ou variável. Os que possuem saída com um pico são mais precisos, mas em contrapartida, os com saída variável tem um espectro de leitura com melhor definição para materiais com composição mais heterogênea.

Os feixes de raios X que atravessam o objeto ao ser tomografado atingem os detectores. Se o detector for constituído de material cintilante, a energia dos raios X se transforma em luz. Outros elementos no detector, geralmente um fotodiodo, convertem os níveis de luz em corrente elétrica. Se o detector for a gás xenônio, o fóton incidente ioniza o gás e os íons são acelerados pela alta tensão nas lâminas dos detectores.

Conversores analógico-digitais são utilizados para converter os sinais elétricos em sinais digitais, que são transmitidos a uma central de processamento para reconstrução da imagem na forma de uma matriz. Nessa matriz são atribuídos valores a cada *pixel*. Essa imagem digitalizada é enviada ao monitor de vídeo para as análises.

3.2.3 PROCESSAMENTO DOS DADOS

O primeiro passo no processamento dos dados é o cálculo do logaritmo da razão de cada sinal para o sinal de referência. Os valores obtidos são então normalizados para uma escala apropriada uma vez que, na prática não se utilizam os valores absolutos do coeficiente de atenuação linear e sim uma escala de números tomográficos (TC). O número TC é função do coeficiente de atenuação linear e é calculado pela equação 3.1.

Os dados obtidos de perfis individuais são armazenados para serem utilizados na reconstrução da imagem.

Os métodos de reconstrução da imagem fazem a deconvolução do raio soma, de modo a determinar o valor do coeficiente de cada *pixel*. Se o plano a ser reconstruído é uma matriz de $n \times n$ *pixels*, então são necessárias n medidas independentes da intensidade transmitida atravessando a matriz em diferentes direções.

Existem vários métodos de reconstrução, porém a reconstrução por retroprojeção filtrada é a mais usada em tomógrafos médico. Este método consiste na aplicação de uma transformada de *Fourier* com um filtro especial para modificar o sinal e o ruído dos dados em preparação à retroprojeção.

3.3 TIPOS DE TOMOGRAFOS

A configuração do tubo de raios X e dos detectores determina a geração do tomógrafo. O primeiro sistema produzido, tomógrafo de primeira geração, agora completamente obsoleto, era constituído de uma fonte e um único detector. As imagens eram feitas por meio da emissão de um único feixe paralelo de raios X através do objeto, sendo captado pelo detector posicionado no lado do objeto. Após isto, o tubo e o detector eram rotacionados em aproximadamente um grau, e uma nova emissão era feita. Este processo era repetido até uma rotação de 180º do tubo e do detector. Naturalmente este processo era lento, levando no mínimo 300 segundos para uma varredura.

Nos tomógrafos de segunda geração, também o feixe de raios X atravessa linearmente o objeto antes da rotação. Entretanto, o feixe de raios X é em forma de leque, ao invés de um feixe fino, como nos de primeira geração. Isto faz com que os

raios atravessem uma maior extensão do objeto numa única emissão. Ao invés de um único detector, como nos de primeira geração, este tipo de tomógrafo possui de 3 a 52 detectores. Essas inovações reduziriam significativamente o tempo de mapeamento com raios X, tendo agora um intervalo de 15 segundos a 2 minutos para uma varredura. Porém ainda era um processo muito lento para os propósitos da área médica. Esse tipo de tomógrafo também está fora de uso.

O próximo avanço resultou no tomógrafo de terceira geração. Com um numero ainda maior de detectores, de 288 a 1024, reduzindo o tempo de varredura para 2 a 3 segundos. Nestes tomógrafos não há necessidade de movimento de translação. Uma única fonte de raios X e um arco de detectores estão alinhados em uma estrutura que é rotacionada em torno do paciente.

A quarta geração de tomógrafos trouxe uma inovação em relação às primeiras três gerações descritas acima: apenas o tubo de raios X gira em torno do paciente. Um anel de detectores contendo 300 a 2400 detectores está fixado na estrutura que envolve o paciente. A varredura pode ocorrer em apenas 1 segundo. Os esquemas básicos destas quatro gerações de tomógrafos estão ilustrados na figura 3.7.

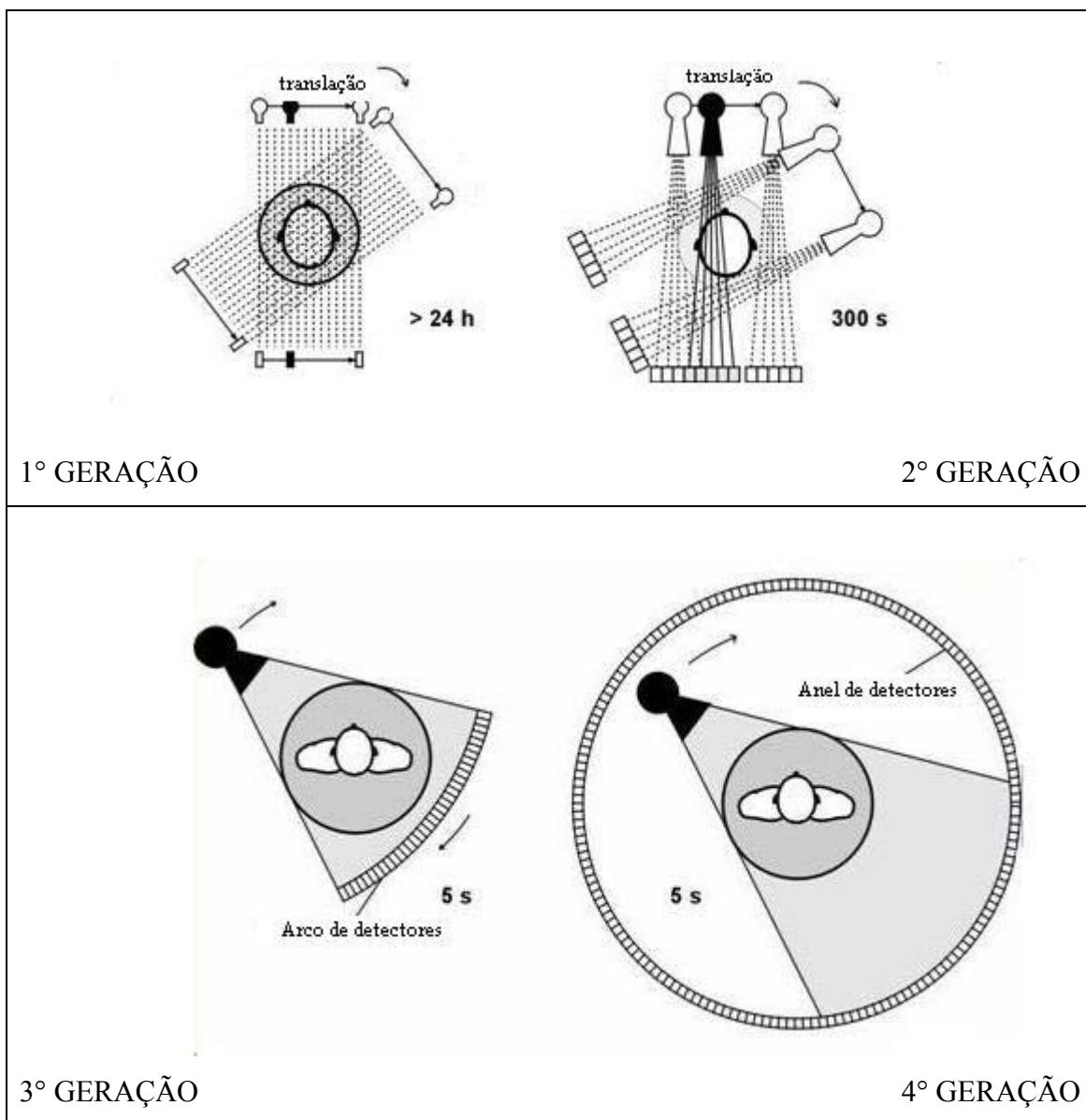


Figura 3.7: As quatro gerações de tomógrafos [39].

O tomógrafo de quinta geração não usa um tubo de raios X convencional. A fonte de raios X foi substituída por quatro alvos de tungstênio em forma de anel que são atingidos por um feixe de elétrons colimados e posicionados por um campo eletromagnético produzindo os raios X. Os raios X são atenuados após atravessarem o paciente e é registrado por um conjunto de detectores de estado sólido. Não existem mais partes móveis no *gantry*. O tempo de varredura é de 50ms. A figura 3.8 mostra um esquema básico desta geração.

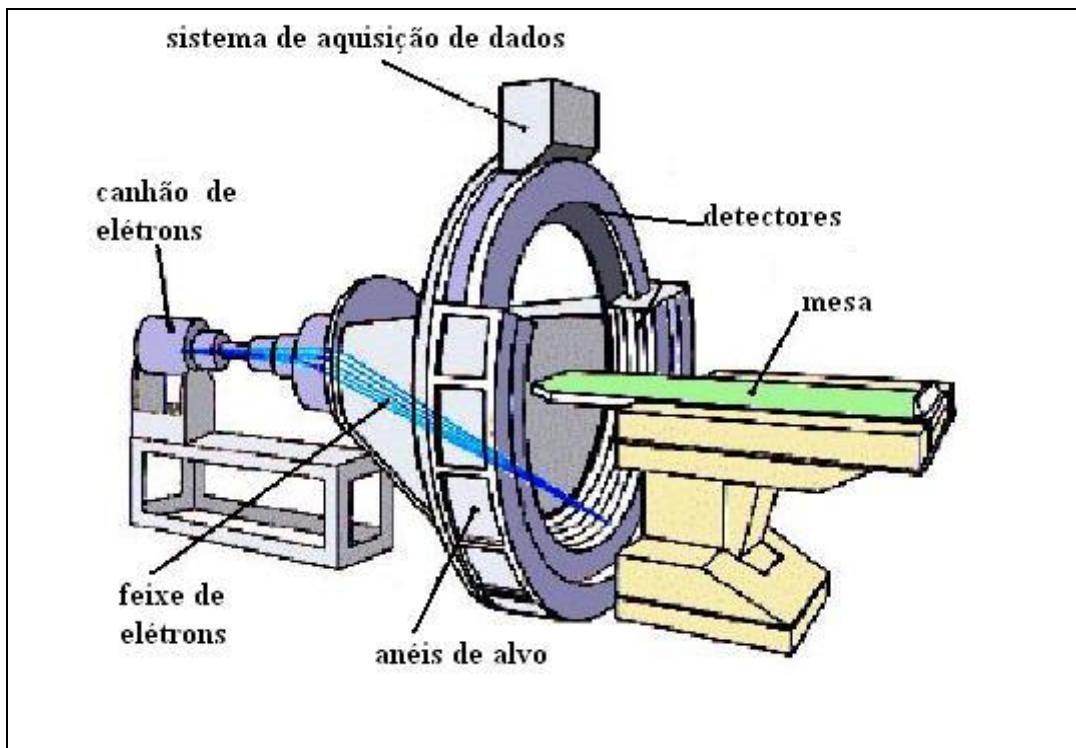


Figura 3.8: Tomógrafo de quinta geração [39].

Para os estudos tomográficos deste trabalho foi utilizado um tomógrafo médico de quarta geração de propriedade do Centro de Pesquisas da Petrobras.

3.4 ESCOAMENTO EM MEIOS POROSOS

O petróleo, após ser gerado e ter migrado, é eventualmente acumulado em uma rocha que é chamada de reservatório. Esta rocha pode ter qualquer origem ou natureza, mas para se constituir em um reservatório deve apresentar espaços vazios no seu interior (porosidade), e que estes vazios estejam interconectados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade. Desse modo, podem se constituir rochas-reservatório os arenitos e calcarenitos, e todas as rochas sedimentares essencialmente dotadas de porosidade intergranular que sejam permeáveis. Algumas rochas, como os folhelhos e alguns carbonatos normalmente porosos, porém impermeáveis, podem vir a se constituir reservatórios quando se apresentam naturalmente fraturados.

Uma rocha-reservatório, de uma maneira geral, é composta de grãos ligados uns aos outros por um material, que recebe o nome de cimento. Também existe entre os

grãos ou outro material muito fino chamado de matriz. O volume total ocupado por uma rocha-reservatório é a soma do volume dos espaços vazios existentes entre eles. O volume de espaços vazios é também chamado de volume poroso. Portanto, a porosidade de uma rocha é definida por:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (3.4)$$

e o volume total da rocha é dado pela soma

$$V_t = V_p + V_s \quad (3.5)$$

Onde: ϕ é a porosidade; V_t é o volume total da rocha; V_p é o volume poroso; e V_s é o volume de sólidos.

A porosidade depende da forma, da arrumação e da variação de tamanho dos grãos, além do grau de cimentação da rocha.

No estudo de um reservatório de petróleo é fundamental o conhecimento de propriedades básicas da rocha e dos fluidos nela contidos. São essas propriedades que determinam as quantidades dos fluidos existentes no meio poroso, a sua distribuição, a capacidade desses fluidos se moverem e, mais importante de todas, a quantidades de fluidos que pode ser extraída. Além da porosidade, já definida anteriormente, outras importantes propriedades devem se consideradas.

3.4.1 SATURAÇÃO

Além de hidrocarbonetos, os poros de uma rocha-reservatório contêm água. Assim sendo, o conhecimento do volume poroso não é suficiente para se estabelecer as quantidades de óleo e/ou gás contidas nas formações. Para que essas quantidades sejam

estimadas, é necessário se estabelecer que percentual do volume poroso é ocupado por cada fluido. Esses percentuais recebem o nome de “saturação”.

A saturação de óleo, água e gás é o percentual do volume poroso (V_p) ocupado por cada uma dessas fases, ou seja:

- Saturação de Óleo: $S_o = V_o / V_p$
- Saturação de Gás: $S_g = V_g / V_p$
- Saturação de Água: $S_w = V_w / V_p$

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (3.6)$$

Ao ser descoberto, um reservatório de petróleo apresenta certa saturação de água, que recebe o nome de água conata.

3.4.2 PERMEABILIDADE ABSOLUTA

Mesmo que uma rocha contenha uma quantidade apreciável de poros e dentro desses poros existam hidrocarbonetos em uma quantidade razoável, não há garantia de que eles possam ser extraídos. Para que isso ocorra, é necessário que a rocha permita o fluxo de fluidos através dela.

Os fluidos percorrem o que se poderia chamar de “canais porosos”. Quanto mais cheios de estrangulamentos, mais estreitos e mais tortuosos forem esses canais porosos, maior será o grau de dificuldade para os fluidos se moverem no seu interior. Por outro lado, poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao fluxo de fluidos.

A medida da capacidade de uma rocha permitir o fluxo de fluidos é chamada permeabilidade. Quando existe apenas um único fluido saturando a rocha, esta

propriedade recebe o nome de “permeabilidade absoluta”. A permeabilidade tem por símbolo a letra “K”, e a sua unidade de medida mais utilizada é o *Darcy*, em homenagem ao engenheiro francês Henry D’Arcy (1803-1858) que formulou a equação de deslocamento de fluidos em meios porosos.

A equação 3.7 representa o fluxo de um fluido através de um meio poroso linear. O fluido tem viscosidade μ e o meio poroso tem comprimento L e seção reta (área aberta ao fluxo) A . Segundo a equação, a vazão q através do meio poroso é diretamente proporcional ao comprimento e à viscosidade. A permeabilidade é uma constante de proporcionalidade característica do meio poroso.

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (3.7)$$

Por definição, um *darcy* é a permeabilidade de uma rocha na qual um gradiente de pressão de 1 atm/cm promove a vazão de 1 cm³/s de um fluido de viscosidade de 1 centipoise através de 1 cm² de área aberta ao fluxo.

Na maioria das situações o fluxo radial é o que melhor caracteriza o movimento dos fluidos do reservatório para o poço.

Na equação 3.8, o fluido se desloca radialmente em um meio poroso de forma cilíndrica, onde se localiza um poço de raio r_w . O meio poroso tem altura L e raio externo r_e . O termo $(P_e - P_w)$ indica a diferença de pressão entre a periferia e o centro do poço, e é o agente responsável pelo deslocamento.

$$K = \frac{q\mu \ln \frac{r_e}{r_w}}{2\pi L(P_e - P_w)} \quad (3.8)$$

3.4.3 PERMEABILIDADE EFETIVA

Uma rocha-reservatório contém sempre dois ou mais fluidos, de modo que a permeabilidade absoluta não é suficiente para se medir a facilidade com que determinado fluido se move no meio poroso.

No caso da existência de mais de um fluido, a facilidade com que um se move é chamada de permeabilidade efetiva ao fluido considerado. Por exemplo, se em um meio poroso estão fluindo água e óleo, tem-se permeabilidade efetiva à água e permeabilidade efetiva ao óleo. O símbolo da permeabilidade efetiva é a letra K com um subscrito correspondente ao fluido em questão. Assim, as permeabilidades efetivas ao óleo, ao gás e à água têm por símbolos K_o , K_g e K_w , respectivamente.

As permeabilidades efetivas aos fluidos dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso. A cada valor de saturação de um fluido corresponde um valor de permeabilidade efetiva àquele fluido.

3.4.4 PERMEABILIDADE RELATIVA

Nos estudos de reservatório, costuma-se utilizar os valores de permeabilidades após submetê-los a um processo de normalização. Normalizar os dados de permeabilidade nada mais é que dividir todos os valores de permeabilidades efetivas por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base. Ao resultado da normalização dá-se o nome de permeabilidade relativa.

O valor de permeabilidade mais utilizado como base é a permeabilidade absoluta. Assim, pode-se definir:

- Permeabilidade relativa ao Óleo: $K_{ro} = \frac{K_o}{K}$
- Permeabilidade relativa ao Gás: $K_{rg} = \frac{K_g}{K}$
- Permeabilidade relativa à água: $K_{rw} = \frac{K_w}{K}$

3.4.5 REGIME DE FLUXO

Como já mencionado anteriormente, o fluxo radial é o que melhor caracteriza o movimento dos fluidos do reservatório para o poço. Para isso devem-se assumir algumas premissas básicas:

- O reservatório tem espessura constante;
- é considerado homogêneo em toda a sua extensão, com relação a todas as propriedades da rocha;
- é isotrópico com relação à permeabilidade;
- está saturado com um único fluido;
- o poço é completado em todo o intervalo produtor para assegurar o fluxo radial em toda a espessura do reservatório.

A figura 3.10 mostra esquematicamente à distribuição de pressões ao longo do reservatório, com o poço produzindo em condições estabilizadas a uma vazão constante q , sendo \bar{p} a média das pressões ao longo do reservatório ponderada em relação ao volume, h a altura do reservatório e K a permeabilidade da formação.

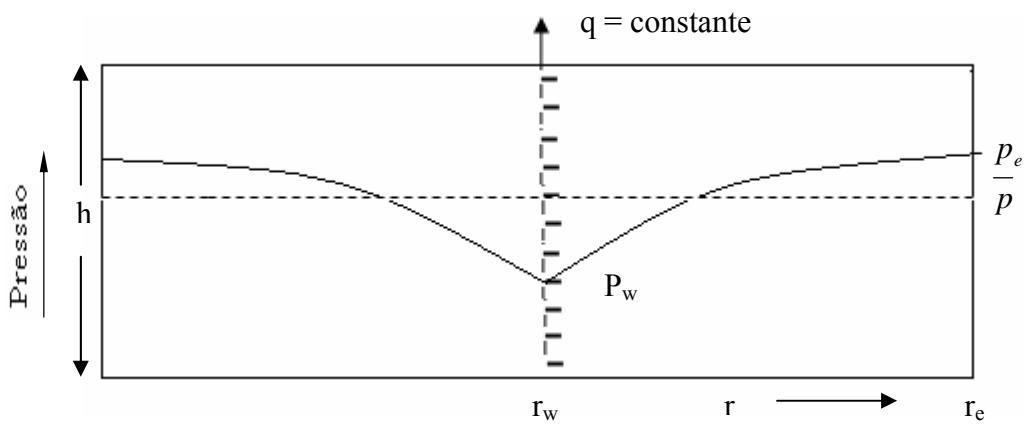


Figura 3.9: Distribuição de pressões no reservatório sob o regime de fluxo estabilizado.

Quando se coloca um poço em produção, demora-se um pouco para atingir as condições de fluxo estabilizado, ou seja, o distúrbio causado pela aplicação do diferencial de pressão ($p_e - p_w$) não atinge instantaneamente o raio externo do sistema (r_E). Durante o período de transição, conhecido como regime de fluxo transiente, as vazões de produção são as maiores, declinando até se atingir o fluxo estabilizado (se for mantida a pressão de fluxo constante). O período de fluxo transiente geralmente é de curta duração (poucos dias, ou até mesmo horas), mas pode alongar-se em reservatórios de baixa permeabilidade. Na realidade, a duração do transiente tem relação direta com o tamanho do reservatório, a compressibilidade, a viscosidade do fluido do reservatório e relação inversa com a permeabilidade absoluta, entre outros fatores.

Nas condições de fluxo estabilizado sem aporte de fluidos, ou seja, após o reservatório produzir por um período de tempo suficiente para atingir-se o limite externo do sistema e que este limite externo não permita a passagem de fluido para dentro da célula radial, tem-se a condição de fluxo pseudopermanente (*semi-steady state*). A solução do modelo pseudopermanente é dada pela equação.

$$p_e - p_w = \frac{q\mu}{2\pi Kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right) \quad (3.9)$$

A equação 3.9 pode também ser escrita em termos da pressão estática atual do reservatório que, neste caso, é expressa pela pressão média:

$$\bar{p} - p_w = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \quad (3.10)$$

A condição de fluxo permanente é apropriada quando a pressão do reservatório é mantida, por exemplo, por um influxo natural de água. Devido ao suporte de pressão, a pressão estática do reservatório se mantém igual a p_e (pressão limite externo) Neste caso, \bar{p} representa apenas a média das pressões ao longo do reservatório durante o fluxo estabilizado.

As equações apresentadas podem ser expressas em termos do índice de produtividade IP definido pela equação 3.11.

$$IP = \frac{q}{P_e - P_w} = \frac{2\pi kh}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (3.11)$$

A vazão de produção q que aparece nas equações está relacionada às condições de pressão e temperatura do reservatório. Para expressá-la nas condições de superfícies, deve-se introduzir o fator volume de formação do fluido (B), que é a relação entre o volume ocupado pelo fluido nas condições de reservatório e o volume ocupado na temperatura e pressão de superfície. Nestas condições a equação 3.11 pode ser escrita como:

$$IP = \frac{52,54kh(p_e - p_w)}{\mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (3.12)$$

3.4.6 DANO DE FORMAÇÃO

O dano se comporta como uma perda de carga localizada na parede do poço e contribui para que a produtividade seja reduzida. A queda de pressão adicional devida ao dano depende da sua severidade e da vazão do poço. As condições de fluxo na vizinhança do poço podem estar alteradas por diversas razões. Por exemplo, a invasão do filtrado de perfuração na formação pode ocorrer para que a permeabilidade na zona invadida seja menor que a original.

Pode também ocorrer de a condição de fluxo na região alterada ser melhor que a original, traduzindo na melhoria da produtividade. Neste caso diz-se que o poço está estimulado.

As alterações de permeabilidade na vizinhança do poço são chamadas de efeito *skin*.

A figura 3.10 descreve a área de interesse do poço com a zona alterada próximo ao furo do poço. Considerando que K é a permeabilidade absoluta do reservatório e K_s é a permeabilidade da zona alterada.

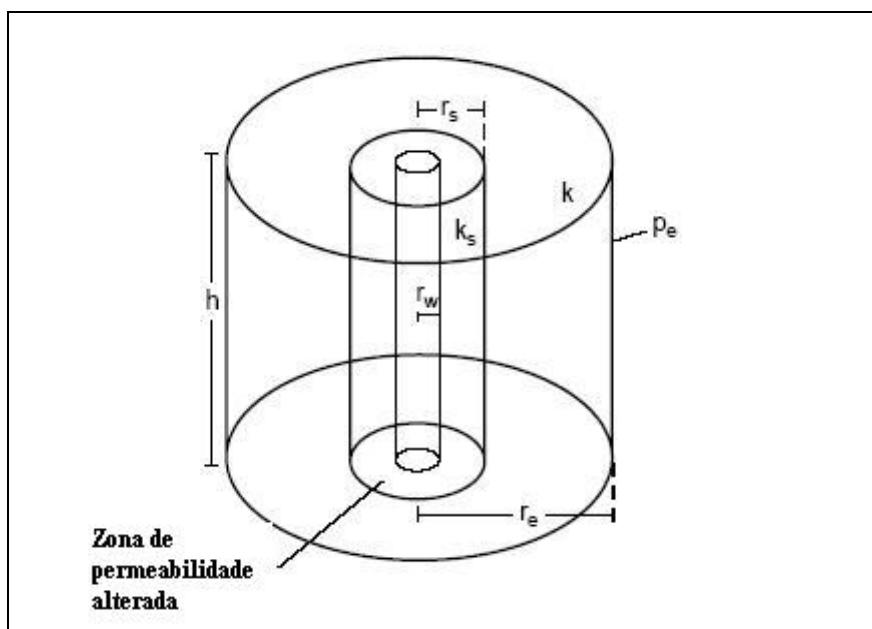


Figura 3.10: Zona de permeabilidade alterada K_s próximo ao poço [40].

VAN EVERDIGEN [2] definiu o efeito *skin* como a causa da diferença de pressão de um fluxo permanente.

$$\Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} s \quad (3.13)$$

Somado as equações 3.9 e 3.13 tem-se:

$$p_e - p_w = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right) \quad (3.14)$$

Substituindo a equação 3.14 na equação 3.12 tem-se:

$$IP = \frac{52,54kh(p_e - p_w)}{\mu B \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \quad (3.15)$$

Assumindo que p_s é a pressão para o limite exterior da zona alterada, da equação 3.12 a relação para região não danificada é:

$$IP = \frac{52,54kh(p_s - p_{w,ideal})}{\mu B \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)} \quad (3.16)$$

E a região com dano:

$$IP = \frac{52,54k_s h(p_s - p_{w,real})}{\mu B \ln(\frac{r_s}{r_w})} \quad (3.17)$$

Usando os valores respectivos de pressão de fundo de poço para região sem dano ideal e dano real para o escoamento.

As equações 3.16 e 3.17 podem ser combinadas com a definição de efeito *skin*.

$$\Delta p_s = p_{w,ideal} - p_{w,real} \quad (3.18)$$

e assim obter:

$$\Delta p_s = \frac{52,54qB\mu}{h} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \left(\frac{1}{k_s} - \frac{1}{k}\right) \quad (3.19)$$

As equações 3.19 e 3.13 podem ser combinadas:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (3.20)$$

que é a relação HAWKINS [1] para o efeito *skin*.

Se $k_s < k$ então $s > 0$ e o poço sofreu dano. Se $k_s > k$, então $s < 0$ e o poço está estimulado. Para $s = 0$, a permeabilidade próximo ao furo do poço é igual à permeabilidade do reservatório original.

3.4.7 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os fluidos de perfuração são misturas de sólidos, líquidos, e por vezes, até gases. Do ponto de vista químico eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes.

Os fluidos de perfuração devem ser especificados de forma a garantir uma perfuração rápida e segura. Assim, é desejável que o fluido apresente as seguintes características:

- ser estável quimicamente;
- estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- facilitar a separação dos cascalhos na superfície;
- manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso;
- ser inerte em relação a danos às rochas produtoras;
- aceitar qualquer tratamento, físico e químico;
- ser bombeável;
- apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão em relação à coluna de perfuração e demais equipamentos do sistema de circulação;
- facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço; e
- apresentar custo compatível com a operação.

Os fluidos de perfuração possuem, basicamente, as seguintes funções:

- limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca e transporta-los até a superfície;
- exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis (*kick*) e estabilizar as paredes do poço;
- resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca.

A classificação de um fluido de perfuração é feita em função de sua composição. Embora ocorram divergências, o principal critério se baseia no constituinte principal da fase contínua ou dispersante. Neste critério, os fluidos são classificados em fluidos à base de água, fluidos a base óleo e fluidos à base de ar ou gás. Para realização deste trabalho foram utilizados fluidos à base de água.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo é feita a descrição dos principais equipamentos, dos procedimentos adotados para caracterização dos corpos de prova e a metodologia adotada para os ensaios.

4.1 TOMÓGRAFO COMPUTADORIZADO DE RAIOS X

O tomógrafo computadorizado de raios X modelo PQS da *Picker* (figura 4.1) é de quarta geração e foi desenvolvido para uso médico. Para sua aplicação industrial apresenta apenas duas modificações: a adaptação de um sistema para posicionamento de amostras na mesa e a inclusão de outra mesa, também com o objetivo de suportar amostras, na parte posterior do equipamento.



Figura 4.1: Tomógrafo PICKER-PQS do CENPES/PETROBRAS.

O tubo de raios X deste tomógrafo é do tipo rotatório com anodo de tungstênio de fabricação *Dunlee* (modelo DU-2005). Possui 1200 detectores, que permitem a

visualização de seções de 1 a 10mm de espessura, apresentadas na forma de uma matriz bidimensional de no máximo 512 x 512 pixels. A tabela 4.1 traz as características físicas do tubo de raios X.

Tabela 4.1: Características físicas do tubo de raios X [41].

Tensão nominal	150kVp
Velocidade do anodo	9000RPM
Carga máxima	18/30 kW
Capacidade térmica do anodo	2000KHU
Ângulo de inclinação	10 graus
Filtragem mínima própria	1,5 mm Al
Corrente	200 mA

No *gantry*, módulos de detectores estacionários circundam uma estrutura rotatória na qual o tubo de raios X é suportado. Durante o curso da varredura, raios X são projetados através do objeto analisado e incidem nos detectores durante os 360° de rotação. Os dados são coletados nos detectores durante os períodos de integração, também chamados de intervalos de dados. O número e o comprimento dos períodos de integração dependem dos parâmetros de varredura.

Os módulos de detectores convertem os raios X em uma tensão proporcional a sua intensidade. A tensão alimenta um canal de dois estágios: tensão para freqüência, seguido de condicionamento de sinal que emite duas meias palavras: contador de meia-palavra (CHW) e tempo de meia palavra (THW). O CHW e o THW são transferidos para uma placa de processamento de dados (DPPC) usando o CHW e o THW, e enviados para o console sob um controle de sincronização de transferência de dados.

A placa responsável pela sincronização de varredura monitora a rotação da estrutura rotatória, determinando a indutância e interrupção do feixe de raios X, começar e terminar a coleta de dados de projeção e o comprimento dos intervalos de dados para cada projeção. Um sinal produzido pelos circuitos de sincronização de varredura é o pulso DITS (sinal de sincronização de intervalos de dados). Quando

habilitados, pulsos DITS iniciam os ciclos de aquisição/transferência de dados. Cada pulso DITS, comanda a aquisição de dados provenientes de uma projeção e simultaneamente, a transferência de dados tomados na projeção anterior. Para uma projeção, dados são tomados de todos os detectores ativos iluminados pelo feixe de raios X durante um período de integração. Um outro par de sinais produzidos pelos circuitos de sincronização da varredura são o interruptor de posição programada e o interruptor da seqüência de final de dados.

Apesar de existirem 300 canais disponíveis e 1200 detectores ativos, a qualquer tempo (durante uma varredura normal), nem todos são usados para criar cada projeção de uma imagem. Os dados obtidos no campo de dados são usados para corrigir a flutuação, melhorando a qualidade da imagem.

A verdadeira quantidade de dados dos detectores transferidos (para cada projeção) é constante para uma varredura em particular, mas depende do parâmetro de varredura “tamanho de campo”. A rotação da moldura é monitorada para controlar a ordem de transferência. Conforme a moldura gira, detectores entram e deixam o feixe em leque, e assim, o primeiro e o último detector a transferir mudam durante a varredura.

4.2 CÉLULA DE INTERAÇÃO ROCHA-FLUIDO

Para a simulação de um poço horizontal foi utilizada uma célula de interação rocha-fluido para arenitos inconsolidados (figura 4.2). Esta célula possui o corpo de alumínio, material de baixa densidade, que permite a visualização do corpo de prova pela técnica tomográfica.

No corpo da célula encontram-se dois drenos diametralmente opostos para escoamento do filtrado e também para injeção de óleo durante as leituras de permeabilidade.

A célula de interação rocha-fluido possui canais interligados no seu interior, como pode ser visto na figura 4.3, que possibilitam o fluxo radial. Estes canais permitem que o fluido se distribua de forma uniforme por todo corpo de prova, aumentando de forma significativa a representabilidade dos testes efetuados.



Figura 4.2: Célula de interação rocha fluido para arenitos inconsolidados.



Figura 4.3: Interior da célula de interação rocha fluido.

Durante a confecção do corpo de prova a célula é posicionada em um sistema de compactação. Este sistema possui um cilindro hidráulico *Enerpac* que produz uma pressão axial em todo o corpo de prova, simulando assim as condições de confinamentos encontrados nos reservatórios de petróleo. A figura 4.4 mostra o sistema de compactação, a célula de interação rocha-fluido e a bomba manual que transmite pressão ao *Enerpac*.



Figura 4.4: Sistema de compactação.

4.3 MEIO POROSO

Para confecção do meio poroso quatro amostras de areias enviados pela mineradora Jundu foram selecionadas e suas distribuições granulométricas foram obtidas pelo laboratório de sedimentologia do CENPES/Petrobrás. A tabela 4.2 mostra as quantidades percentuais das frações granulométricas nas amostras.

Tabela 4.2: Percentual de ocorrência das frações granulométricas.

Amostras			Areia 20-40	Areia 40-60	Areia 60-70	Areia 90-500
FRAÇÃO	mm	Classe (phi)	% em Massa	% em Massa	% em Massa	% em Massa
Grânulo	4,000-2,000	<-1	0	0	0	0
Areia m. grossa	2,000-1,000	0,0	0	0	0	0
Areia grossa	1,000-0,500	1,0	57,69	0,15	0,03	0,02
Areia média	0,500-0,250	2,0	42,29	94,37	21,02	0,49
Areia fina	0,250-0,125	3,0	0,01	5,41	73,58	67,92
Areia m. fina	0,125-0,061	4,0	0	0,06	5,34	31,25
Silte grosso - argila	0,061- <0,004	>=5	0,01	0,01	0,03	0,33

De posse destes dados procurou-se confeccionar meios porosos com as características granulométricas de um reservatório específico da bacia de Campos, o MRL-103 a uma profundidade de 2681,05 m. A tabela 4.3 mostra as frações granulométricas encontradas neste reservatório.

Tabela 4.3: Frações granulométricas MRL-103(2681,05m).

FRAÇÃO	mm	Classe (phi)	% em Massa
Grânulo	4,000-2,000	<-1	0,18
Areia m. grossa	2,000-1,000	0,0	0,97
Areia grossa	1,000-0,500	1,0	11,20
Areia média	0,500-0,250	2,0	34,13
Areia fina	0,250-0,125	3,0	39,73
Areia m. fina	0,125-0,061	4,0	7,39
Silte grosso - argila	0,061- <0,004	>=5	6,40

Analizando os dados da tabela 4.2 e 4.3 chegou-se a uma composição de areias de massas iguais para confecção dos corpos de prova e representação do reservatório MRL-103. A figura 4.5 traz a curva granulométrica da composição de areias para confecção do meio poroso.

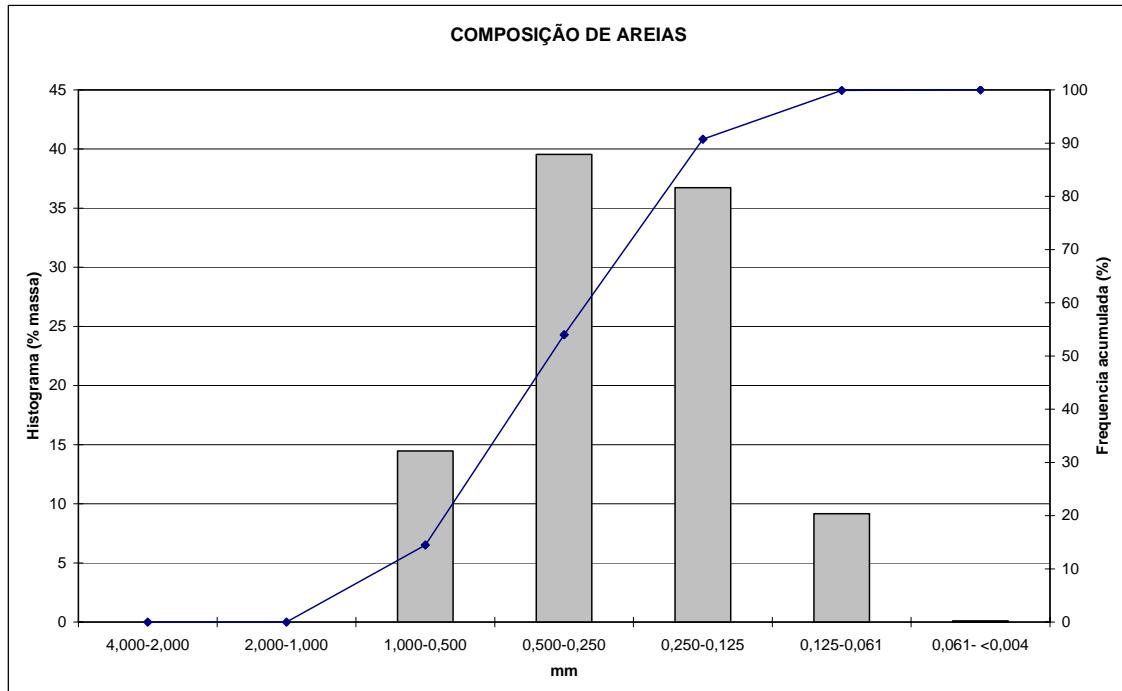


Figura 4.5: Curva granulométrica da composição de areias.

4.3.1 PREPAÇÃO DO MEIO POROSO

Para a preparação do meio poroso foi utilizado a composição de areias compactada na célula de interação rocha-fluido.

As etapas de preparo foram as seguintes:

1. Preenchimento da célula de interação rocha fluido com água destilada para que a composição de areias fosse 100% saturada;

-
2. Adição da composição de areia e vibração da célula de interação rocha-fluido com um martelo de borracha de forma a evitar a formação de bolhas;
 3. Compactação da composição de areias a 3500psi;
 4. Tomografia da célula de interação rocha-fluido para avaliação da distribuição de densidades.

Esta avaliação foi feita através dos números de CT médio por seção e para isto foram estabelecidos os seguintes parâmetros tomográficos:

- Tensão de 130kV;
- Corrente de 100mA;
- Espessura da seção de corte de 5mm.
- Algoritmo STANDARD para reconstrução das imagens.
- Número tomográfico (CT) da água = 60,2
- Número tomográfico (CT) do ar = -991,8

As figuras 4.6 a 4.8 mostram a variação do número de CT médio por seção dos testes realizados.

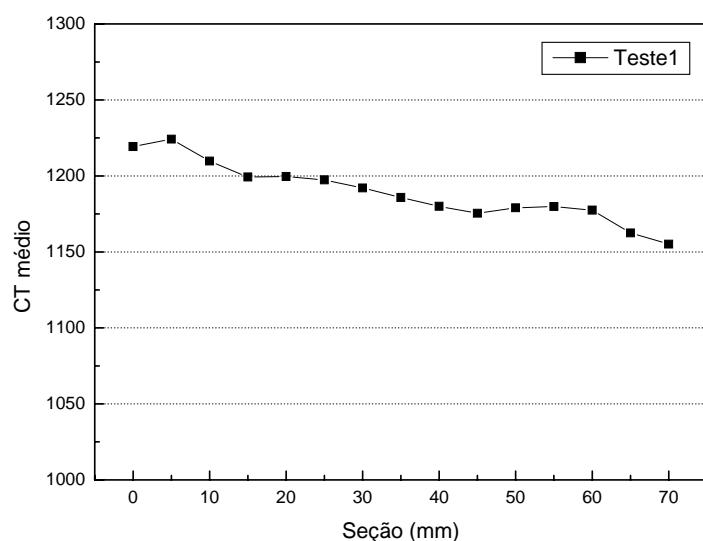


Figura 4.6: Variação do número de CT médio por seção do teste de compactação 1.

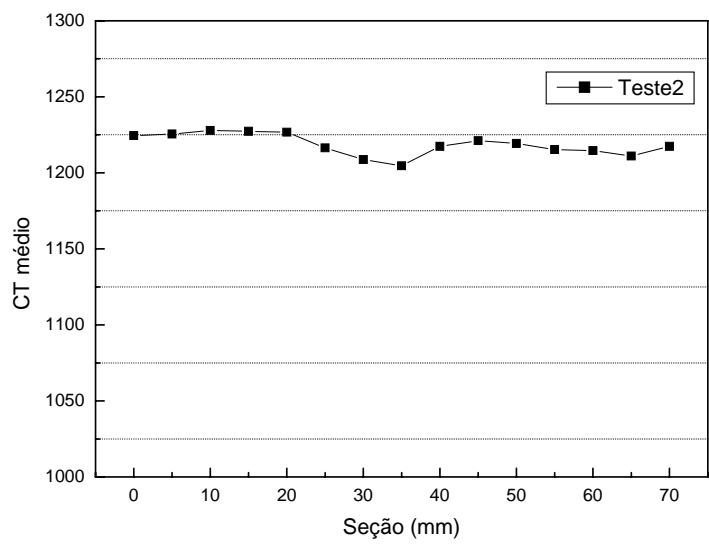


Figura 4.7: Variação do número de CT médio por seção do teste de compactação 2.

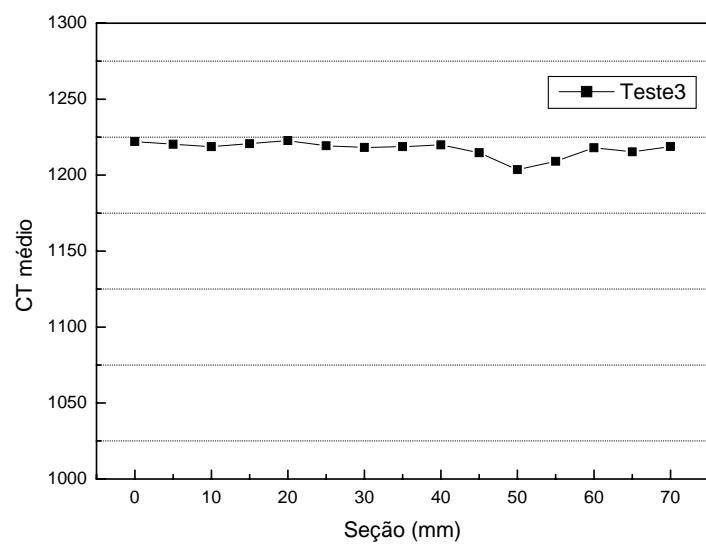


Figura 4.8: Variação do número de CT médio por seção do teste de compactação 3.

4.3.2 POROSIDADE E SATURAÇÃO POR TC DA COMPOSIÇÃO DE AREIAS

- **Determinação da Porosidade:**

A determinação da porosidade através da TC pode ser feita por duas metodologias diferentes, que são:

1. Através do conhecimento de atenuação linear da amostra saturada com dois fluidos diferentes e o conhecimento da atenuação linear desses fluidos isoladamente,
2. Através da medida da densidade da amostra com diferentes níveis de energia.

No trabalho presente foi utilizado o primeiro método, que tem a formulação descrita a seguir.

Para a areia saturada com o fluido i , o coeficiente de atenuação linear é dado por:

$$\mu_{Ri} = (1 - \phi)\mu_M + \mu_i\phi \quad (4.1)$$

onde,

μ_{Ri} = coeficiente de atenuação linear da composição de areia saturada com o fluido i ;

μ_M = Coeficiente de atenuação linear da composição de areia;

ϕ = Porosidade.

Portanto, se a composição de areia for saturada com dois fluidos, teremos duas equações com duas incógnitas, μ_M e ϕ . Eliminando μ_M , a porosidade será dada por:

$$\phi = \frac{(\mu_{Ri} - \mu_{Rj})}{(\mu_i - \mu_j)} \quad (4.2)$$

Em termos de unidades Hounsfield, a porosidade é dada por:

$$\phi = \frac{(CT_{Ri} - CT_{Rj})}{(CT_i - CT_j)} \quad (4.3)$$

onde,

CT_{Ri} = Número de *Hounsfield* do voxel da composição de areias saturada com o fluido i ;

CT_i = Número de *Hounsfield* do voxel do fluido i ;

CT_{Rj} = Número de *Hounsfield* do voxel da composição de areias saturada com o fluido j ;

CT_j = Número de *Hounsfield* do voxel do fluido j .

Portanto, para a determinação da porosidade da composição de areias através da TC foram realizadas as seguintes medidas:

1. Tomografia da célula de interação rocha-fluido com ar. Parâmetro CT_{ar} .
2. Tomografia da célula de interação rocha-fluido com a água destilada. Parâmetro CT_w .

3. Tomografia da composição de areias seca. Parâmetro CT_{Rar} .

4. Tomografia do corpo de prova saturado com água destilada. Parâmetro CT_{Rw} .

As figuras 4.9 a 4.11 mostram a variação de porosidade da composição de areias nos testes de compactação.

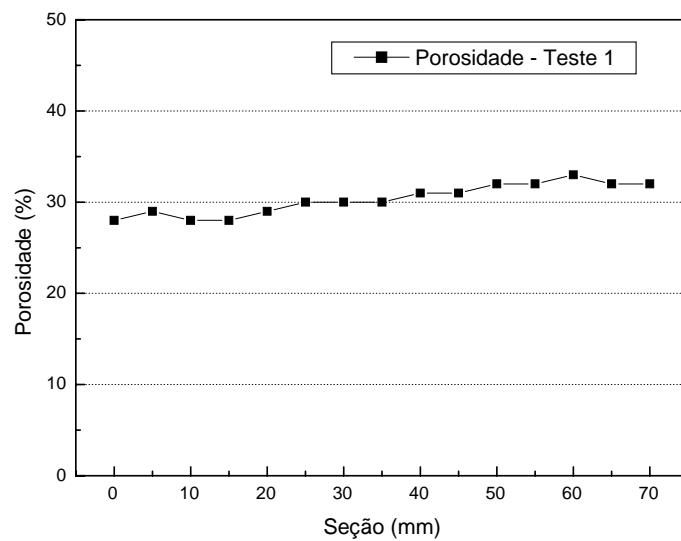


Figura 4.9: Variação de Porosidade por seção do teste de compactação 1.

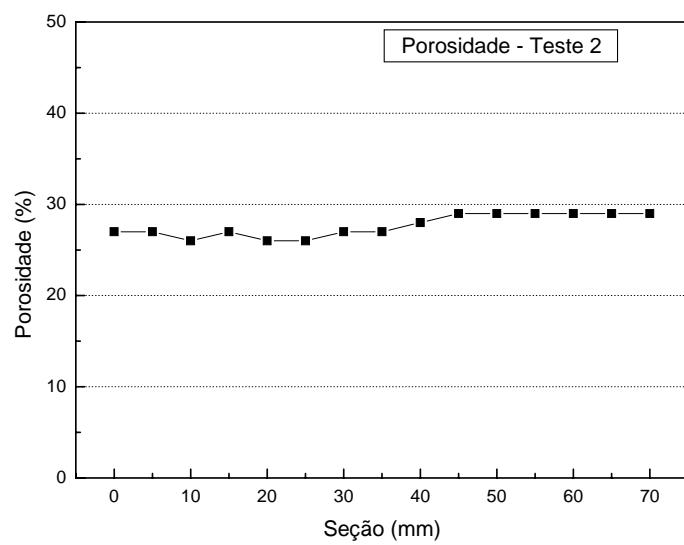


Figura 4.10: Variação de Porosidade por seção do teste de compactação 2.

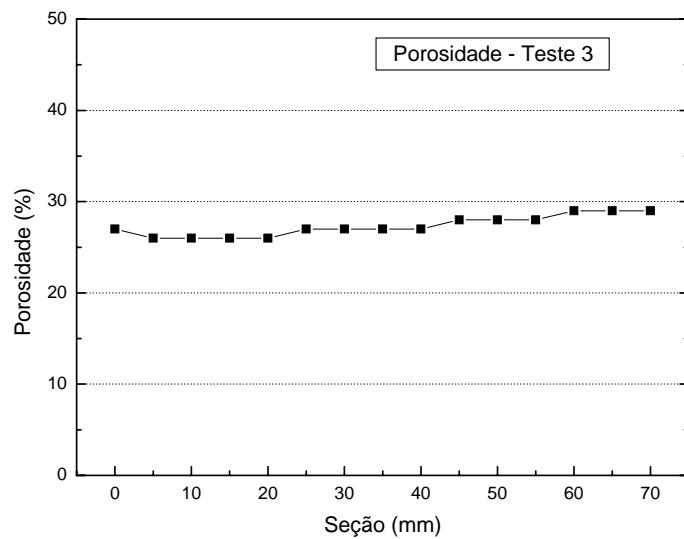


Figura 4.11: Variação de Porosidade por seção do teste de compactação 3.

- **Determinação da Saturação:**

A determinação da saturação, também pode ser feita através de dois métodos. Em ambos os casos, o contraste entre a atenuação linear dos dois fluidos que saturam o meio poroso deve ser grande e suficiente e, também, que o componente de atenuação linear devido à composição de areias seja independente dos fluidos que ocupam o espaço poroso.

A Saturação pode ser determinada usando as seguintes equações:

$$S_1 + S_2 = 1 \quad (4.4)$$

$$\mu_{R1} = \mu_M (1 - \phi) + \mu_1 \phi \quad (4.5)$$

$$\mu_{R2} = \mu_M (1 - \phi) + (\mu_1 S_1 + \mu_2 S_2) \phi \quad (4.6)$$

onde,

μ_{R1} = Coeficiente de atenuação linear da composição de areias saturada com o fluido 1;

μ_{R2} = coeficiente de atenuação linear da composição de areais saturada com os dois fluido 1 e 2.

Trabalhando estas duas equações chegou-se a equação:

$$S_2 = \frac{(\mu_{R1} - \mu_{R2})}{(\mu_1 - \mu_2)} \quad (4.7)$$

que em unidades *Hounsfield*, é escrita como:

$$S_2 = \frac{(CT_{R1} - CT_{R2})}{\phi(CT_1 - CT_2)} \quad (4.8)$$

Os termos da equação 4.8 são determinados através das seguintes medidas:

1. Tomografia da célula de interação rocha-fluido com ar.
2. Tomografia da célula de interação rocha-fluido com a água destilada.
3. Tomografia da composição de areias seca.
4. Tomografia da composição de areais saturada com água destilada.

As figuras 4.12 a 4.14 mostram a variação de saturação da composição de areias nos testes de compactação.

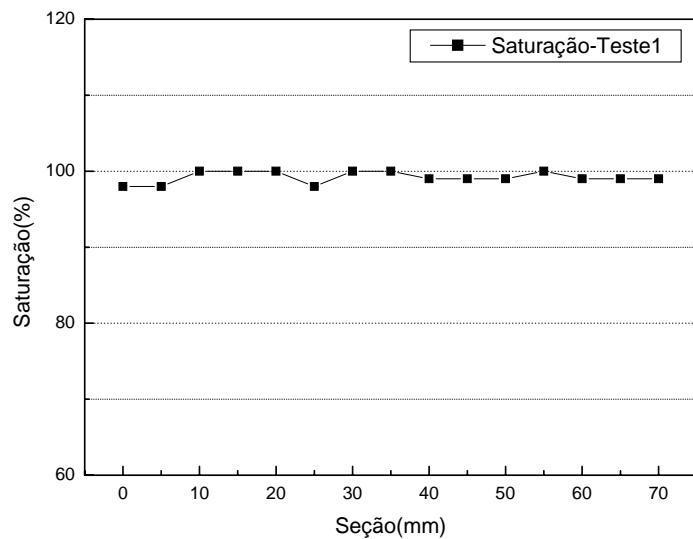


Figura 4.12: Variação de Saturação por seção do teste de compactação 1.

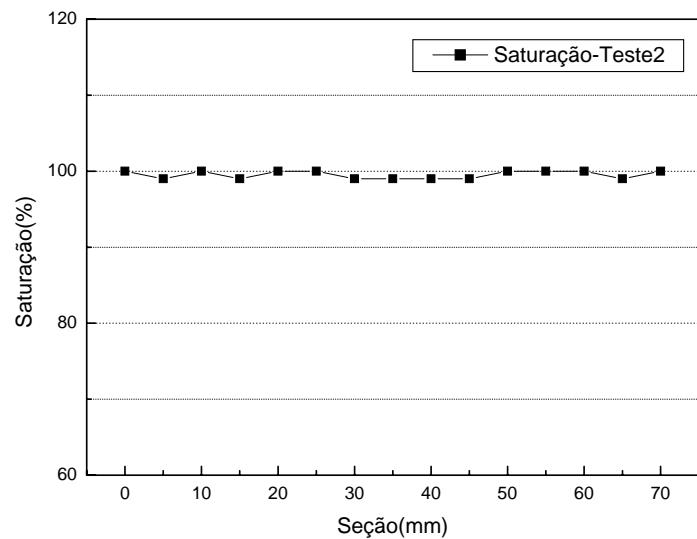


Figura 4.13: Variação de Saturação por seção do teste de compactação 2.

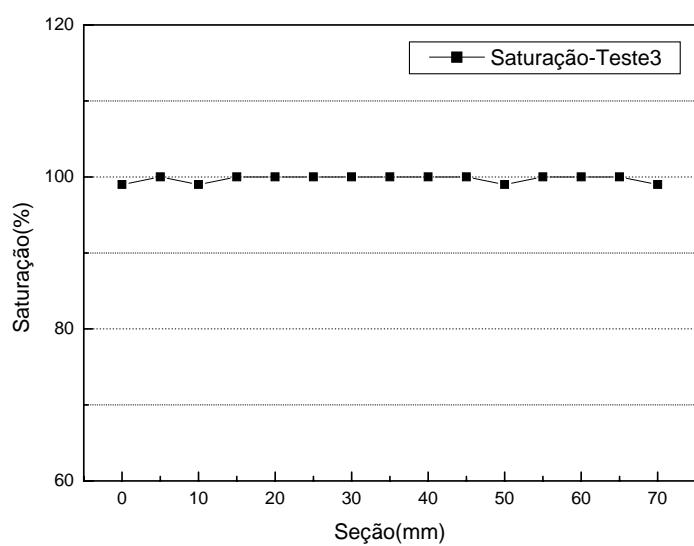


Figura 4.14: Variação de Saturação por seção do teste de compactação 3.

4.3.3 ANÁLISES PETROGRÁFICAS

Para as análises petrográficas foram retiradas amostras dos testes de compactação para a confecção de lâminas delgadas. As lâminas foram enviadas para *Omni Laboratories* em Houston/Texas para serem impregnadas com resina sob pressão de reservatório.

O estudo das amostras foi baseado na fotomicroscopia das lâminas delgadas, com ampliação de 25 vezes com luz polarizada. Observou-se que os grãos são muito bem a bem selecionados, predominantemente sub-arredondados com baixa esfericidade. Os contatos entre os grãos são flutuantes e o tipo de empacotamento é frouxo.

Para ilustrar a caracterização das amostras é apresentada na figura 4.15 uma fotomicrografia das amostras em lâminas.

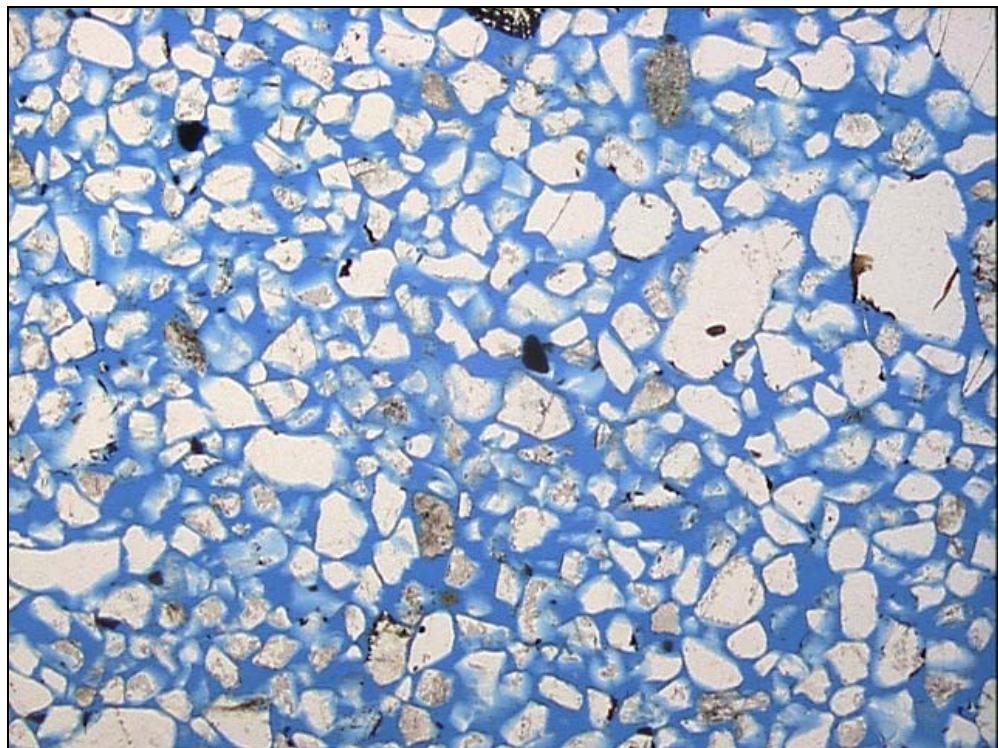


Figura 4.15: Fotomicrografia das amostras retiradas do teste de compactação.

4.4 DESCRIÇÃO DOS ENSAIOS DE DANO

Foram realizados quatro ensaios de dano, sendo que os dois primeiros desenvolvidos como um ensaio preliminar capaz de estabelecer uma metodologia de aplicação ao estudo de permeabilidades relativas no corpo de prova.

Os procedimentos empregados para a realização dos ensaios experimentais englobam o preparo do corpo de prova como simulador de poço, saturação do corpo de prova, leituras de permeabilidades, injeção do fluido de perfuração, *flow back* (limpeza do corpo de prova). Foram obtidas as imagens tomográficas das seções transversais ao longo do corpo de prova durante as fases de saturação, injeção e *flow back*.

Os ensaios são descritos a seguir.

4.4.1 METODOLOGIA DE ENSAIOS

O primeiro ensaio utilizou um fluido de perfuração apenas com polímeros e o segundo utilizou um fluido de perfuração com polímeros mais carbonato de cálcio (CaCO_3).

Corpo de Prova

Para a confecção do corpo de prova para os ensaios de danos a composição de areias foi adicionada a célula de interação rocha-fluido com um volume de salmoura conhecido de forma que o corpo de prova fosse 100% saturado. Também foi utilizado um cilindro de acrílico para criação do furo do poço no corpo de prova envolvido em telas de *nylon* para sustentação da areia durante os testes de injeção de fluidos. As dimensões do corpo de prova foram: 70 mm de altura, 20 mm de raio do poço (R_w) e 58,2 mm de raio externo (R_e).

A pressão utilizada durante a compactação foi de 3500 psi. As figuras 4.16 e 4.17 mostram o corpo de prova antes e após a compactação.

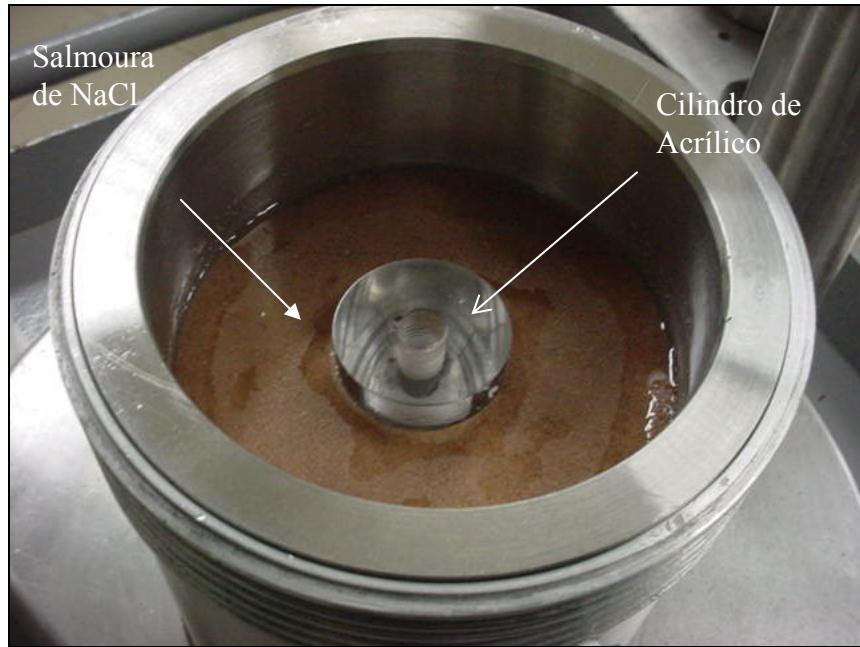


Figura 4.16: Corpo de prova antes da compactação.

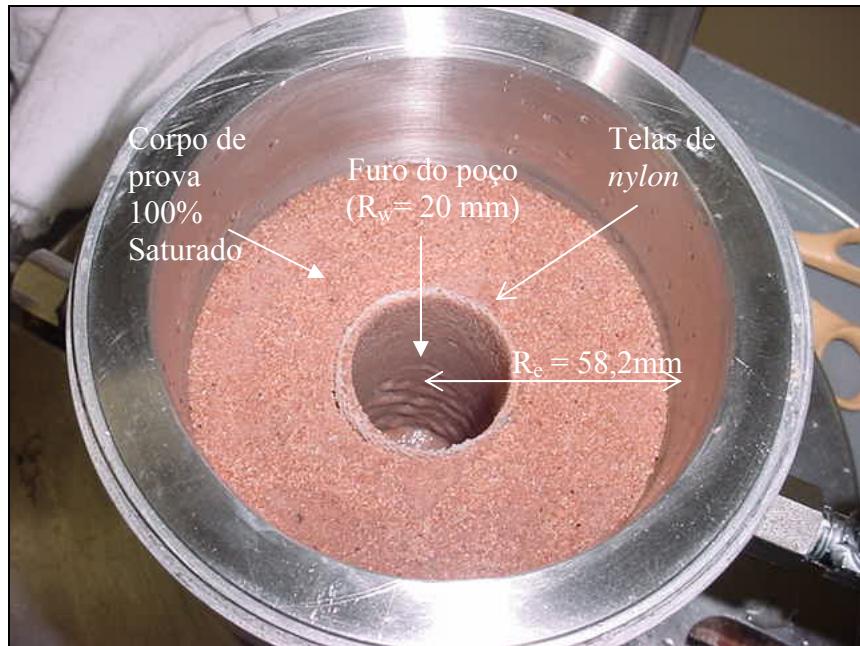


Figura 4.17: Corpo de prova saturado e compactado.

Fluidos injetados

Foi utilizada uma solução aquosa de cloreto de sódio (NaCl) a 35000 ppm (35%), viscosidade 1 cp, para a saturação inicial do meio poroso. O cloreto de sódio foi escolhido para simular água do mar que é encontrada nos reservatórios da bacia de Campos.

Na etapa da saturação por óleo foi injetado N-Parafina com viscosidade igual a 4,2 cp a 25°C.

Para a fase de injeção do fluido de perfuração foi utilizado o fluido THIXCARB a base água. A tabela 4.4 apresenta a formulação padrão utilizada em laboratório para a preparação do fluido de perfuração.

Tabela 4.4: Formulação do fluido THIXCARB.

Componentes	Quantidades
Água industrial (QSP)	1 l
Salmoura (NaCl)	40g/l
Goma Xantana	4,30g/l
Amido HP	22,80g/l
Oxido de magnésio	4,30g/l
Peróxido de magnésio	2,90g/l
Lubrificante	30ml/l
Triazina	1,40g/l
Anti espumante	1,2ml/l
Carbonato de Cálcio (CaCO ₃)	128,4g/l

Testes de injeção

A primeira etapa foi o cálculo de perda de carga da célula de interação rocha fluido. Para isto injetou-se água na célula vazia e foram calculados os valores de diferença de pressão. O valor encontrado para a maior vazão (4ml/min) foi de 0,03 psi. Considerou-se então que a perda de carga para os testes foi desprezível.

Para a injeção da salmoura e N-Parafina no corpo de prova, foram utilizadas duas bombas JASCO modelo PU-1586 e modelo PU-1686. A pressão de injeção foi monitorada através de um sistema de transdutores de pressão conectados na célula de interação rocha-fluido.

A figura 4.18 mostra o sistema de injeção de salmoura e N-Parafina. Este mesmo sistema foi utilizado para se obter as leituras de permeabilidades relativas.

Na fase de injeção do fluido de perfuração foi utilizada uma bomba de alta pressão baixa vazão.

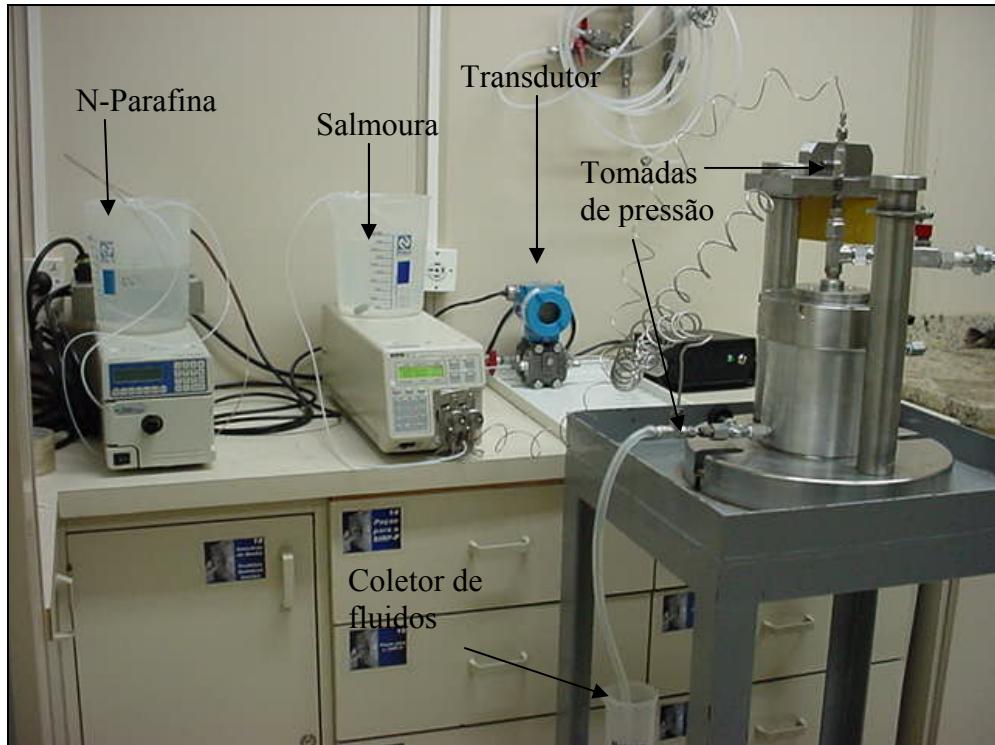


Figura 4.18: Sistema de injeção de salmoura e N-Parafina.

A figura 4.19 mostra o sentido de injeção de salmoura e N-Parafina no corpo de prova.

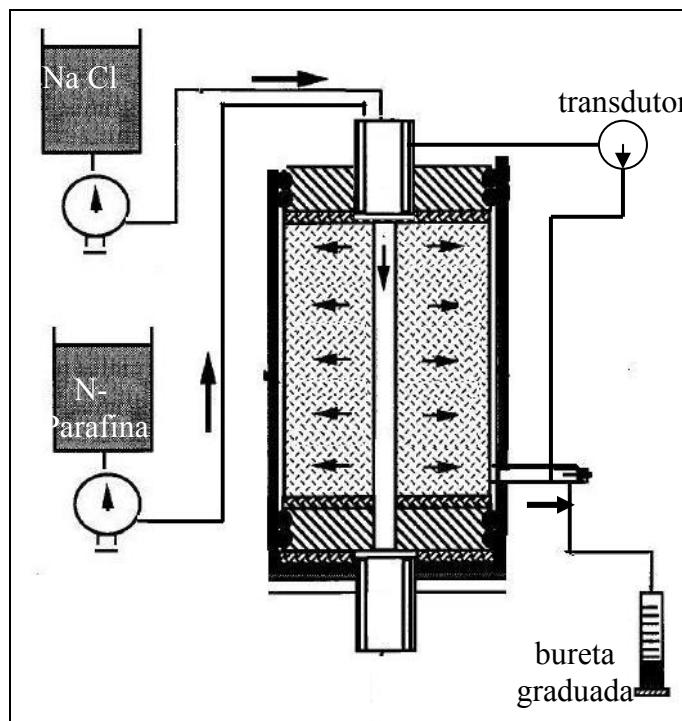


Figura 4.19: Sentido de injeção de salmoura e N-Parafina no corpo de prova.

Ao final de cada fase foram obtidas as imagens tomográficas de seções transversais distribuídas ao longo do corpo de prova com cortes de 3 mm.

Fase 1- Corpo de prova 100% saturado com salmoura de NaCl:

Com um sistema de injeção composto por bomba, transdutores, tomadas de pressão e proveta graduada para coleta do fluido na saída lateral (dreno inferior) da célula de interação rocha fluido, procedeu-se a injeção de salmoura de NaCl a 35% até a saturação de 100% do corpo de prova, totalizando um volume injetado de 350ml. Nesta etapa foram obtidas as imagens tomográficas do corpo de prova.

Fase 2- Leituras de permeabilidade à água:

Após a saturação do corpo de prova com a salmoura foram realizadas as leituras de permeabilidade à água. Para isto procedeu-se da seguinte maneira, variaram-se as vazões de injeção da bomba de 1 ml/min a 4 ml/min e foram tomadas as leituras de

diferença de pressão do transdutor a cada variação de injeção. Os resultados estão apresentados no capítulo 5 deste trabalho.

Fase 3- Saturação do corpo de prova com N-Parafina:

A solução de N-Parafina foi injetada no corpo de prova de forma a se obter um residual de água de 15%. Com o objetivo de se alcançar a saturação residual de água, a N-Parafina foi injetada na vazão de 4 ml/min por 24h. A saturação residual de água foi calculada por diferença de massa, isto é, volume inicial de água na fase de saturação menos o volume de água que saiu com a saturação de óleo. Foram obtidas imagens tomográfica ao término desta fase.

Fase 4- Leituras de permeabilidades ao óleo:

Nesta fase injetou-se a N-Parafina com vazões de 1 ml/min a 4 ml/min e foram tomadas as leituras da diferença de pressão do transdutor para cada variação. Estes resultados encontram-se no capítulo 5 deste trabalho.

Fase 5- Injeção do fluido de perfuração THIXCARB:

A injeção do fluido de perfuração (ensaio de dano) foi realizada com a utilização da bomba de alta pressão baixa vazão. O objetivo nesta fase era de que o corpo de prova fosse totalmente invadido para posteriormente serem tomadas as leituras de permeabilidades ao óleo após o dano, e assim calcular quanto a permeabilidade reduziu. Com os valores de permeabilidade antes e após o dano, chegaram-se ao valor de dano de *Skin* e estes resultados estão apresentados no capítulo 5.

Na tabela 4.5 encontra-se os parâmetros estabelecidos para realização dos ensaios de dano.

Tabela 4.5: Parâmetros estabelecidos para ensaio de dano.

Condição de ensaio	
Pressão axial (psi)	3500
Pressão de circulação do fluido (psi)	500
Temperatura de circulação (°C)	Ambiente (~27)
Vazão média de injeção do fluido de perfuração (ml/min)	80
Perda de carga da célula (psi)	0,03
Viscosidade da Salmoura (cp)	1
Viscosidade da N-Parafina (cp)	2,4
Altura do corpo de prova (mm)	70
Raio externo (mm)	58,2
Raio do furo do poço (mm)	20

O aparato experimental para o ensaio de dano pode ser visualizado na figura 4.20.

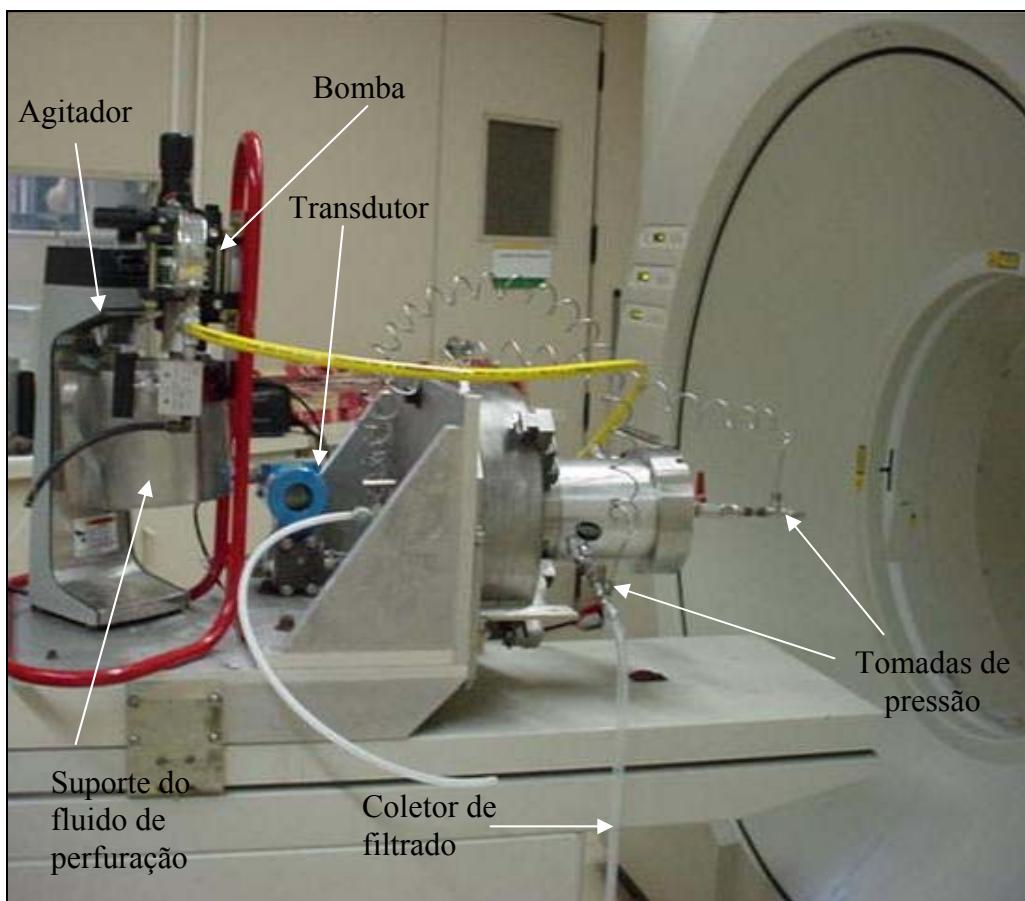


Figura 4.20: Aparato experimental do ensaio de dano.

A figura 4.21 mostra o aspecto do corpo de prova após o ensaio de dano.



Figura 4.21: Corpo de prova após ensaio de dano.

Fase 6- Limpeza do corpo de prova (flow back):

Para a limpeza do corpo de prova (flow back) foi injetado N-Parafina no sentido oposto ao que o fluido de perfuração percorreu no corpo de prova. Este procedimento teve um tempo de duração de 4 h. A figura 4.22 mostra o esquema experimental para os ensaios de dano e limpeza do corpo de prova.

Fase 7- Leituras de permeabilidades ao óleo após o flow back:

Para as leituras de permeabilidades ao óleo do corpo de prova após o *flow back* foi injetado N-Parafina e variaram-se as vazões de injeção da bomba de 1 ml/min a 4 ml/min. Estes resultados também se encontram no capítulo 5 deste trabalho.

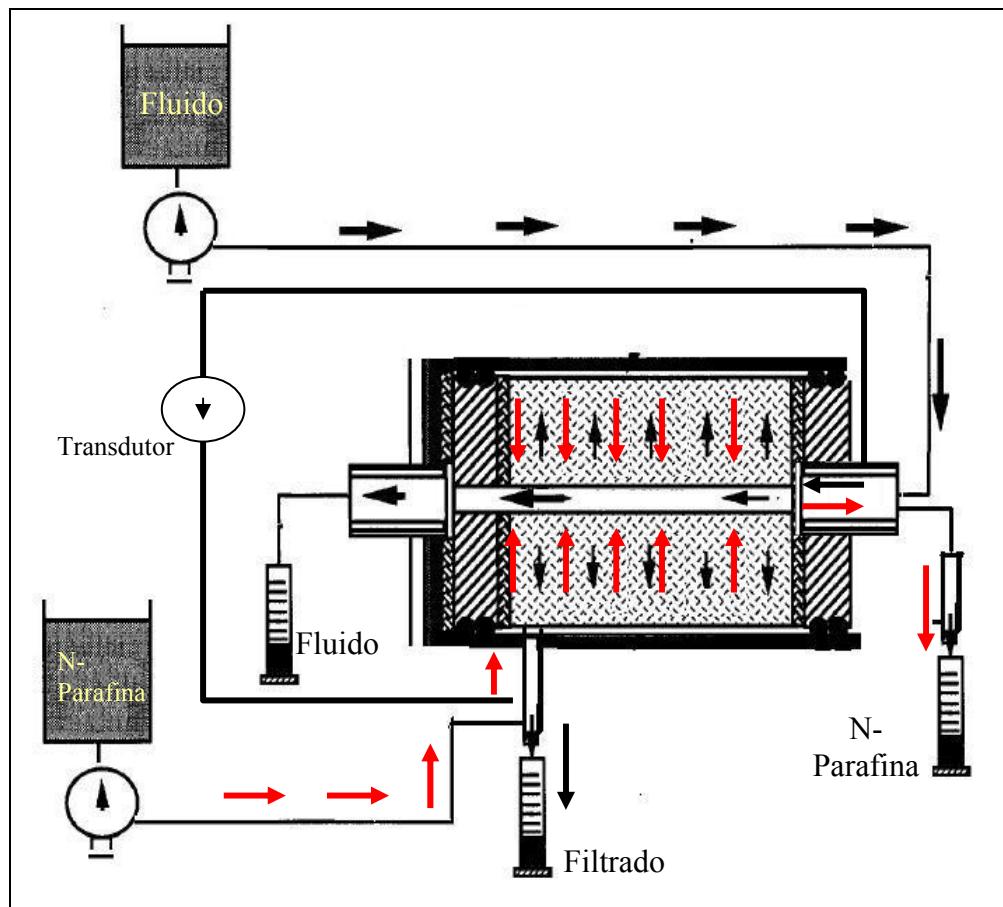


Figura 4.22: Esquema experimental do ensaio de dano e *flow back*. As setas pretas indicam o sentido do fluxo do fluido de perfuração, enquanto que as setas vermelhas indicam o sentido de injeção de N-Parafina para limpeza do corpo de prova.

4.4.2 TOMOGRAFIA DOS CORPOS DE PROVA

Os corpos de prova foram tomografados após as fases de saturação, injeção do fluido de perfuração e *flow back*. Na fase de saturação ao óleo, injeção e *flow back* a célula de interação rocha fluido foi mantida na mesma posição na mesa do tomógrafo com a finalidade de se avaliar as imagens do corpo de prova antes e após o dano. Os parâmetros tomográficos foram os mesmos para todos os ensaios realizados. A primeira tomografia é chamada de piloto, que consiste numa radiografia do corpo de prova por inteiro. A finalidade desta radiografia era estabelecer as regiões a serem tomografadas posteriormente, as quais forneceram uma análise mais detalhada da invasão do fluido de perfuração. A figura 4.23 mostra o piloto do corpo de prova.

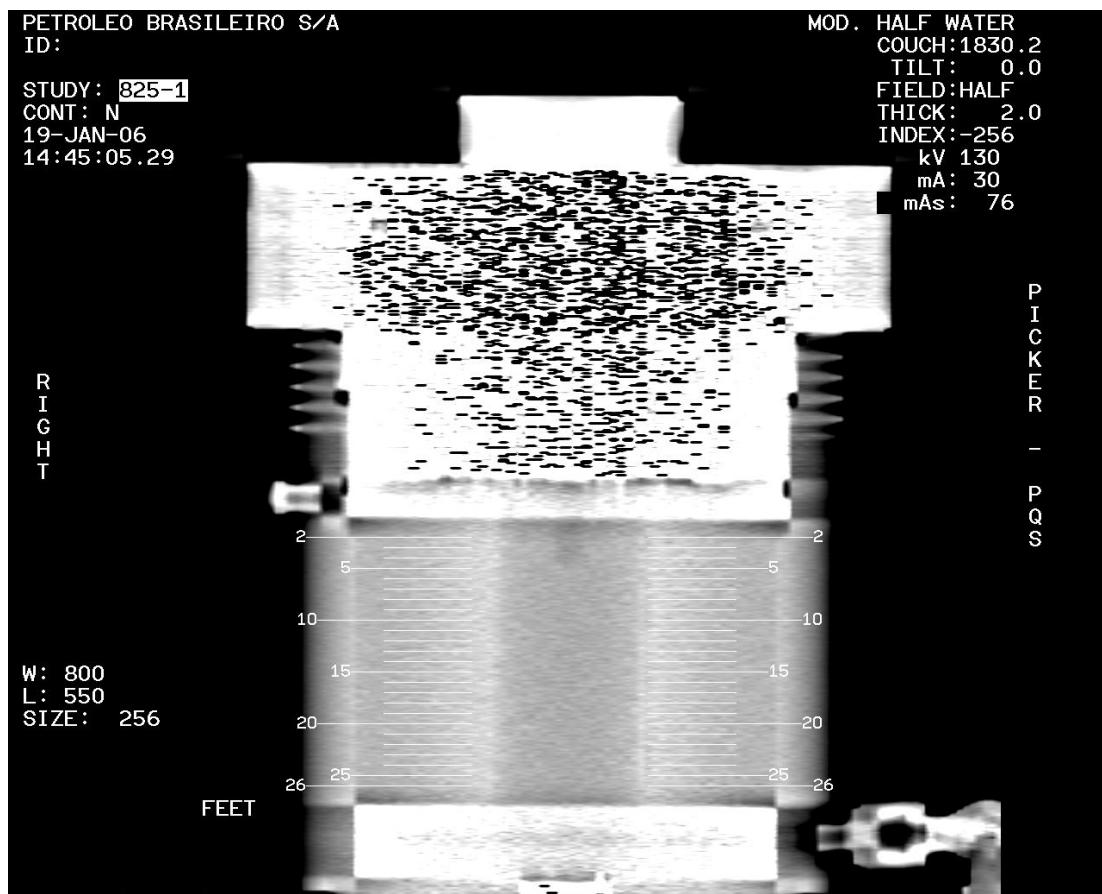


Figura 4.23: Piloto do corpo de prova e as seções a serem tomografadas.

Os parâmetros escolhidos para os ensaios de dano estão descritos na tabela 4.6.

Tabela 4.6: Parâmetros estabelecidos para tomografia dos corpos de prova nos ensaios de dano.

Condição de ensaio	
Tensão (kV)	130
Corrente (mA)	100
Tempo de exposição (seg.)	2
Espessura da seção de corte (mm)	3
Passo do tomógrafo (mm)	3
Algoritmo de reconstrução	Standard
Número tomográfico da salmoura (CT)	102,4
Número tomográfico da N-Parafina (CT)	-193
Número tomográfico da composição de areia seca (CT)	922,3

As imagens tomográficas das seções do corpo de prova de todos os ensaios e suas análises estão apresentadas no capítulo 5.

5. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Este capítulo apresenta em forma de gráficos e tabelas os principais resultados registrados através da coleta de dados que são: Porosidade e saturação do corpo de prova, e leituras de permeabilidades. São apresentados, também, os principais resultados obtidos nos estudos tomográficos.

5.1 ENSAIO PRELIMINAR

O ensaio preliminar foi dividido em dois testes. No primeiro utilizou-se o fluido de perfuração *THIXCARB* somente com polímeros e o segundo, o fluido *THIXCARB* com polímeros mais controladores de filtrado o carbonato de cálcio.

- **Ensaio preliminar 1**

As imagens de saturação de salmoura e N-Parafina do corpo de prova, para as 24 seções tomografadas no ensaio preliminar 1, são apresentadas nas figuras 5.1 e 5.2, acompanhadas da escala de cores associada aos números tomográficos (CT) que variaram de 500 a 1600.

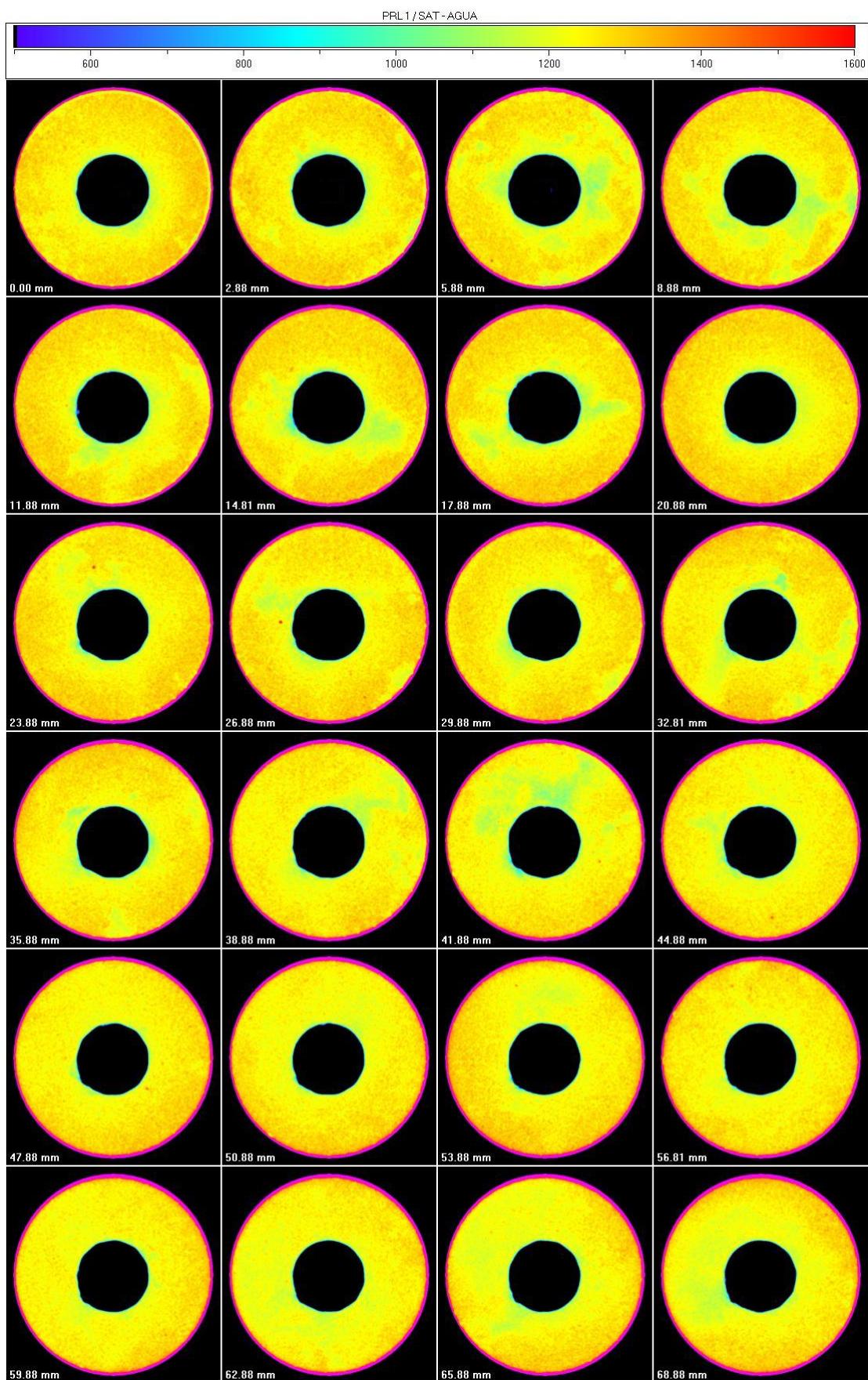


Figura 5.1: Corpo de prova 100 % saturado com salmoura no ensaio preliminar 1.

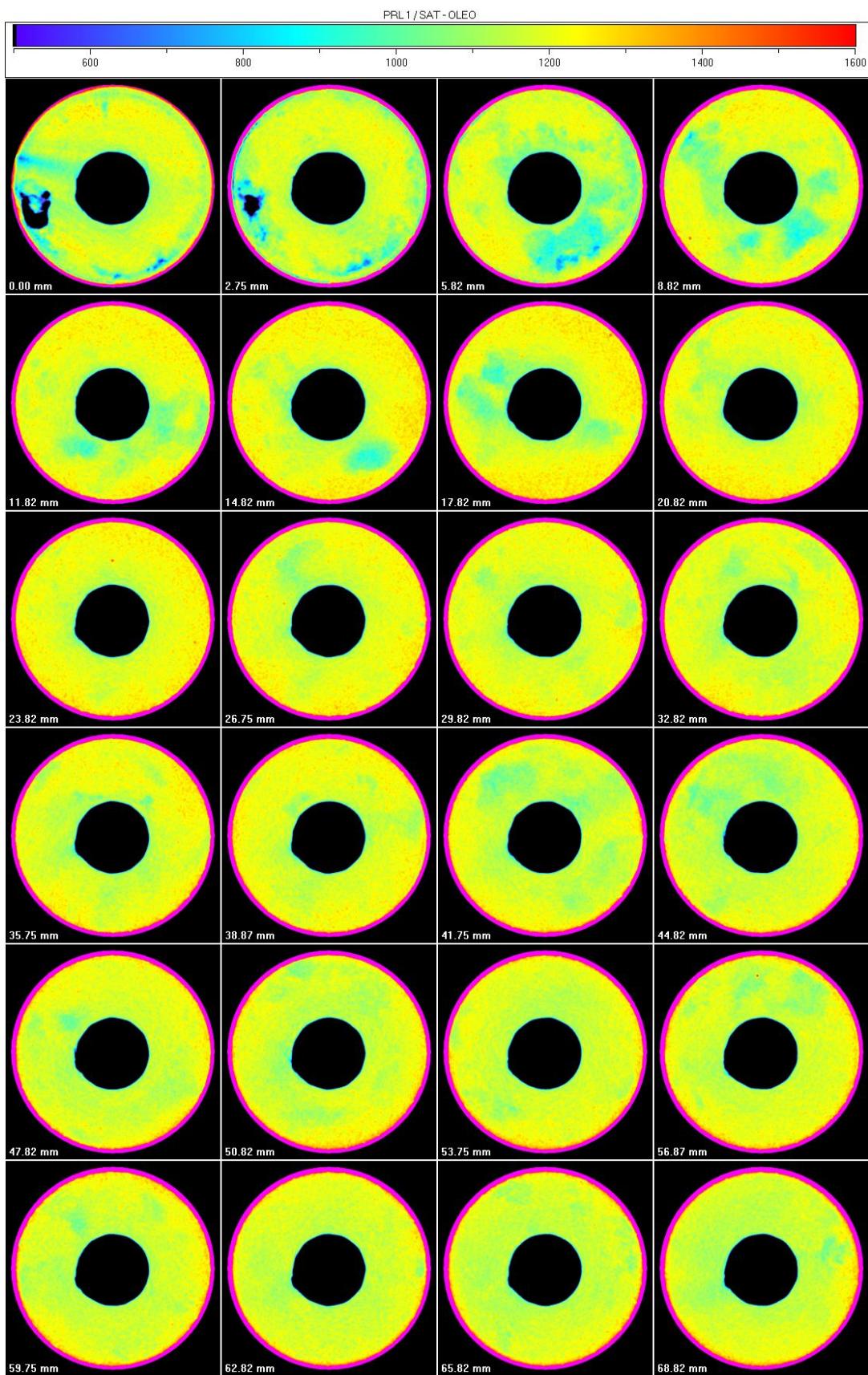


Figura 5.2: Corpo de prova saturado com N-Parafina em saturação residual de salmoura no ensaio preliminar 1.

Nas seções 0,00 mm e 2,75 mm da figura 5.2 podem ser visto pequenas falhas no corpo de prova durante a fase de saturação de N-Parafina e ainda na primeira seção também pode ser visto artefato de borda devido ao dreno superior.

Os valores de porosidade média medida tomograficamente por seção estão apresentados na tabela 5.1. Os valores foram obtidos segundo a equação 4.3.

Tabela 5.1: Valores de porosidade por seção do ensaio preliminar 1.

Seção	Profundidade (mm)	Porosidade (%)
1	0	30,68
2	3	30,27
3	6	28,74
4	9	29,27
5	12	30,40
6	15	30,14
7	18	30,20
8	21	31,01
9	24	30,53
10	27	30,20
11	30	30,19
12	33	29,79
13	36	30,05
14	39	29,02
15	42	27,86
16	45	29,33
17	48	30,11
18	51	29,57
19	54	30,30
20	57	30,18
21	60	29,49
22	63	28,55
23	66	28,81
24	69	29,16
Valor médio		29,74

Na tabela 5.2 são apresentados os valores médios de saturação de salmoura e N-parafina nas diferentes seções do corpo de prova, obtidos segundo a equação 4.8, assim como o valor médio de saturação em todo corpo de prova.

Tabela 5.2: Valores médios de saturação de salmoura e N-Parafina ao longo do corpo de prova do ensaio preliminar 1.

Seção	Profundidade (mm)	Saturação NaCl (%)	Saturação N-Parafina(%)
1	0	100	100,00
2	3	100	100,00
3	6	100	100,00
4	9	100	98,43
5	12	100	82,28
6	15	100	62,67
7	18	100	73,60
8	21	100	68,35
9	24	100	55,57
10	27	100	66,53
11	30	100	70,84
12	33	100	74,16
13	36	100	70,80
14	39	100	55,66
15	42	100	78,49
16	45	100	90,94
17	48	100	82,53
18	51	100	81,47
19	54	100	82,39
20	57	100	83,45
21	60	100	78,79
22	63	100	69,28
23	66	100	83,56
24	69	100	86,90
Valor médio		100	79,03

Comparando os valores médios de saturação de N-Parafina obtidos pela tomografia (79,03%) com aquele obtido por diferença de massa (85%), obtém-se um desvio relativo de 7,02%.

A figura 5.3 traz as seções tomográficas do corpo de prova durante a fase de injeção do fluido *THIXCARB* sem carbonato de cálcio (CaCO_3). O objetivo nesta fase foi de que o fluido invadisse todo o corpo de prova. Após a fase de injeção foi realizada a limpeza (*flow back*) do corpo de prova. A figura 5.4 mostra as imagens tomográficas após a limpeza do corpo de prova.

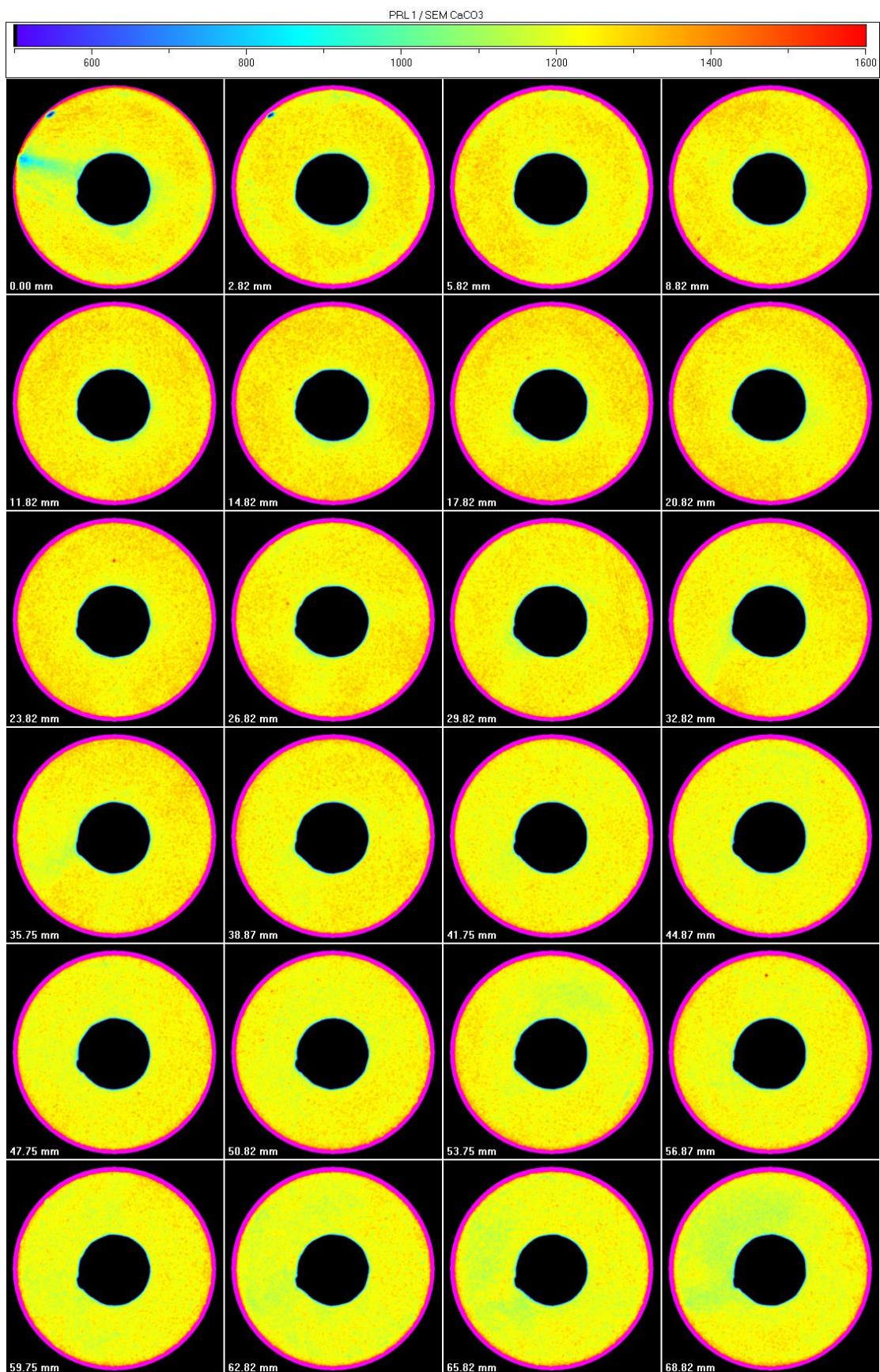


Figura 5.3: Corpo de prova invadido por fluido de perfuração sem CaCO₃ do ensaio preliminar 1.

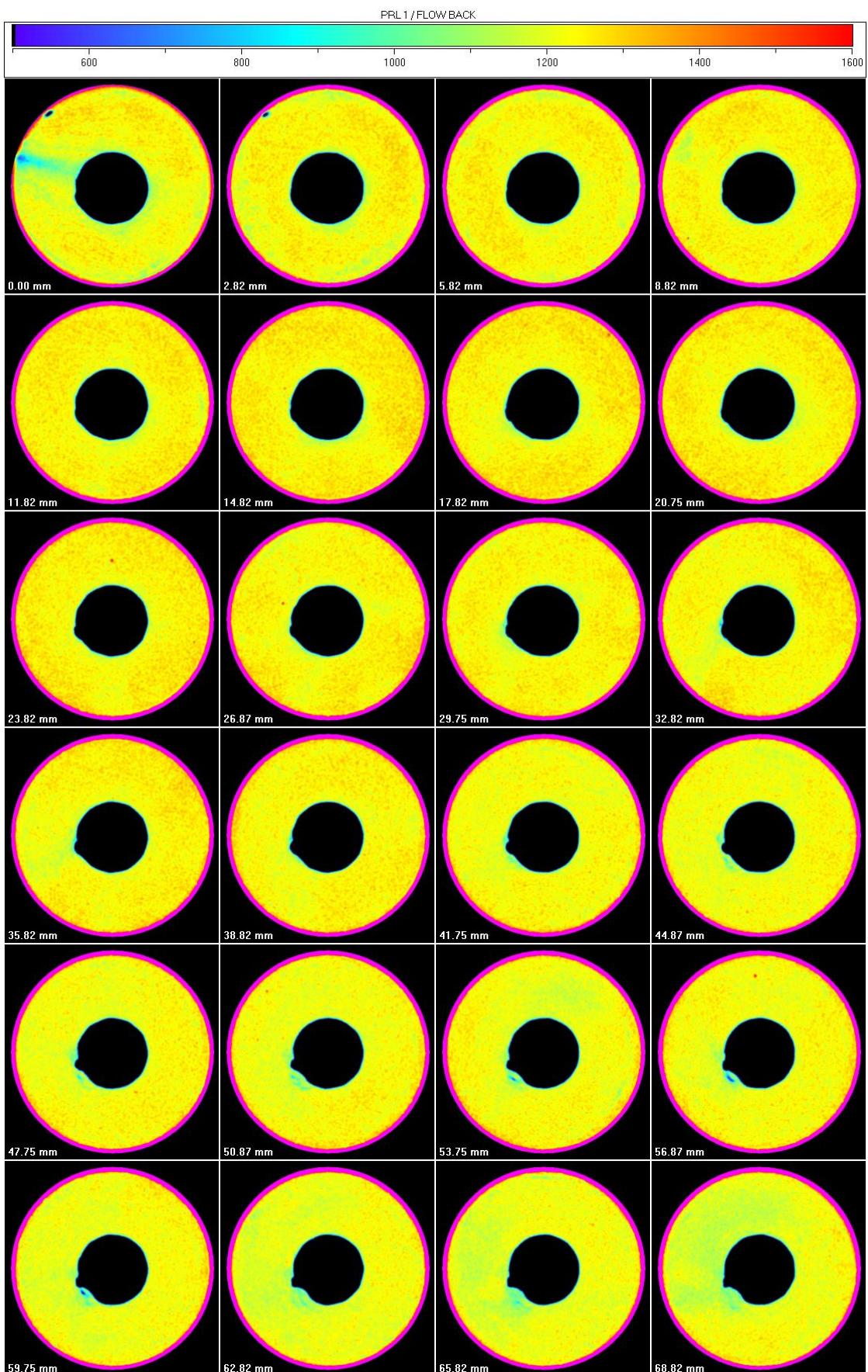


Figura 5.4: Corpo de prova após *flow back* com N-Parafina do ensaio preliminar 1.

-
- Análise qualitativa da invasão do fluido de perfuração sem CaCO₃ do ensaio preliminar 1.

A avaliação qualitativa de invasão do fluido de perfuração sem carbonato foi realizada através da subtração, *pixel a pixel* das imagens obtidas durante a fase de saturação em N-Parafina e a fase de injeção do fluido *THIXCARB* sem CaCO₃.

Para avaliação da limpeza do corpo de prova após o ensaio de dano também foi realizada a subtração das imagens referentes à fase de saturação em N-Parafina e a fase de *flow back*.

As imagens resultantes da subtração são apresentadas nas figuras 5.5 e 5.6. Nestas figuras, as áreas consideradas invadidas pelo fluido de perfuração são destacadas na cor azul-claro.

Pode-se perceber na figura 5.5 que o corpo de prova foi totalmente invadido pelo fluido de perfuração. Na figura 5.6 as seções 44,87 mm a 68,82 mm mostram pontos pretos perto da tela de *nylon* significando que a fase de *flow back* limpou esta região, o que não pode ser visto nas demais seções.

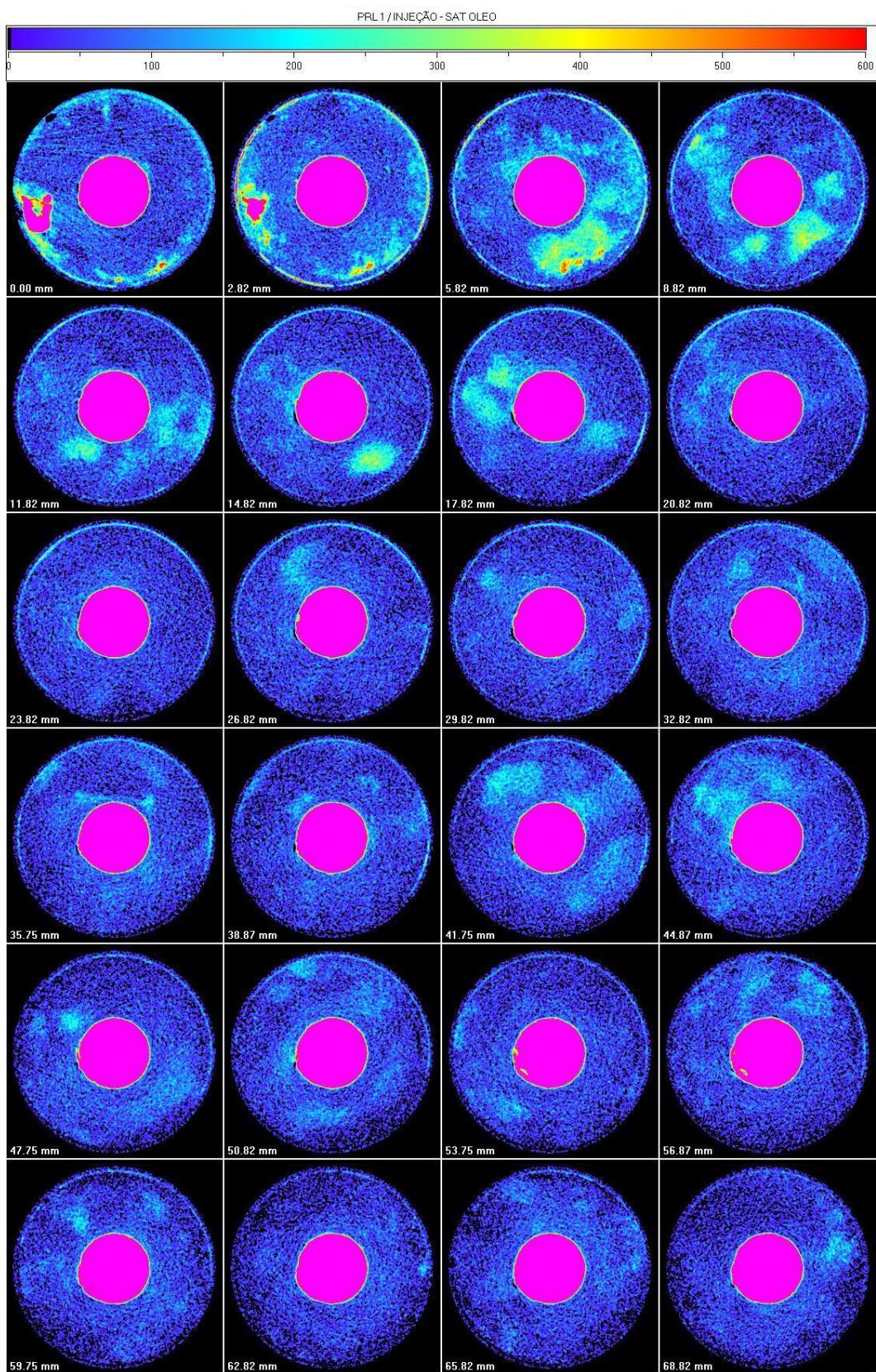


Figura 5.5: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases de injeção do fluido de perfuração sem CaCO₃ e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio preliminar 1.

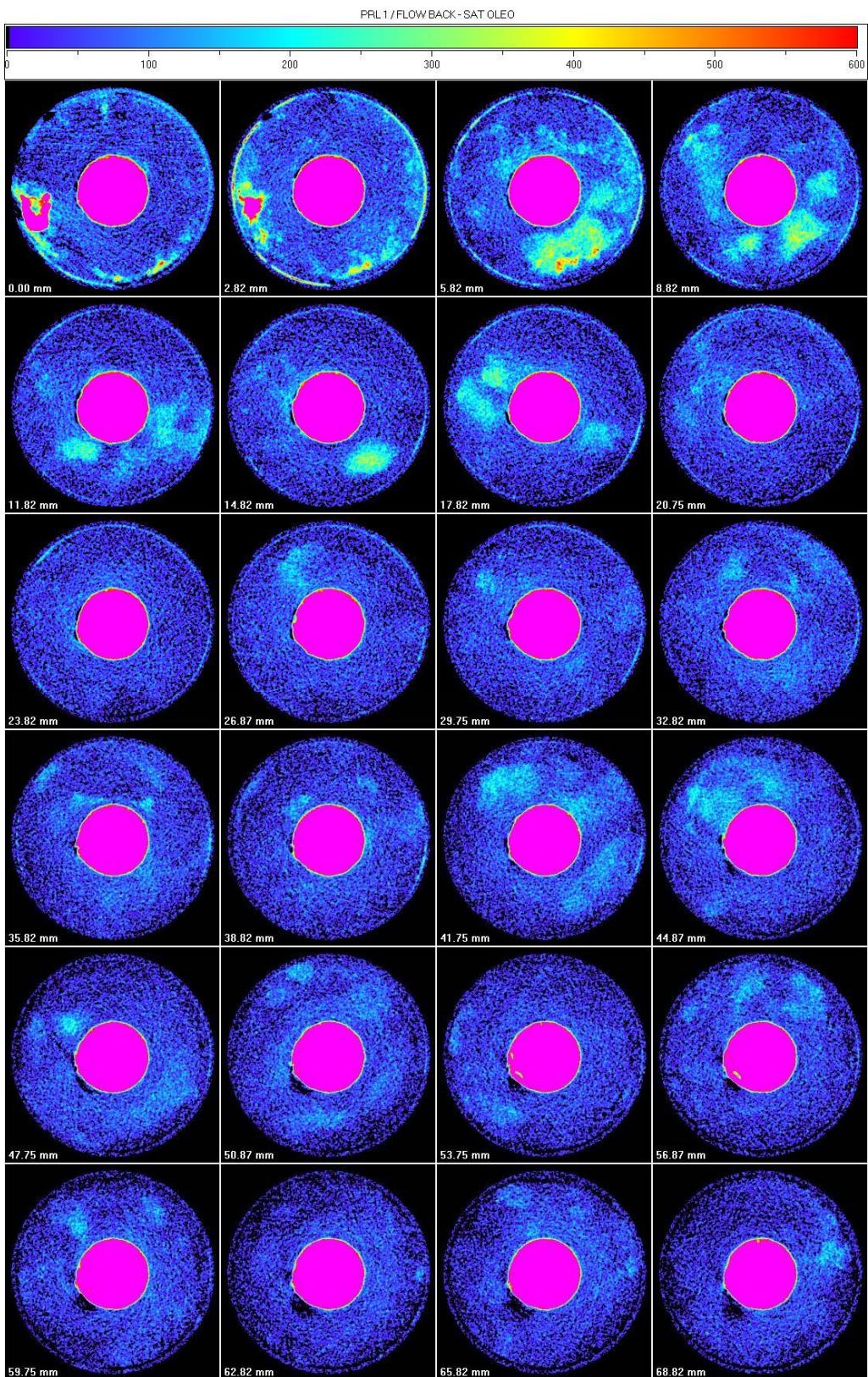


Figura 5.6: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases após *flow back* com N-Parafina e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio preliminar 1.

- Análise quantitativa das permeabilidades relativas, fator de skin e permeabilidade de dano do ensaio preliminar 1.

Os valores de permeabilidade à água e ao óleo durante o ensaio de dano foram calculados segundo a equação 3.8 do capítulo 3, para fluxo radial e podem ser vistos na tabela 5.3 e 5.4.

Tabela 5.3: Valores de permeabilidades relativas à água do ensaio preliminar 1.

Vazão (ml/min)	ΔP_1 (psi)	ΔP_2 (psi)	ΔP_3 (psi)	ΔP_4 (psi)	$\Delta P_{\text{médio}}$ (psi)	K_a (mD)
1	0,12	0,12	0,10	0,11	0,11	461,17
1,5	0,14	0,13	0,11	0,12	0,13	622,59
2	0,15	0,14	0,12	0,13	0,14	768,62
2,5	0,17	0,15	0,13	0,14	0,15	879,36
3	0,18	0,16	0,14	0,15	0,16	988,23
3,5	0,19	0,17	0,15	0,16	0,17	1084,11
4	0,20	0,18	0,16	0,17	0,18	1169,18

Tabela 5.4: Valores de permeabilidades relativas ao óleo do ensaio preliminar 1.

Vazão (ml/min)	ΔP_1 (psi)	ΔP_2 (psi)	ΔP_3 (psi)	ΔP_4 (psi)	$\Delta P_{\text{médio}}$ (psi)	K_o (mD)
1	0,29	0,26	0,26	0,26	0,27	465,48
1,5	0,3	0,28	0,28	0,27	0,28	661,15
2	0,31	0,29	0,29	0,28	0,29	851,40
2,5	0,33	0,3	0,29	0,29	0,30	1029,07
3	0,34	0,32	0,32	0,31	0,32	1158,30
3,5	0,35	0,34	0,33	0,34	0,34	1281,80
4	0,36	0,35	0,35	0,36	0,36	1403,01

Os valores de fator de *skin* e permeabilidade de dano foram calculados de acordo com as equações 3.14 e 3.21 do capítulo 3. O raio de dano (r_s) em todos os ensaios foi considerado igual ao raio externo (r_e). Os valores encontrados podem ser visualizados na tabela 5.5 e 5.6.

Tabela 5.5: Valores de permeabilidades de dano após o *flow back* do ensaio preliminar 1.

Vazão (ml/min)	ΔP_1 (psi)	ΔP_2 (psi)	ΔP_3 (psi)	ΔP_4 (psi)	$\Delta P_{\text{médio}}$ (psi)	K_s (mD)
1	0,27	0,28	0,28	0,28	0,28	228,47
1,5	0,37	0,36	0,37	0,38	0,37	286,25
2	0,46	0,45	0,46	0,46	0,46	332,05
2,5	0,55	0,53	0,55	0,55	0,55	367,31
3	0,62	0,62	0,63	0,63	0,63	394,25
3,5	0,70	0,71	0,71	0,71	0,71	416,05
4	0,80	0,81	0,81	0,79	0,80	430,30

Tabela 5.6: Valores de fator de *skin* e redução de permeabilidade preliminar 1.

Vazão (ml/min)	Fator de <i>Skin</i>	$(K_o - K_s)/K_o$ (%)
1	1,10	50,92
1,5	1,39	56,70
2	1,67	61,00
2,5	1,92	64,31
3	2,06	65,96
3,5	2,22	67,54
4	2,41	69,33

Na tabela 5.6 podem ser visto os valores percentuais de redução de permeabilidade depois do ensaio de dano. Para a vazão de 4 ml/min a redução de permeabilidade foi de 69,33%.

A figura 5.7 mostra as curvas de permeabilidades relativas e redução de permeabilidade após o ensaio de dano *versus* vazão.

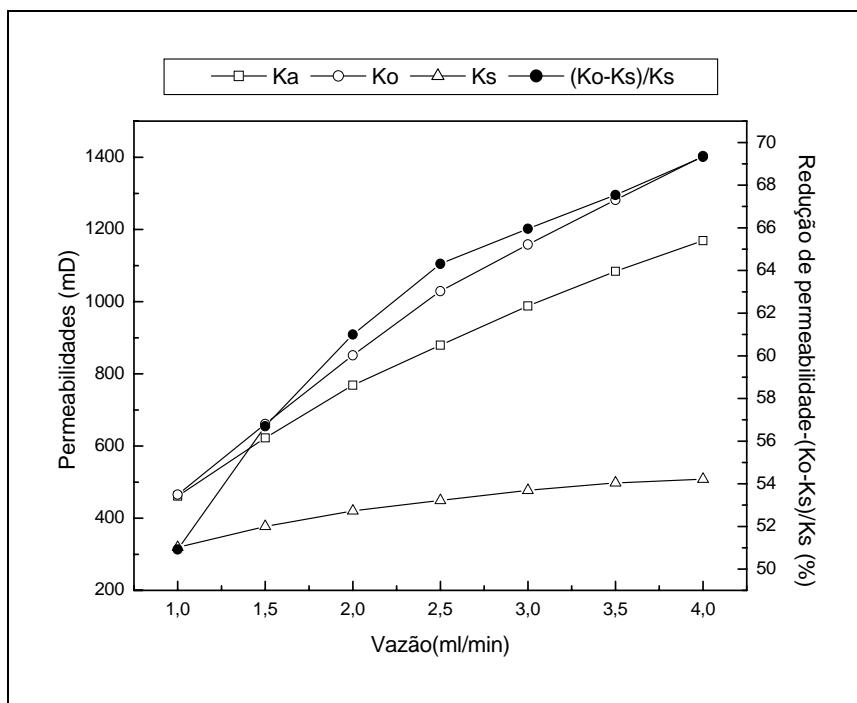


Figura 5.7: Curvas de permeabilidades e desvio relativo *versus* vazão do ensaio preliminar 1.

- **Ensaio preliminar 2**

As figuras 5.8 e 5.9 mostram o corpo de prova saturado com salmoura e N-Parafina, respectivamente. Procurou-se manter as mesmas condições empregadas no estudo tomográfico do ensaio preliminar 1. O corpo de prova foi dividido em 24 seções e os números tomográficos (CT) variam de 700 a 1500.

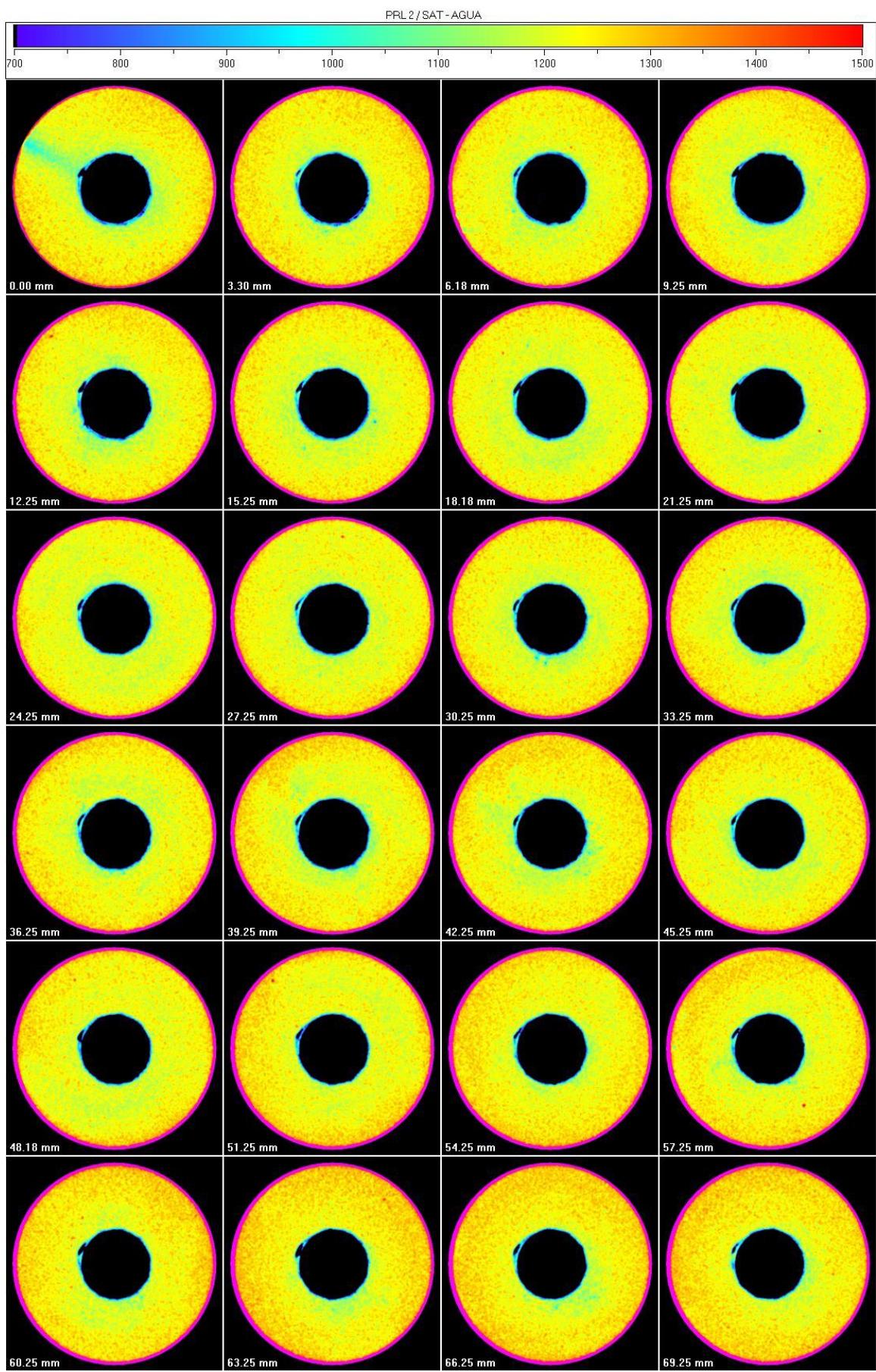


Figura 5.8: Corpo de prova 100 % saturado com salmoura no ensaio preliminar 2.

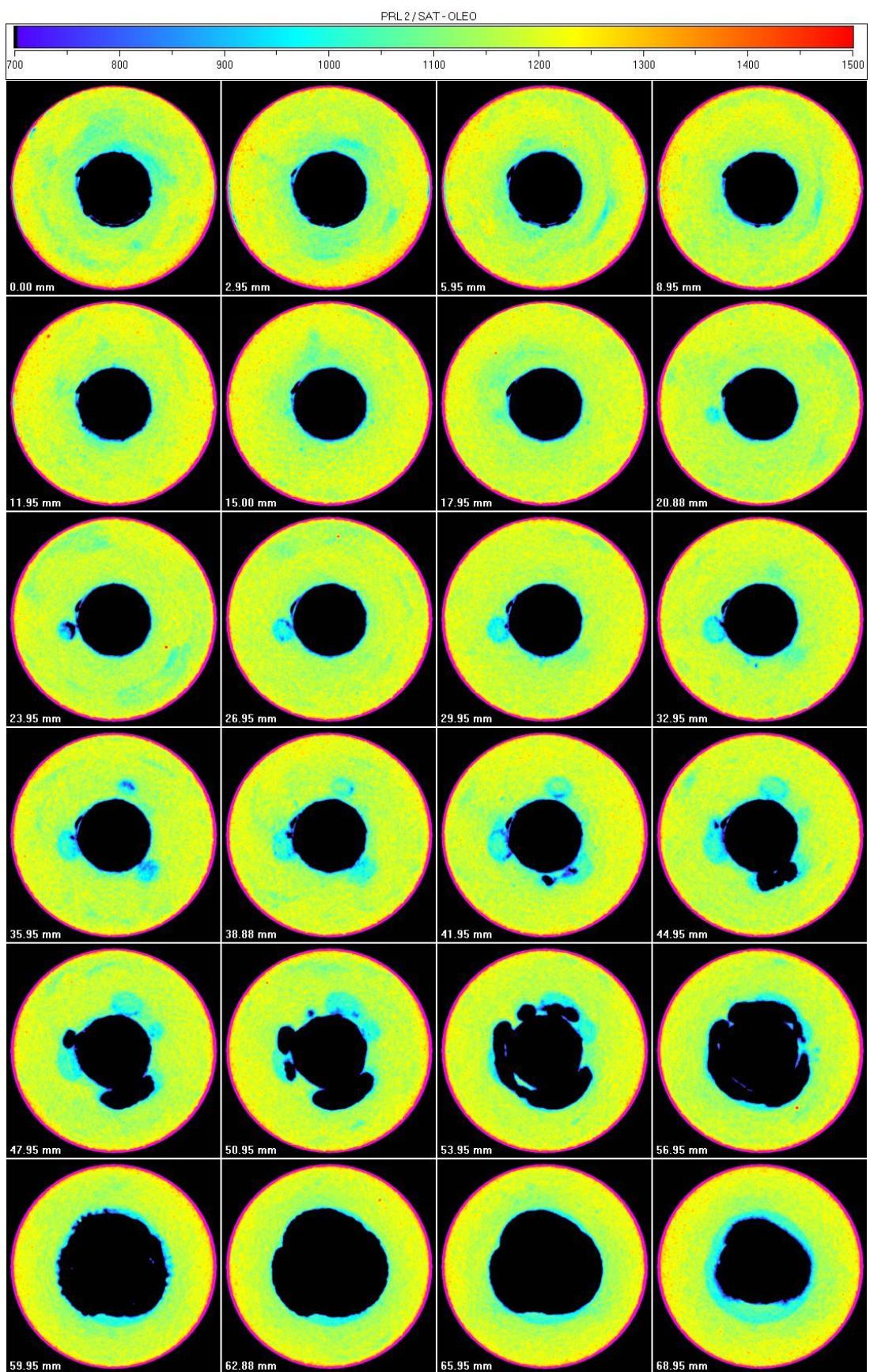


Figura 5.9: Corpo de prova saturado com N-Parafina em saturação residual de salmoura no ensaio preliminar 2.

A tabela 5.7 traz os valores de porosidades encontrados no corpo de prova antes da fase de saturação com N-Parafina segundo a equação 4.3.

Tabela 5.7: Valores de porosidade por seção do ensaio preliminar 2.

Seção	Profundidade (mm)	Porosidade (%)
1	0	27,00
2	3	29,00
3	6	28,00
4	9	28,00
5	12	28,00
6	15	27,00
7	18	27,00
8	21	27,00
9	24	27,00
10	27	27,00
11	30	28,00
12	33	28,00
13	36	28,00
14	39	28,00
15	42	28,00
16	45	28,00
17	48	28,00
18	51	28,00
19	54	29,00
20	57	29,00
21	60	29,00
22	63	30,00
23	66	30,00
24	69	30,00
Valor médio		28,00

Na figura 5.9 foi possível visualizar áreas com baixas densidades no corpo de prova das seções entre 44,95 mm a 68,95 mm. Esta parte do corpo de prova fica na região do dreno inferior da célula de interação rocha fluido. Estes “buracos” ocorreram pelo arrastamento das areias durante as fases de leituras de permeabilidade à água e saturação com N-Parafina.

A fase de leitura de permeabilidade relativa à água teve que ser retirada dos próximos ensaios para que não ocorressem migrações de areia no corpo de prova.

Na tabela 5.8 são apresentados os valores médios de saturação de salmoura e N-parafina nas diferentes seções do corpo de prova, obtidos segundo a equação 4.8, assim como o valor médio de saturação.

Tabela 5.8: Valores médios de saturação de salmoura e N-Parafina ao longo do corpo de prova do ensaio preliminar 2.

Seção	Profundidade (mm)	Saturação NaCl (%)	Saturação N-Parafina(%)
1	0	100	65,58
2	3	100	70,38
3	6	100	62,79
4	9	100	57,02
5	12	100	50,28
6	15	100	51,58
7	18	100	53,01
8	21	100	59,57
9	24	100	65,76
10	27	100	63,50
11	30	100	61,44
12	33	100	66,58
13	36	100	75,50
14	39	100	72,19
15	42	100	77,98
16	45	100	-
17	48	100	-
18	51	100	-
19	54	100	-
20	57	100	-
21	60	100	-
22	63	100	-
23	66	100	-
24	69	100	-
Valor médio		100	63,54

A figura 5.10 traz as seções tomográficas do corpo de prova durante a fase de injeção do fluido *THIXCARB* com carbonato de cálcio (CaCO_3). Após a fase de injeção foi realizada a limpeza (*flow back*) do corpo de prova. A figura 5.11 mostra as imagens tomográficas após a limpeza do corpo de prova.

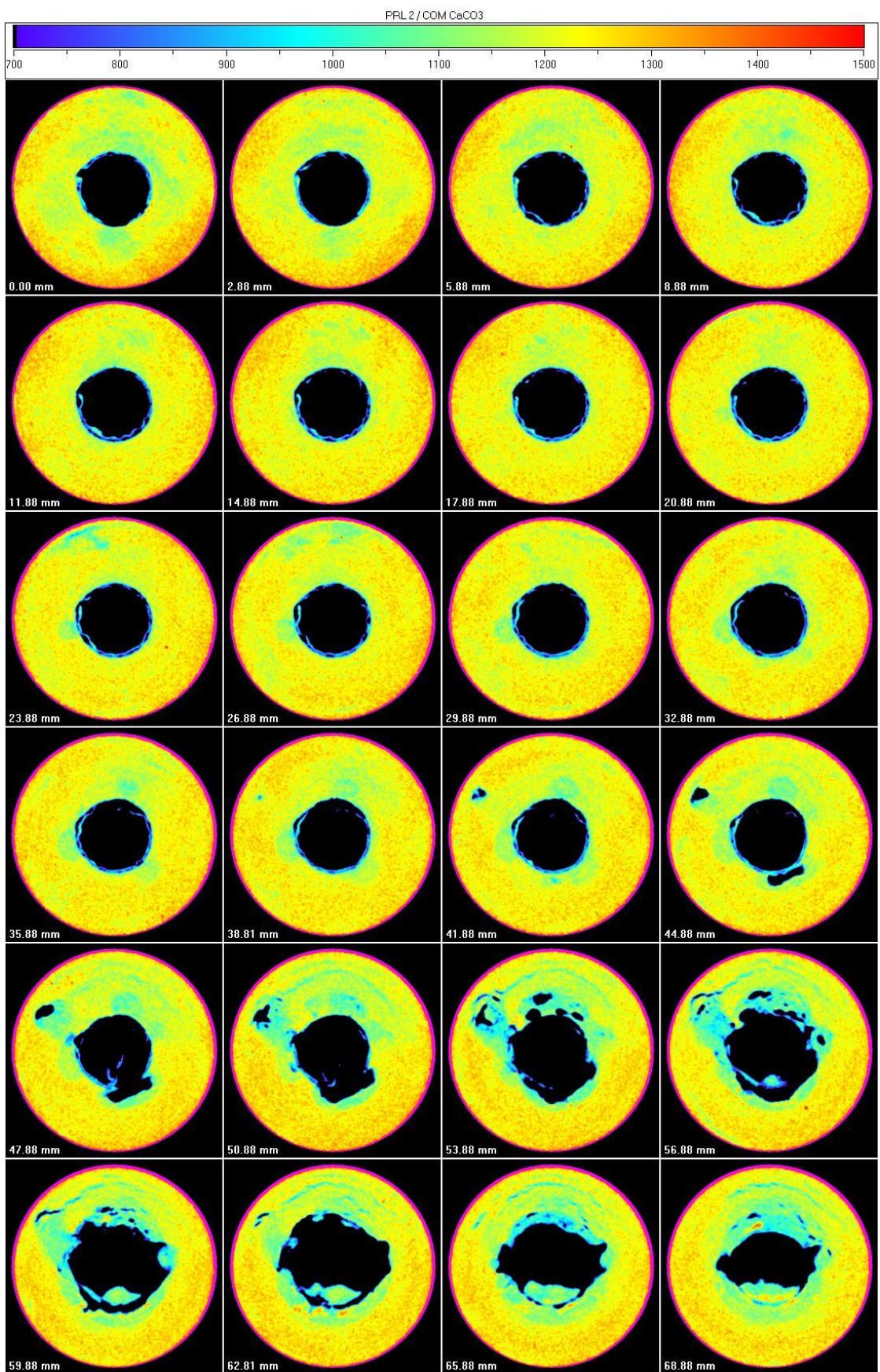


Figura 5.10: Corpo de prova invadido por fluido de perfuração com CaCO₃ no ensaio preliminar 2.

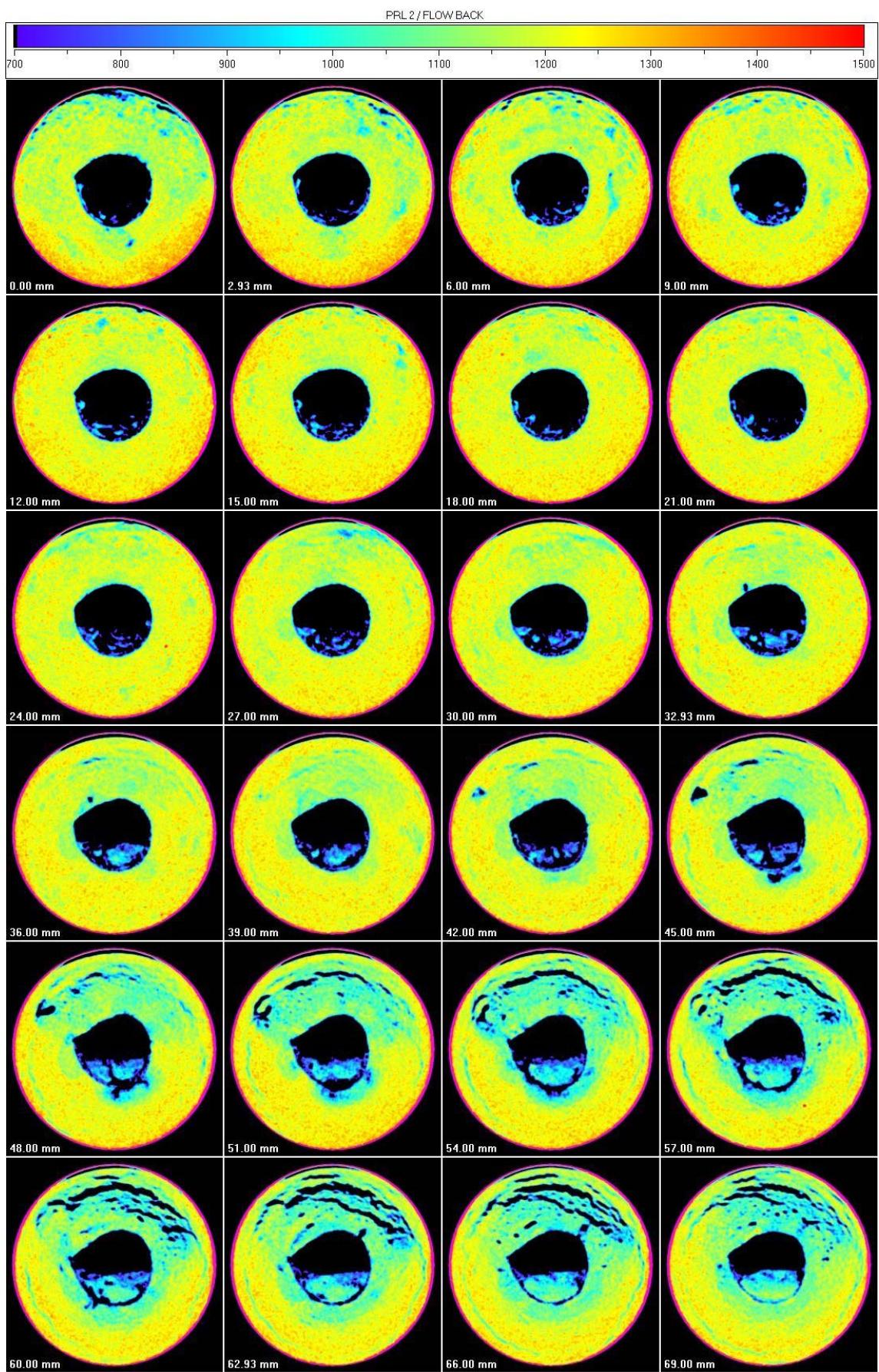


Figura 5.11: Corpo de prova após *flow back* com N-Parafina no ensaio preliminar 2.

-
- **Análise qualitativa da invasão do fluido de perfuração com CaCO₃ do ensaio preliminar 2.**

A avaliação qualitativa de invasão do fluido de perfuração com carbonato de cálcio deste ensaio, também foi realizada através da subtração *pixel a pixel* das imagens obtidas durante a fase de saturação em N-Parafina e a fase de injeção do fluido THIXCARB com CaCO₃.

Na figura 5.12 pode ser visto a subtração das fases anteriores. A invasão do fluido de perfuração com CaCO₃ está destacada na cor azul-claro.

A figura 5.13 traz a subtração das imagens das fases de *flow back* e saturação em N-Parafina.. As seções 24,00 mm e 42,00 mm mostram pontos amarelos devido a invasão do CaCO₃. Não foi possível na fase de limpeza a total retirada destes sólidos. Das seções 48,00 a 69,00 mm pode ser visto a região desmoronamento do corpo de prova.

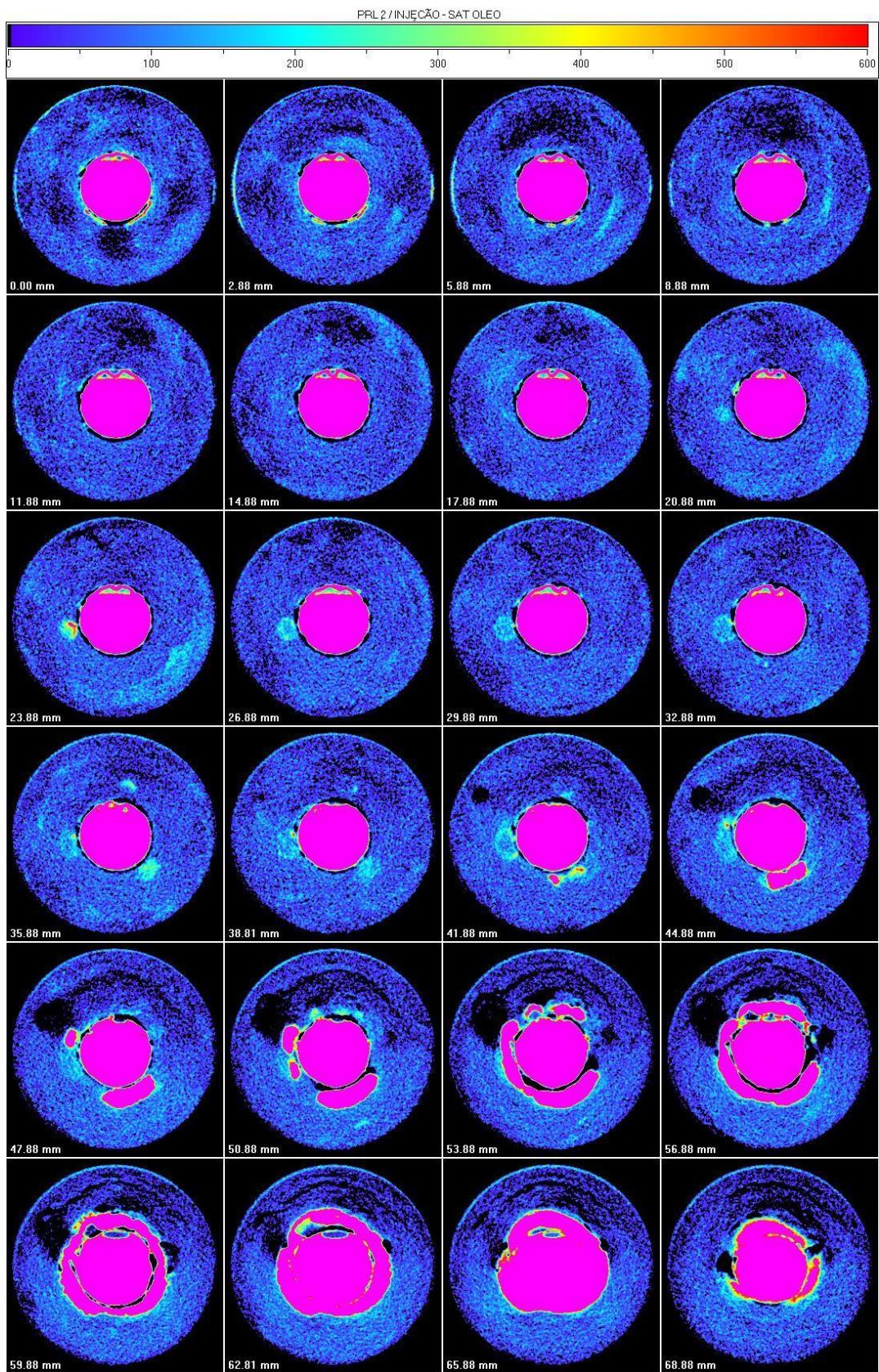


Figura 5.12: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases de injeção do fluido de perfuração com CaCO_3 e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio preliminar 2.

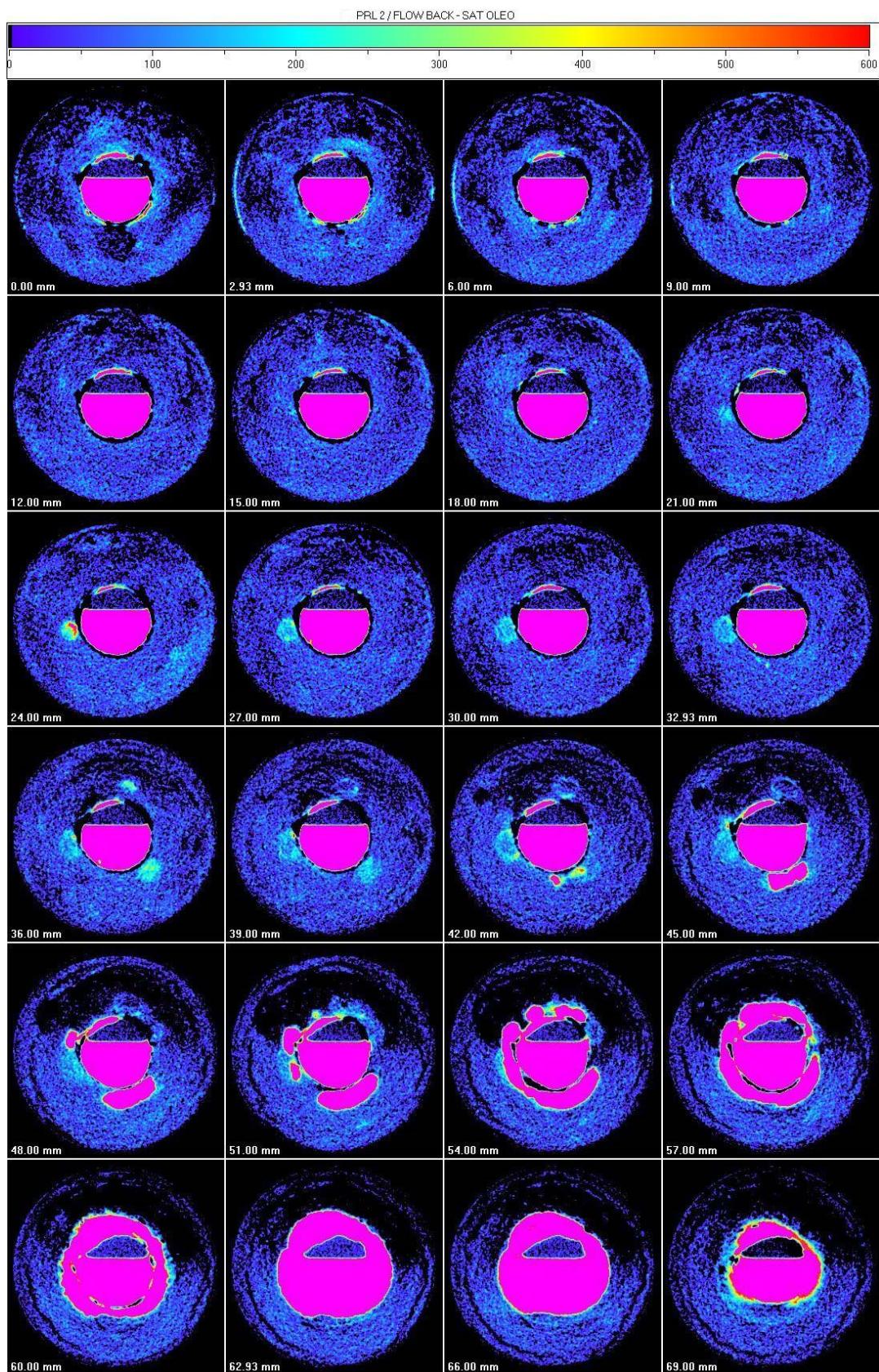


Figura 5.13: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases após *flow back* com N-Parafina e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio preliminar 2.

- Análise quantitativa das permeabilidades relativas, fator de skin e permeabilidade de dano do ensaio preliminar 2.

As tabelas 5.9 a 5.11 trazem os valores de permeabilidades relativas da fase água e óleo e permeabilidade de dano.

Tabela 5.9: Valores de permeabilidades relativas à água do ensaio preliminar 2.

Vazão (ml/min)	ΔP_1 (psi)	ΔP_2 (psi)	ΔP_3 (psi)	ΔP_4 (psi)	$\Delta P_{\text{médio}}$ (psi)	K_a (mD)
1	0,28	0,26	0,27	0,27	0,27	192,16
1,5	0,31	0,31	0,32	0,32	0,32	247,06
2	0,35	0,36	0,36	0,36	0,36	290,25
2,5	0,39	0,41	0,4	0,4	0,40	324,26
3	0,44	0,44	0,45	0,44	0,44	351,74
3,5	0,47	0,49	0,48	0,47	0,48	380,29
4	0,50	0,53	0,52	0,51	0,52	402,97

Tabela 5.10: Valores de permeabilidades relativas ao óleo do ensaio preliminar 2.

Vazão (ml/min)	ΔP_1 (psi)	ΔP_2 (psi)	ΔP_3 (psi)	ΔP_4 (psi)	$\Delta P_{\text{médio}}$ (psi)	K_o (mD)
1	0,52	0,49	0,48	0,46	0,49	255,42
1,5	0,57	0,54	0,53	0,51	0,54	347,49
2	0,62	0,57	0,58	0,57	0,59	425,70
2,5	0,67	0,61	0,62	0,61	0,63	496,08
3	0,72	0,67	0,68	0,67	0,69	545,33
3,5	0,76	0,72	0,71	0,70	0,72	603,20
4	0,80	0,76	0,75	0,74	0,76	653,21

Tabela 5.11: Valores de permeabilidades de dano após o *flow back* do ensaio preliminar 2.

Vazão (ml/min)	ΔP_1 (psi)	ΔP_2 (psi)	ΔP_3 (psi)	ΔP_4 (psi)	$\Delta P_{\text{médio}}$ (psi)	K_s (mD)
1	0,54	0,57	0,56	0,52	0,55	120,31
1,5	0,67	0,66	0,68	0,67	0,67	154,68
2	0,75	0,76	0,77	0,74	0,76	185,85
2,5	0,85	0,87	0,86	0,87	0,86	208,92
3	0,97	0,98	0,99	0,96	0,98	225,03
3,5	1,09	1,07	1,06	1,08	1,08	242,45
4	1,16	1,17	1,18	1,17	1,17	257,73

Os valores de do fator de *skin* e redução de permeabilidade foram calculados e podem ser visualizados na tabela 5.12.

Tabela 5.12: Valores de fator de *skin* e redução de permeabilidade preliminar 2.

Vazão (ml/min)	Fator de Skin	$(K_o - K_s)/K_o$ (%)
1	1,20	52,90
1,5	1,33	55,49
2	1,37	56,34
2,5	1,46	57,89
3	1,52	58,73
3,5	1,58	59,81
4	1,63	60,54

Na tabela 5.12 podem ser visto os valores de redução de permeabilidade depois do ensaio de dano. Para a vazão de 4 ml/min a redução de permeabilidade foi de 60,54 %.

A figura 5.14 mostra as curvas de permeabilidades relativas e redução de permeabilidade relativa *versus* vazão do ensaio preliminar 2.

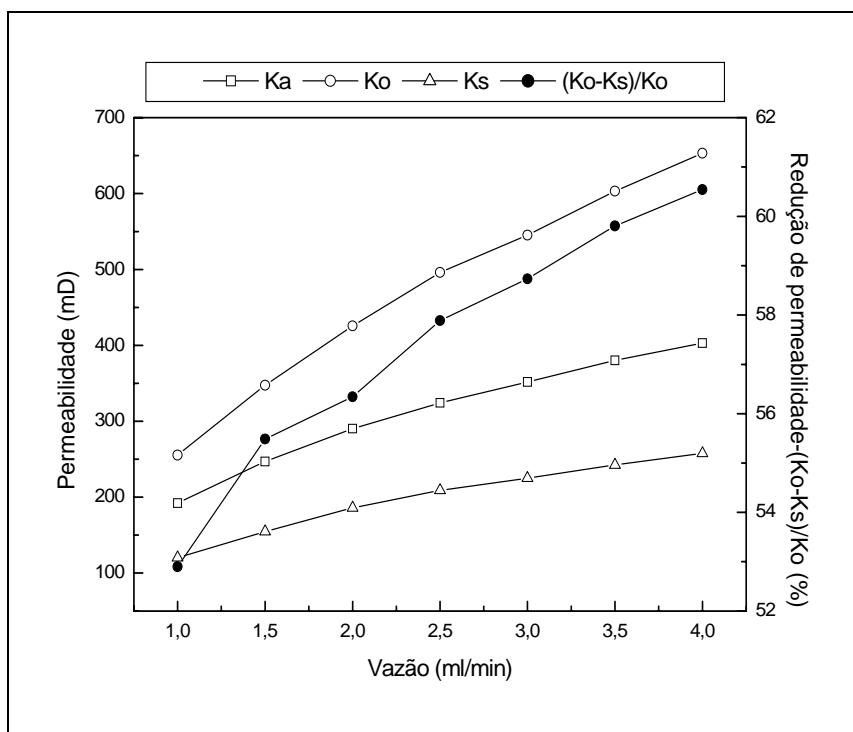


Figura 5.14: Curvas de permeabilidades e redução de permeabilidade *versus* vazão do ensaio preliminar 2.

5.2 ENSAIO COMPLEMENTAR

Neste ensaio não foram feitas às leituras de permeabilidades à água.

O ensaio foi dividido em dois testes como no anterior. No primeiro utilizou-se o fluido de perfuração *THIXCARB* somente com polímeros e o segundo, o fluido *THIXCARB* com polímeros mais carbonato.

- **Ensaios complementares**

As imagens de saturação de salmoura e N-Parafina do corpo de prova, para as 24 seções tomografadas no ensaio principal 1, são apresentadas nas figuras 5.15 e 5.16, acompanhadas da escala de cores associada aos números tomográficos (CT) que variou de 1000 a 1500.

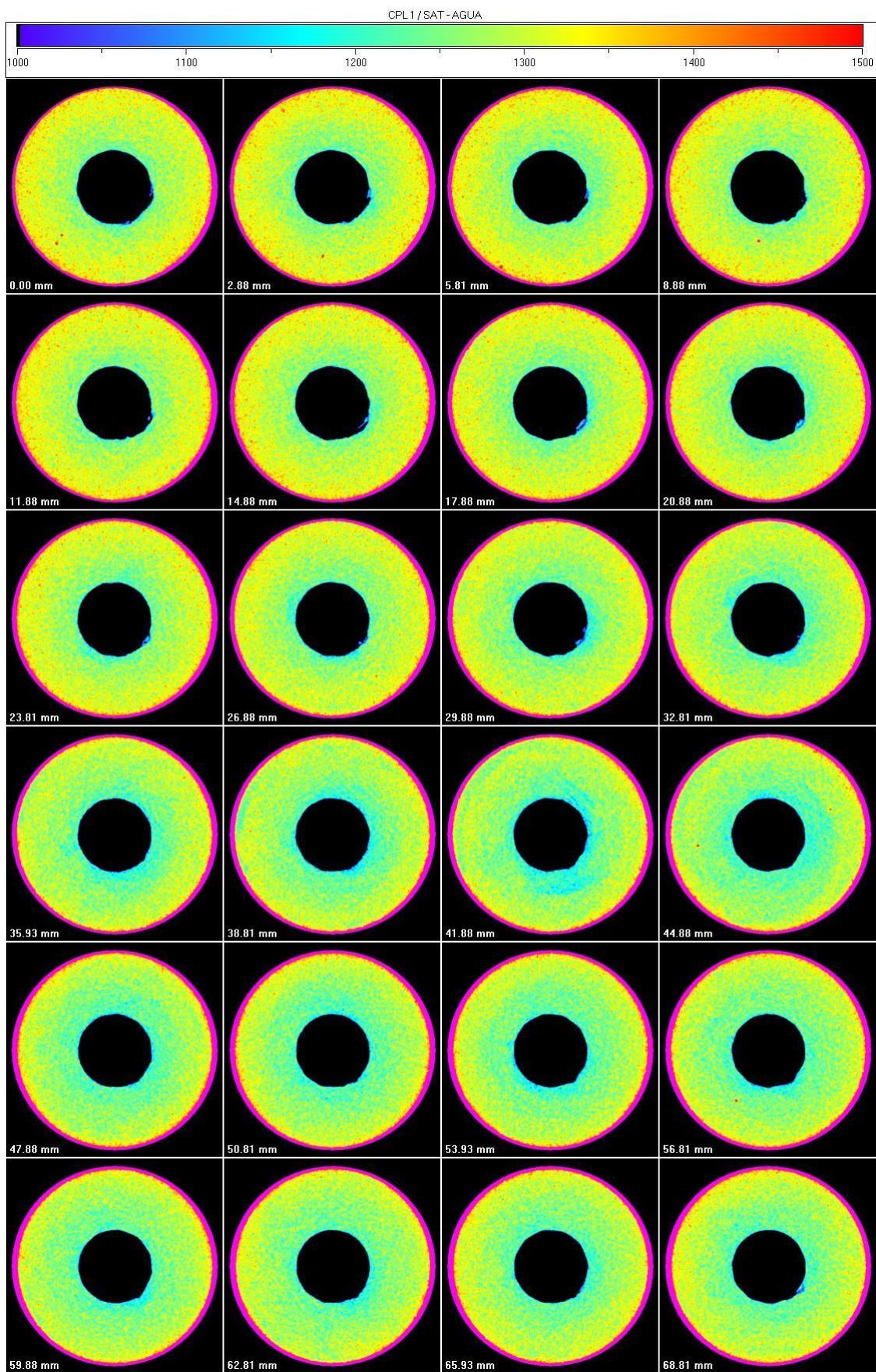


Figura 5.15: Corpo de prova 100 % saturado com salmoura no ensaio complementar 1.

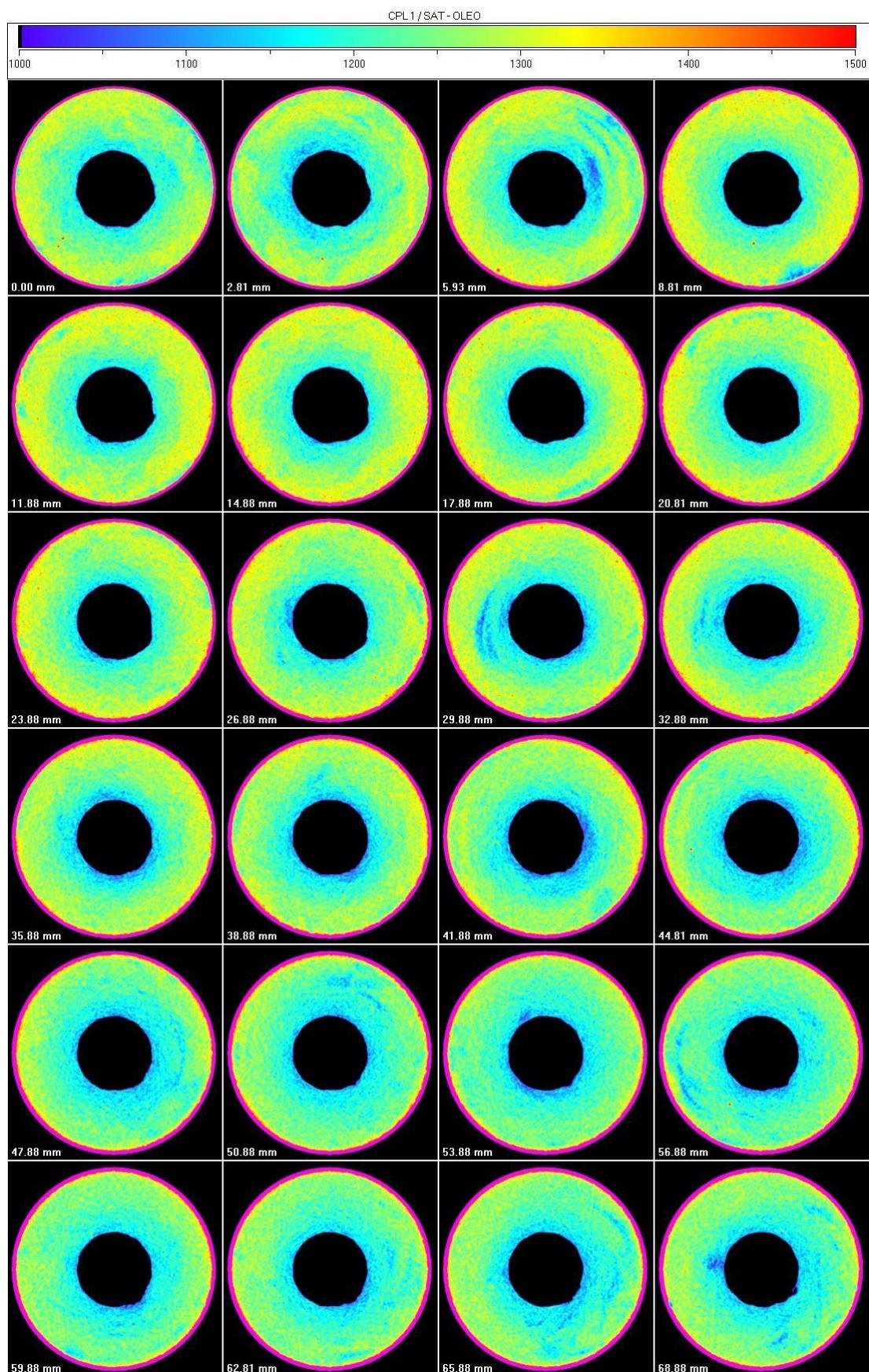


Figura 5.16: Corpo de prova saturado com N-Parafina em saturação residual de salmoura no ensaio complementar 1.

Os valores de porosidade média por seção do ensaio complementar 1 estão apresentados na tabela 5.13.

Tabela 5.13: Valores de porosidade por seção do ensaio complementar 1.

Seção	Profundidade (mm)	Porosidade (%)
1	0	34,42
2	3	34,43
3	6	34,15
4	9	34,48
5	12	34,47
6	15	34,26
7	18	34,01
8	21	33,87
9	24	33,75
10	27	33,47
11	30	33,08
12	33	32,77
13	36	32,08
14	39	31,91
15	42	31,48
16	45	31,36
17	48	31,79
18	51	31,84
19	54	31,86
20	57	32,02
21	60	31,97
22	63	32,06
23	66	32,38
24	69	32,45
Valor médio		32,93

Na tabela 5.14 são apresentados os valores médios de saturação de salmoura e N-parafina nas diferentes seções do corpo de prova, obtidos segundo a equação 4.8, assim como o valor médio de saturação em todo corpo de prova.

Tabela 5.14: Valores médios de saturação de salmoura e N-Parafina ao longo do corpo de prova do ensaio complementar 1.

Seção	Profundidade (mm)	Saturação NaCl (%)	Saturação N-Parafina(%)
1	0	100	78,00
2	3	100	84,00
3	6	100	75,00
4	9	100	62,00
5	12	100	81,00
6	15	100	79,00
7	18	100	80,00
8	21	100	81,00
9	24	100	72,00
10	27	100	75,00
11	30	100	77,00
12	33	100	70,00
13	36	100	76,00
14	39	100	79,00
15	42	100	72,00
16	45	100	75,00
17	48	100	77,00
18	51	100	79,00
19	54	100	77,00
20	57	100	81,00
21	60	100	75,00
22	63	100	77,00
23	66	100	85,00
24	69	100	82,00
Valor médio		100	77,00

Comparando os valores médios de saturação de N-Parafina obtidos pela tomografia (77%) com aquele obtido por diferença de massa (85%), obtém-se um desvio relativo de 9,4%.

A figura 5.17 traz as seções tomográficas do corpo de prova durante a fase de injeção do fluido *THIXCARB* sem carbonato de cálcio (CaCO_3). Após a fase de injeção foi realizada a limpeza (*flow back*) do corpo de prova. A figura 5.18 mostra as imagens tomográficas após a limpeza do corpo de prova.

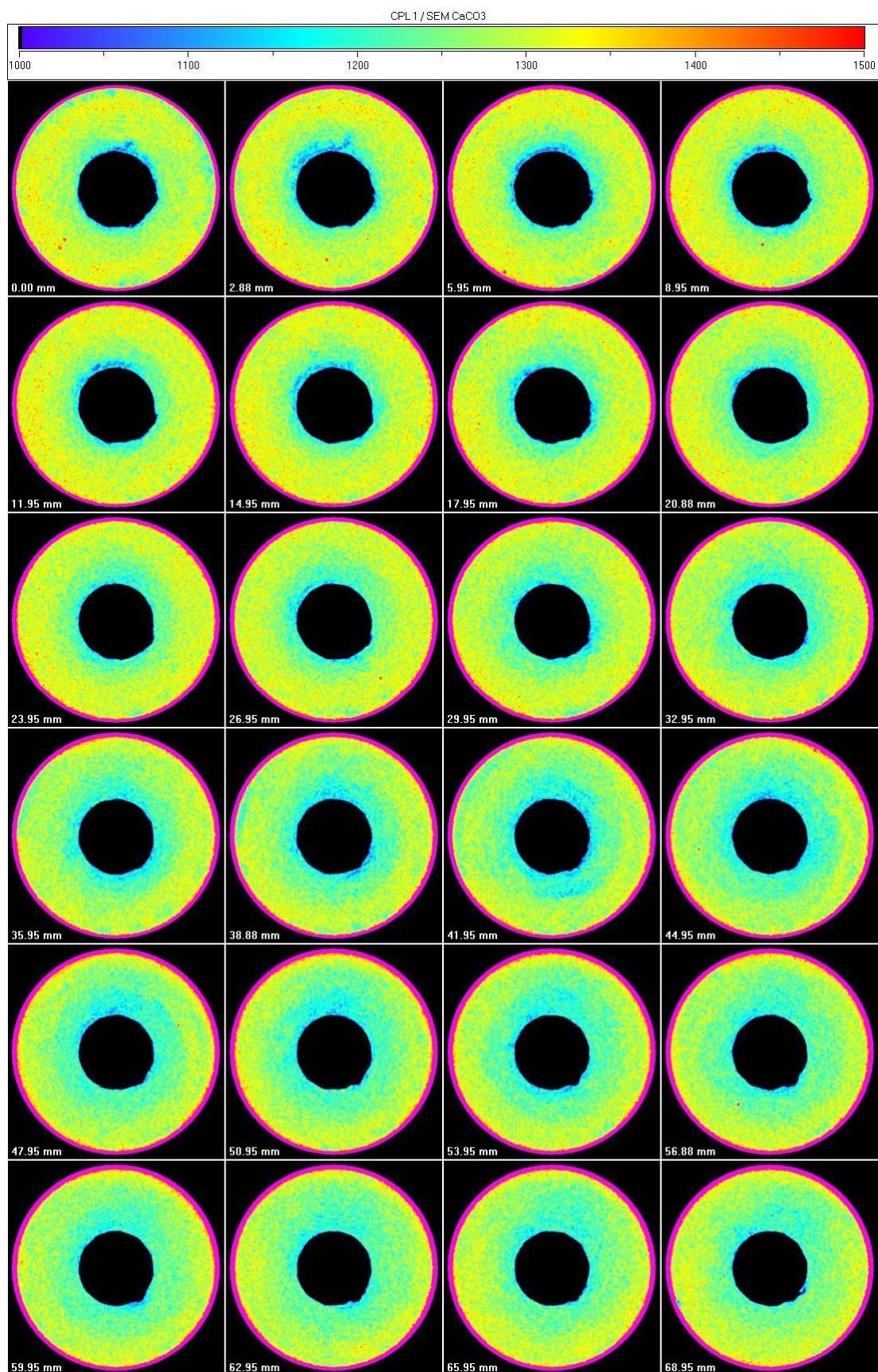


Figura 5.17: Corpo de prova invadido por fluido de perfuração sem CaCO₃ no ensaio complementar 1.

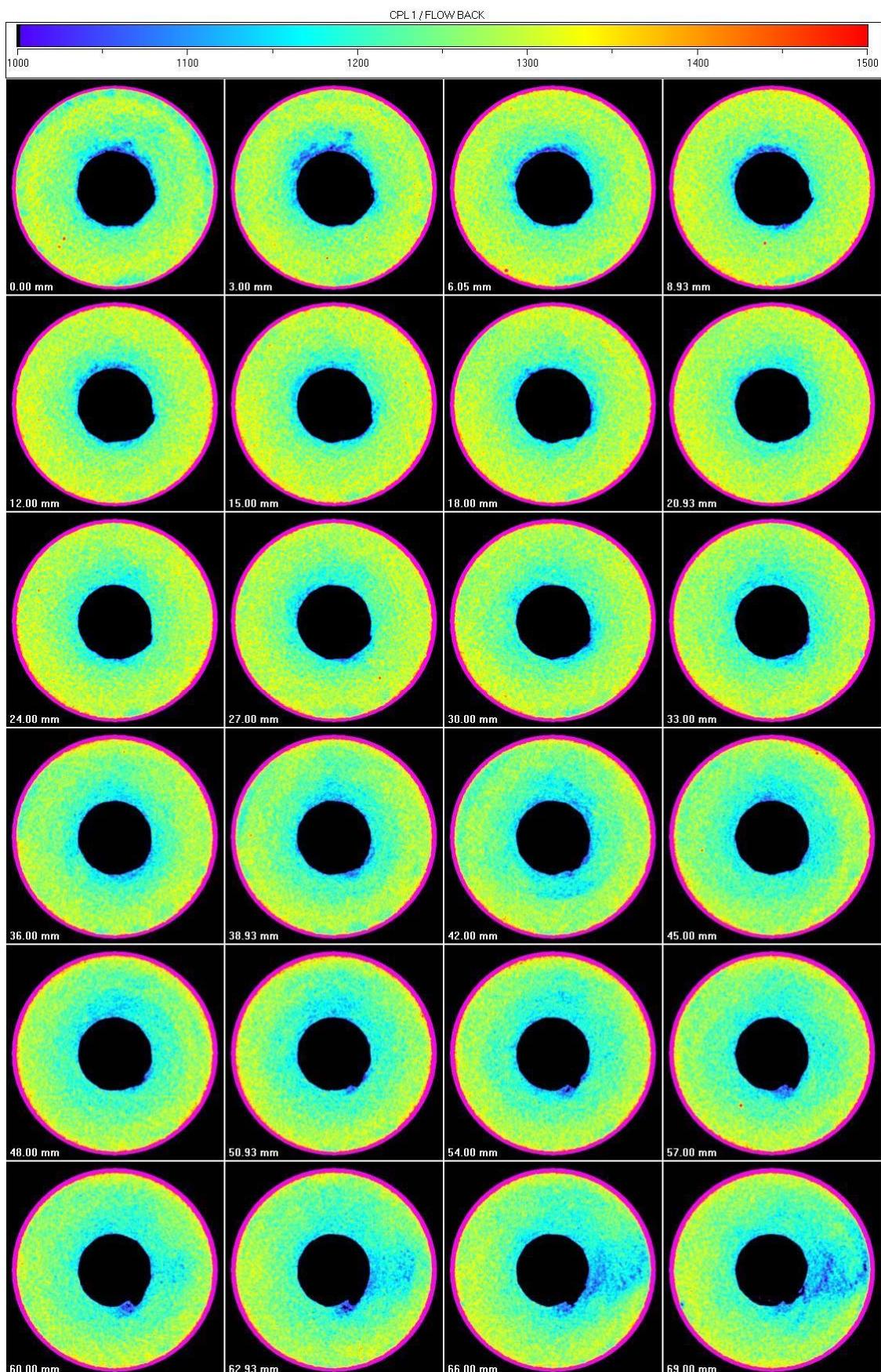


Figura 5.18: Corpo de prova após *flow back* com N-Parafina no ensaio complementar

1.

-
- **Análise qualitativa da invasão do fluido de perfuração sem CaCO₃ do ensaio complementar 1.**

A avaliação qualitativa de invasão do fluido de perfuração sem carbonato deste ensaio foi realizada através da subtração *pixel a pixel* das imagens obtidas durante nas fases de saturação em N-Parafina e de injeção do fluido *THIXCARB* sem CaCO₃.

Na figura 5.19 pode ser visto a invasão do fluido de perfuração sem CaCO₃ destacado na cor azul-claro, que invadiu todo o corpo de prova.

A figura 5.20 traz a subtração das imagens das fases de *flow back* e saturação em N-Parafina. Em todas as seções podem ser visto migração de areia pra dentro do furo do poço. Pode ser visto também que a limpeza ocorreu em todo o corpo de prova

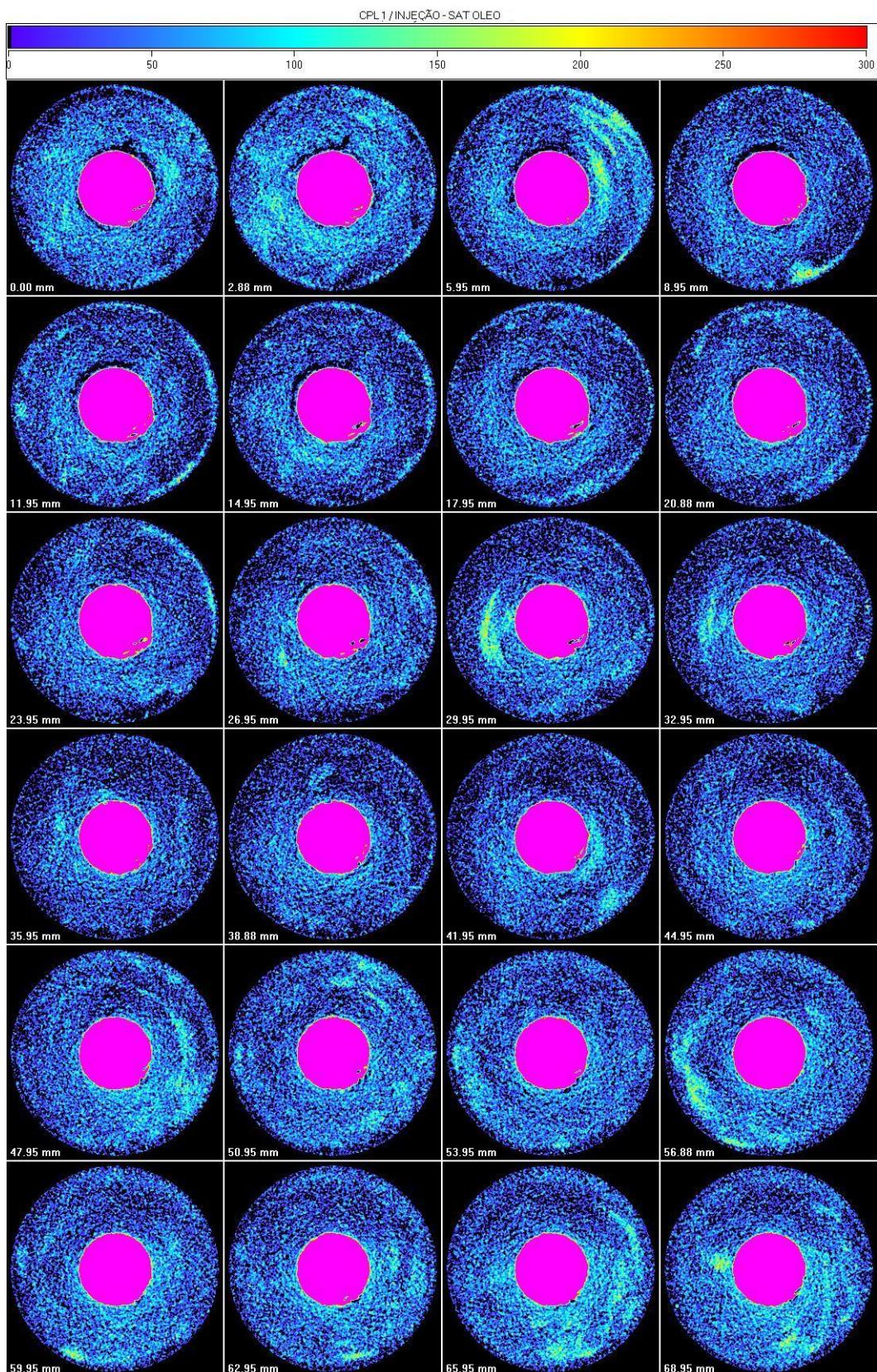


Figura 5.19: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases de injeção do fluido de perfuração sem CaCO_3 e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio complementar 1.

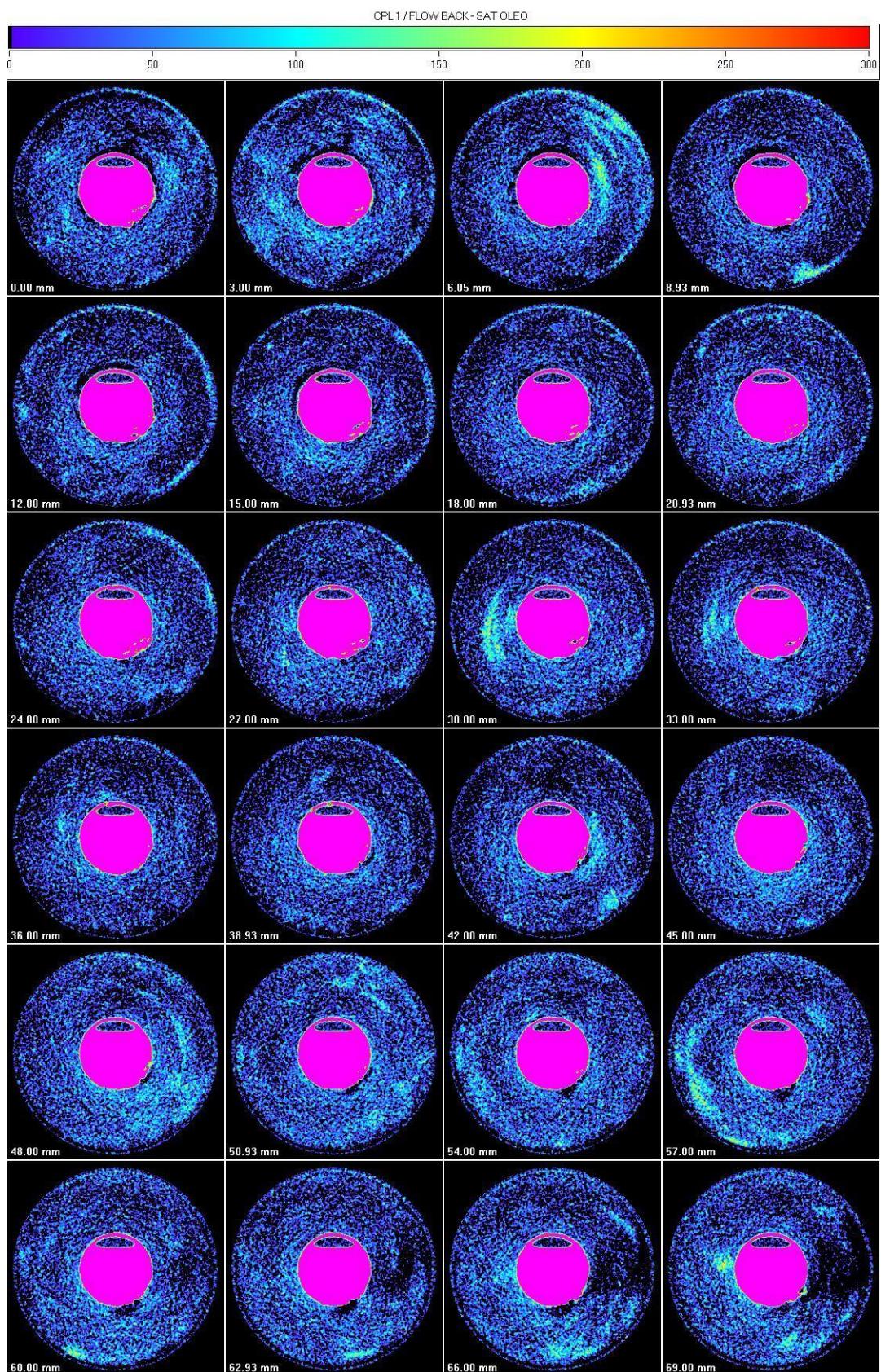


Figura 5.20: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases após *flow back* com N-Parafina e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio complementar 1.

- Análise quantitativa das permeabilidades relativas, fator de skin e permeabilidade de dano do ensaio complementar 1.

As tabelas 5.15 e 5.16 trazem os valores de permeabilidades relativas da fase óleo e permeabilidade de dano.

Tabela 5.15: Valores de permeabilidades relativas ao óleo do ensaio complementar 1.

Vazão (ml/min)	ΔP_1 (psi)	ΔP_2 (psi)	ΔP_3 (psi)	ΔP_4 (psi)	$\Delta P_{\text{médio}}$ (psi)	K_o (mD)
1	0,24	0,23	0,23	0,24	0,24	529,86
1,5	0,25	0,26	0,25	0,25	0,25	739,71
2	0,26	0,27	0,27	0,26	0,27	939,75
2,5	0,28	0,29	0,28	0,28	0,28	1101,92
3	0,3	0,31	0,3	0,3	0,30	1234,88
3,5	0,32	0,33	0,32	0,33	0,33	1340,95
4	0,34	0,36	0,35	0,35	0,35	1423,05

Tabela 5.16: Valores de permeabilidades de dano após o *flow back* do ensaio complementar 1.

Vazão (ml/min)	ΔP_1 (psi)	ΔP_2 (psi)	ΔP_3 (psi)	ΔP_4 (psi)	$\Delta P_{\text{médio}}$ (psi)	K_s (mD)
1	0,40	0,38	0,39	0,37	0,39	200,83
1,5	0,45	0,44	0,42	0,41	0,43	273,66
2	0,49	0,48	0,46	0,47	0,48	336,53
2,5	0,56	0,54	0,52	0,52	0,54	380,79
3	0,61	0,60	0,56	0,58	0,59	419,72
3,5	0,65	0,66	0,61	0,62	0,64	453,97
4	0,70	0,71	0,68	0,69	0,70	476,62

Os valores de do fator de *skin* e redução de permeabilidade foram calculados e podem ser visualizados na tabela 5.17.

Tabela 5.17: Valores de fator de *skin* e redução de permeabilidade do ensaio complementar 1.

Vazão (ml/min)	Fator de Skin	(K _o -K _s)/K _o (%)
1	1,74	62,10
1,5	1,81	63,00
2	1,91	64,19
2,5	2,02	65,44
3	2,07	66,01
3,5	2,08	66,15
4	2,11	66,51

Na tabela anterior pode ser visto os valores de redução de permeabilidade após o ensaio de dano. Para a vazão de 4 ml/min, a redução de permeabilidade foi de 66,51 %.

A figura 5.21 mostra as curvas de permeabilidades relativas e redução de permeabilidade *versus* vazão do ensaio complementar 1.

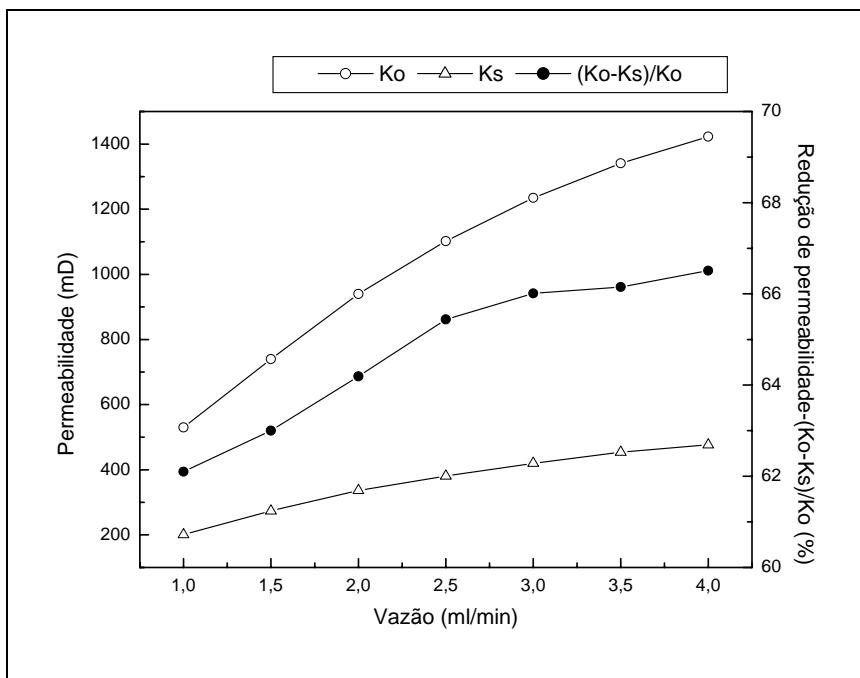


Figura 5.21: Curvas de permeabilidades e redução de permeabilidade *versus* vazão do ensaio complementar 1.

- **Ensaio complementar 2**

As imagens de saturação de salmoura e N-Parafina do corpo de prova, para as 24 seções tomografadas no ensaio complementar 2, são apresentadas nas figuras 5.22 e 5.23, acompanhadas da escala de cores associada aos números tomográficos (CT) que variou de 500 a 1600. Neste ensaio foi utilizado o fluido *THIXCARB* com carbonato de cálcio (CaCO_3).

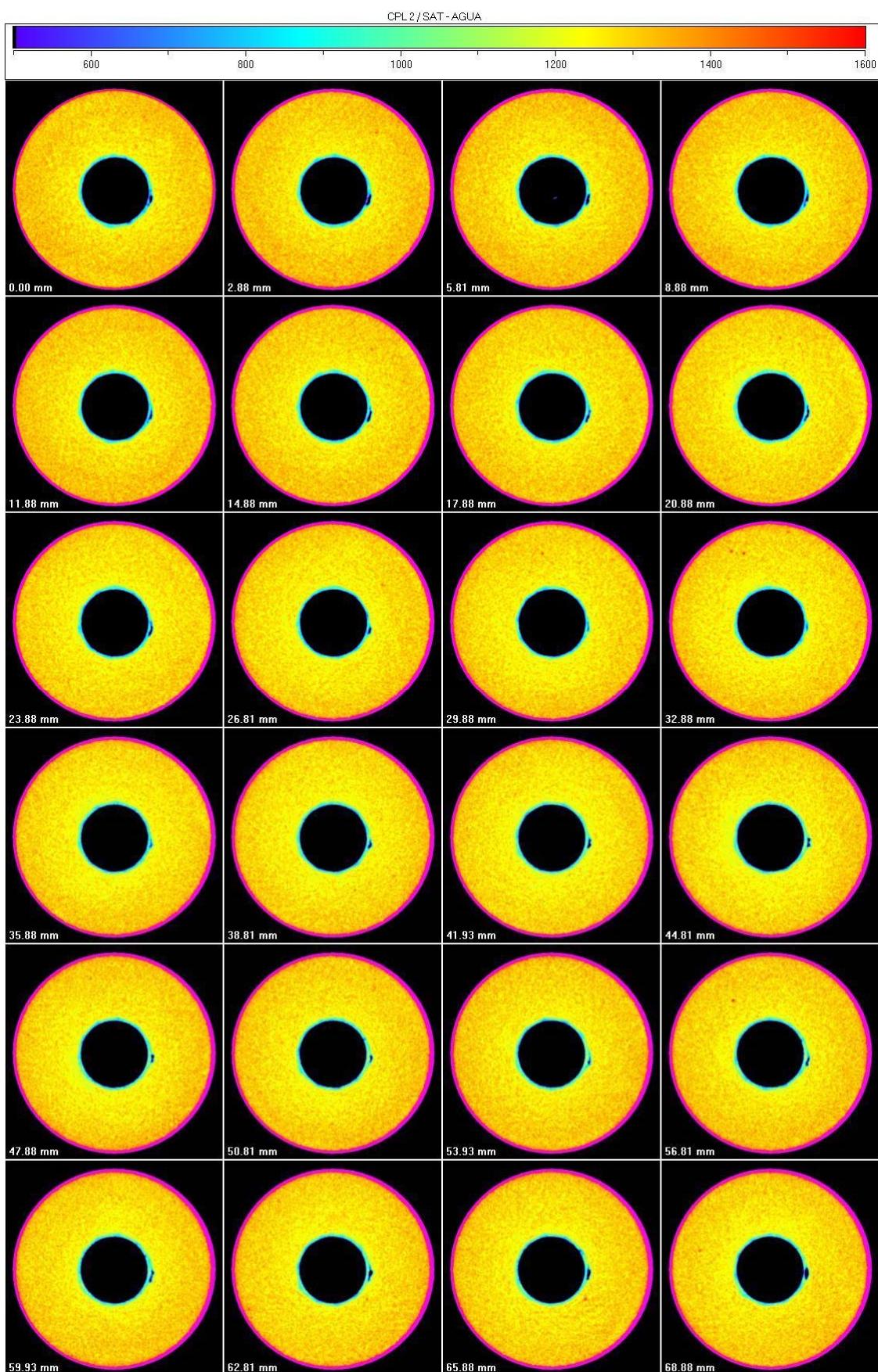


Figura 5.22: Corpo de prova 100% saturado com salmoura no ensaio complementar 2.

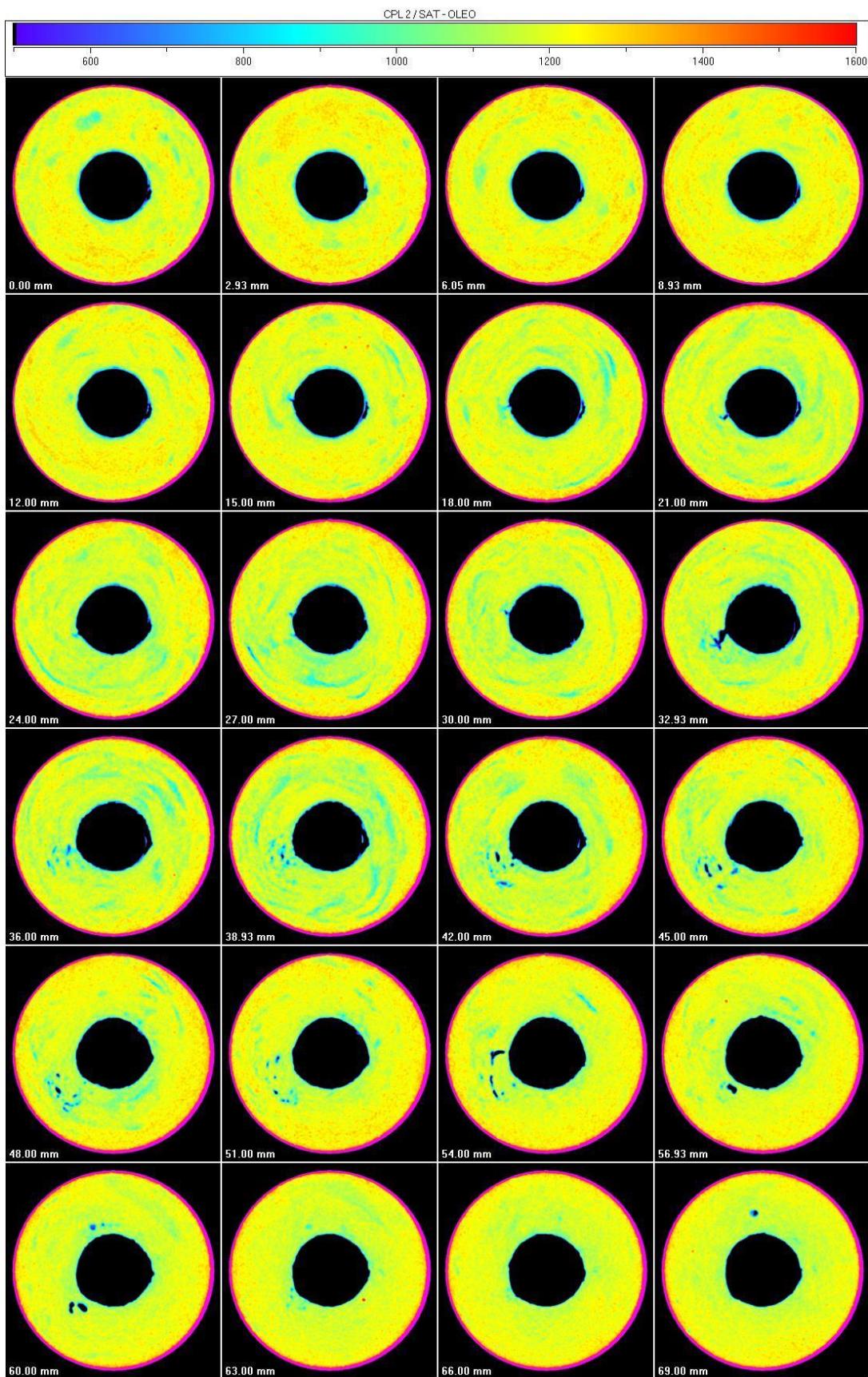


Figura 5.23: Corpo de prova saturado com N-Parafina em saturação residual de água no ensaio complementar 2.

Os valores de porosidade média por seção do ensaio complementar 2 estão apresentados na tabela 5.18.

Tabela 5.18: Valores de porosidade por seção do ensaio complementar 2.

Seção	Profundidade (mm)	Porosidade (%)
1	0	33,69
2	3	33,96
3	6	33,97
4	9	33,89
5	12	33,79
6	15	33,43
7	18	33,08
8	21	32,50
9	24	32,34
10	27	32,42
11	30	32,57
12	33	32,63
13	36	32,32
14	39	32,22
15	42	32,04
16	45	32,33
17	48	32,88
18	51	33,07
19	54	33,33
20	57	33,23
21	60	33,05
22	63	32,99
23	66	33,02
24	69	33,00
Valor médio		32,99

Na tabela 5.19 são apresentados os valores médios de saturação de salmoura e N-parafina nas diferentes seções do corpo de prova, obtidos segundo a equação 4.8, assim como o valor médio de saturação em todo corpo de prova.

Tabela 5.19: Valores médios de saturação de salmoura e N-Parafina ao longo do corpo de prova do ensaio complementar 2.

Seção	Profundidade (mm)	Saturação NaCl (%)	Saturação N-Parafina(%)
1	0	100	92,99
2	3	100	80,69
3	6	100	79,49
4	9	100	76,29
5	12	100	84,10
6	15	100	92,91
7	18	100	90,00
8	21	100	92,00
9	24	100	88,00
10	27	100	89,00
11	30	100	96,45
12	33	100	85,00
13	36	100	75,00
14	39	100	65,00
15	42	100	55,00
16	45	100	94,41
17	48	100	85,00
18	51	100	84,99
19	54	100	83,00
20	57	100	95,00
21	60	100	65,00
22	63	100	95,04
23	66	100	89,56
24	69	100	93,44
Valor médio		100	84,47

Comparando os valores médios de saturação de N-Parafina obtidos pela tomografia (84,47%) com aquele obtido por diferença de massa (85%), obtém-se um desvio relativo de 0,62%.

A figura 5.24 traz as seções tomográficas do corpo de prova durante a fase de injeção do fluido *THIXCARB* com carbonato de cálcio (CaCO_3). Após a fase de injeção foi realizada a limpeza (*flow back*) do corpo de prova. A figura 5.25 mostra as imagens tomográficas após a limpeza do corpo de prova.

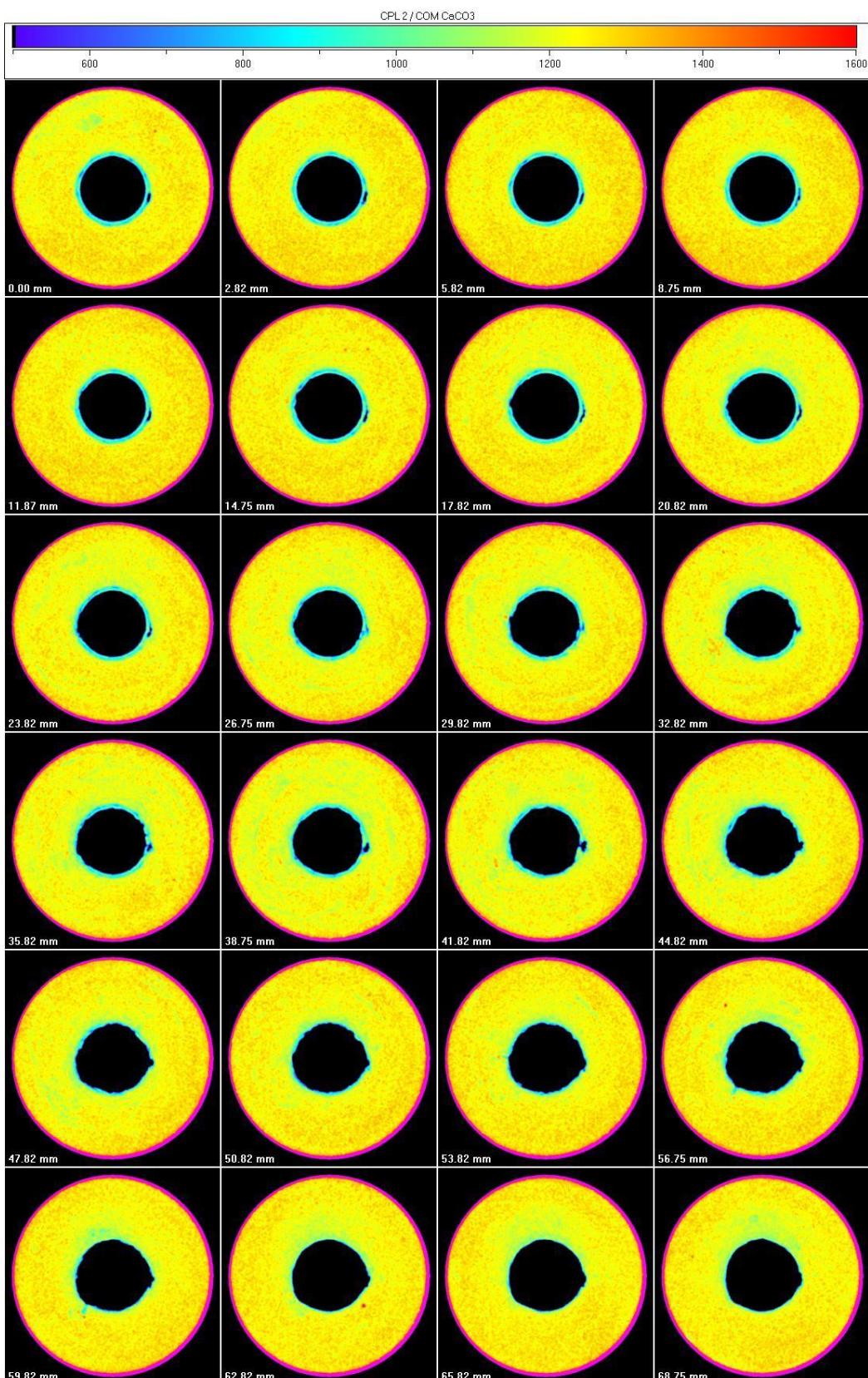


Figura 5.24: Corpo de prova invadido por fluido de perfuração com CaCO₃ no ensaio complementar 2.

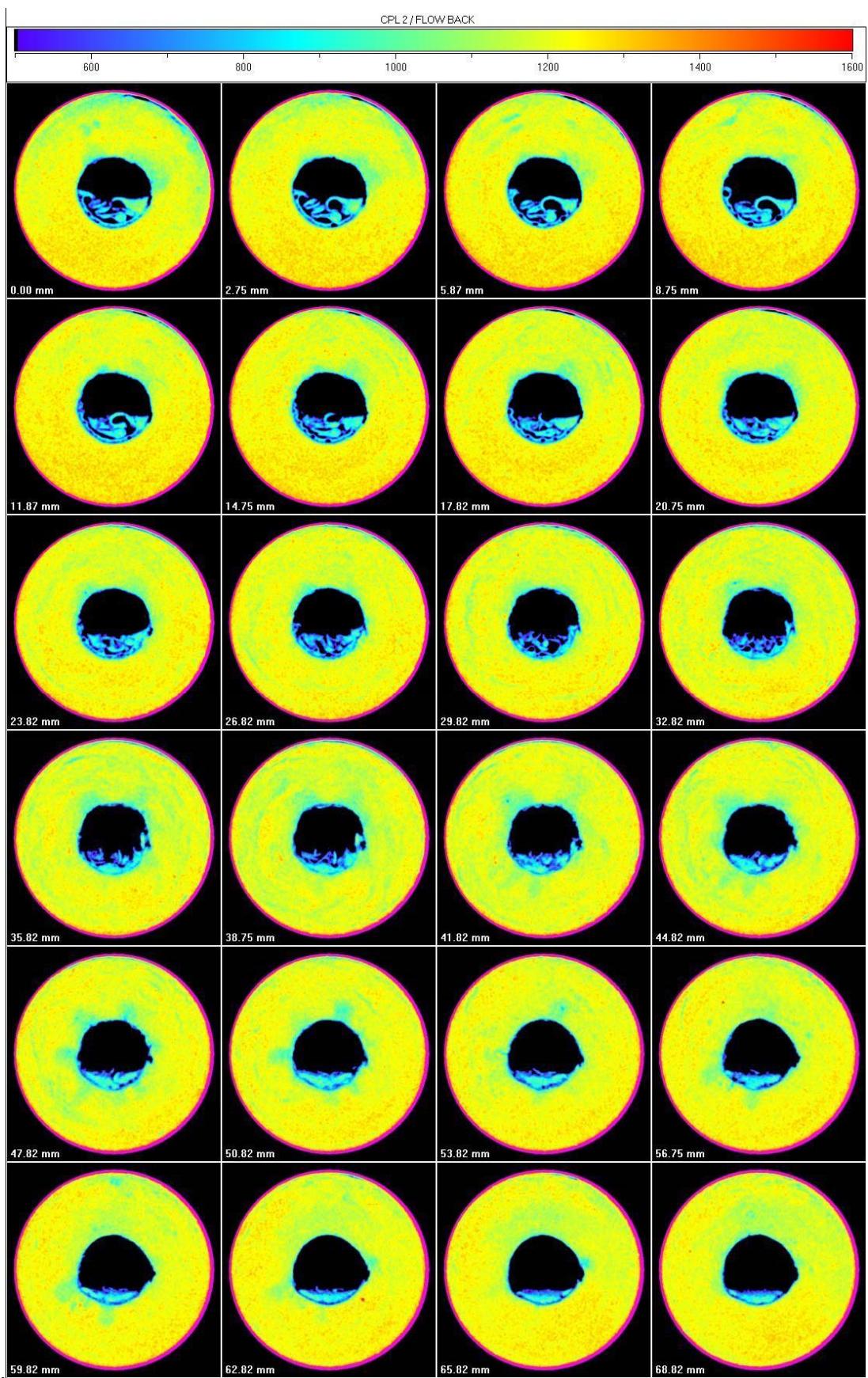


Figura 5.25: Corpo de prova após *flow back* com N-Parafina no ensaio complementar 2.

-
- **Análise qualitativa da invasão do fluido de perfuração sem CaCO_3 do ensaio complementar 2.**

A avaliação qualitativa de invasão do fluido de perfuração com carbonato deste ensaio também foi realizada através da subtração *pixel a pixel* das imagens obtidas durante nas fases de saturação em N-Parafina e de injeção do fluido *THIXCARB* com CaCO_3 .

Na figura 5.26 pode ser visto a invasão do fluido de perfuração com carbonato (CaCO_3) destacado na cor azul-claro e amarelo no corpo de prova.

A figura 5.27 traz a subtração das imagens das fases de *flow back* e saturação em N-Parafina. Em todas as seções podem ser visto migração de areia pra dentro do furo do poço. Pode ser visto também que a limpeza ocorreu em todo o corpo de prova

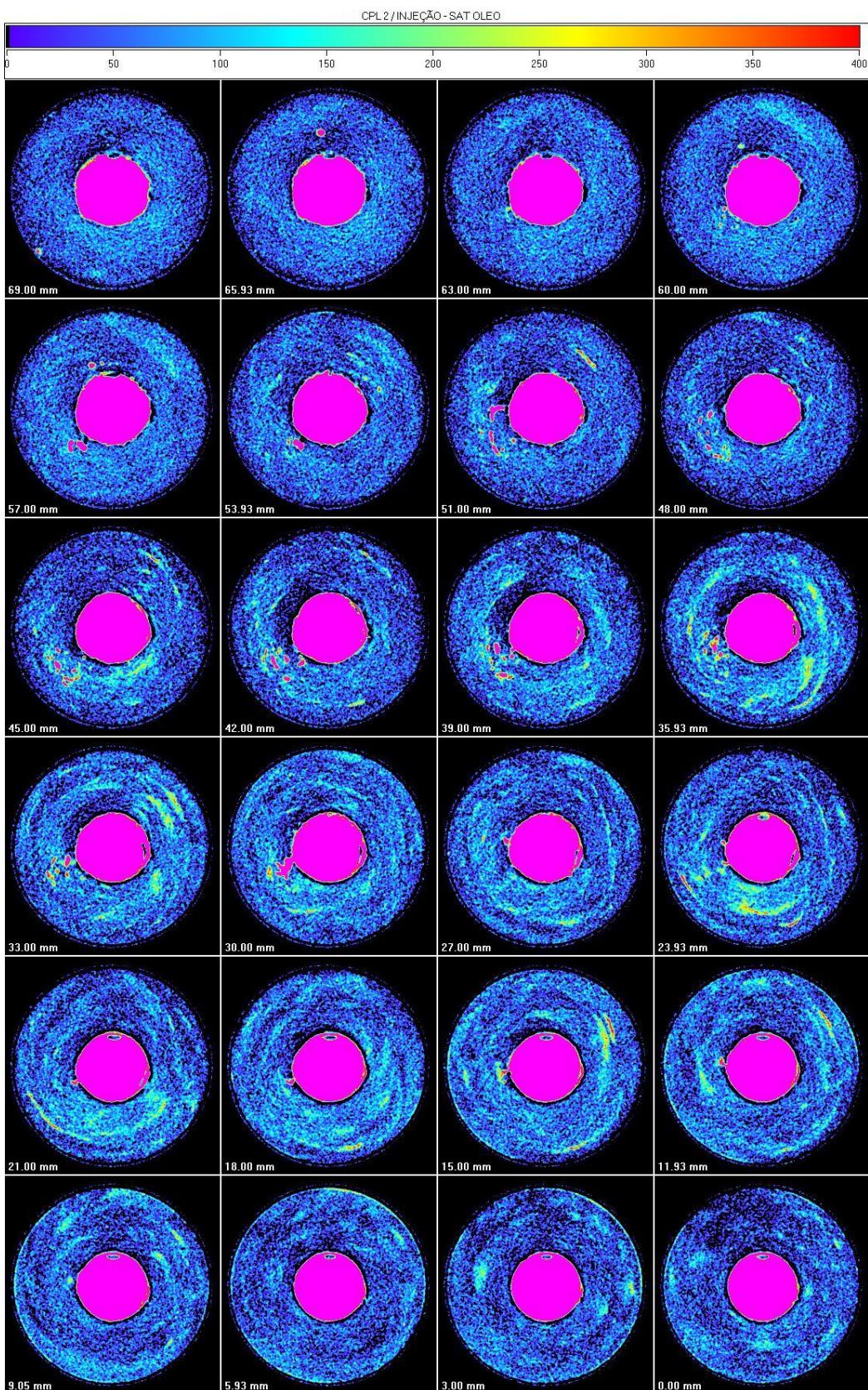


Figura 5.26: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases de injeção do fluido de perfuração com CaCO₃ e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio complementar 2.

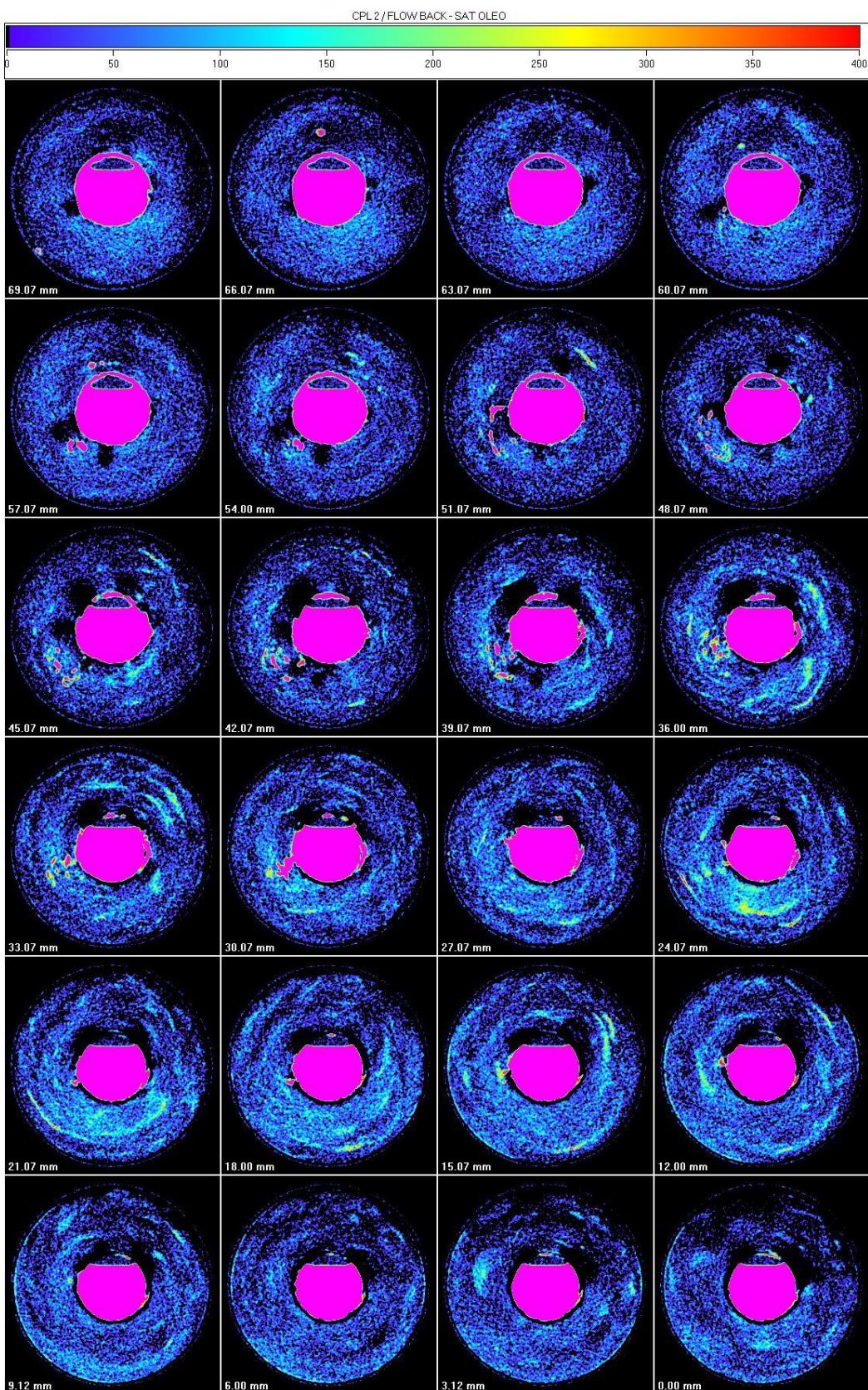


Figura 5.27: Diferença entre as imagens adquiridas nas fases após *flow back* com N-Parafina e saturação com N-Parafina em saturação residual de salmoura do ensaio complementar 2.

- Análise quantitativa das permeabilidades relativas, fator de skin e permeabilidade de dano do ensaio complementar 2.

As tabelas 5.20 e 5.21 trazem os valores de permeabilidades relativas da fase óleo e permeabilidade de dano após *flow back*.

Tabela 5.20: Valores de permeabilidades relativas ao óleo do ensaio complementar 2.

Vazão (ml/min)	ΔP_1 (psi)	ΔP_2 (psi)	ΔP_3 (psi)	ΔP_4 (psi)	$\Delta P_{\text{médio}}$ (psi)	K_o (mD)
1	0,42	0,43	0,41	0,42	0,42	296,47
1,5	0,47	0,48	0,46	0,47	0,47	397,40
2	0,51	0,54	0,51	0,53	0,52	476,62
2,5	0,55	0,59	0,55	0,59	0,57	546,13
3	0,61	0,63	0,61	0,64	0,62	600,08
3,5	0,66	0,68	0,67	0,69	0,68	645,64
4	0,72	0,73	0,74	0,75	0,74	677,64

Tabela 5.21: Valores de permeabilidades de dano após o *flow back* do ensaio complementar 2.

Vazão (ml/min)	ΔP_1 (psi)	ΔP_2 (psi)	ΔP_3 (psi)	ΔP_4 (psi)	$\Delta P_{\text{médio}}$ (psi)	K_s (mD)
1	0,52	0,53	0,51	0,52	0,52	132,47
1,5	0,63	0,64	0,65	0,66	0,65	167,51
2	0,75	0,76	0,75	0,74	0,75	195,70
2,5	0,86	0,87	0,85	0,88	0,87	216,93
3	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	238,69
3,5	1,06	1,05	1,04	1,06	1,05	252,28
4	1,15	1,16	1,14	1,16	1,15	263,88

Os valores de do fator de *skin* e redução de permeabilidade foram calculados e podem ser visualizados na tabela 5.22.

Tabela 5.22: Valores de fator de *skin* e redução de permeabilidade do ensaio complementar 2.

Vazão (ml/min)	Fator de Skin	$(K_o - K_s)/K_o (%)$
1	1,32	55,32
1,5	1,46	57,85
2	1,53	58,94
2,5	1,62	60,28
3	1,61	60,22
3,5	1,66	60,93
4	1,67	61,06

Na tabela anterior pode ser visto os valores de redução de permeabilidade após o ensaio de dano. Para a vazão de 4 ml/min, a redução de permeabilidade foi de 61,06 %.

A figura 5.28 mostra as curvas de permeabilidades relativas e redução de permeabilidade *versus* vazão do ensaio complementar 2.

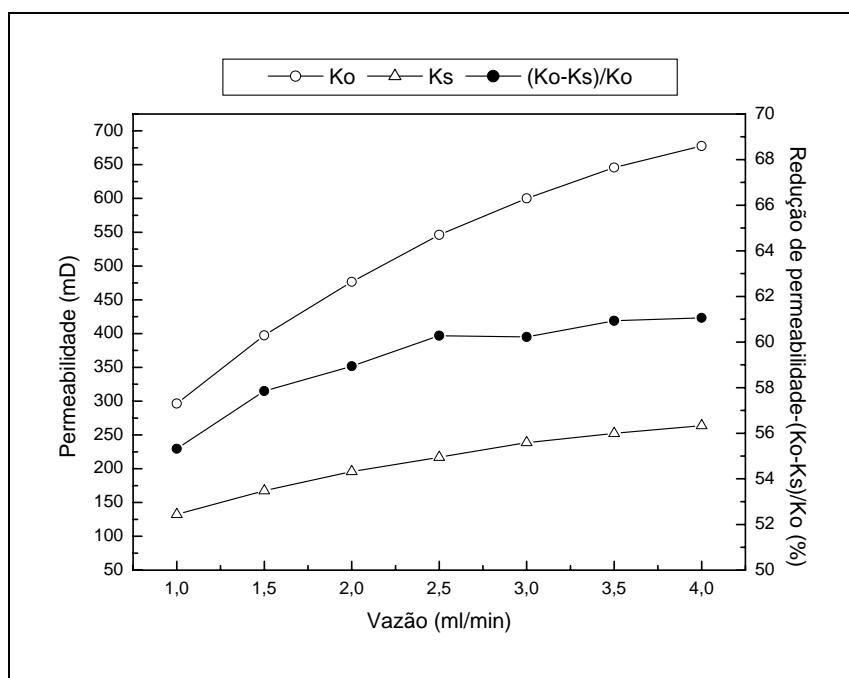


Figura 5.28: Curvas de permeabilidades e redução de permeabilidade *versus* vazão do ensaio complementar 2.

- Comparação entre os resultados obtidos nos ensaios preliminar e complementar.

As imagens das fases de saturação de salmoura nos ensaios preliminar e complementar mostraram que os corpos de prova ficaram homogêneos e bem compactados em toda a sua extensão, o que também pode ser visto na figura 5.29 que mostra que houve linearidade nos números de CT médio por seção tomografada.

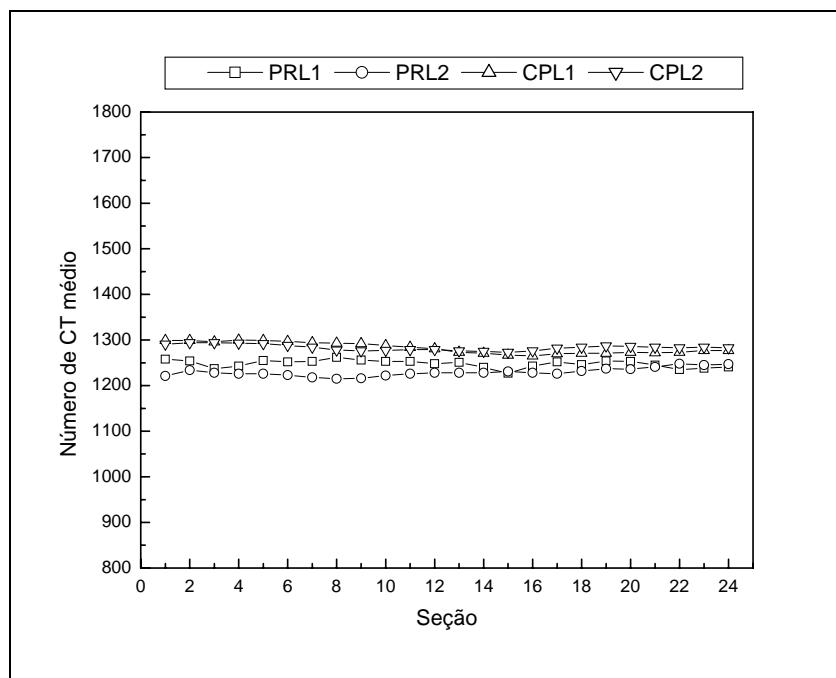


Figura 5.29: Comparação entre os números de CT médio por seção dos ensaios preliminar e complementar.

Na fase de saturação de N-Parafina do ensaio complementar 2 (figura 5.23) ocorreu cisalhamento em algumas regiões do corpo de prova perto do dreno inferior da célula de interação rocha fluido. Também pode ser visto que não ocorreu desmoronamento do corpo de prova como no ensaio preliminar 2 (figura 5.9).

As imagens das fases de injeção do fluido de perfuração *THIXCARB* em todos os ensaios mostraram que os corpos de prova foram totalmente invadidos. Durante a

limpeza do poço (*flow back*) algumas regiões do corpo de prova permaneceram com dano, o que pode ser quantificado através da redução de permeabilidades e fator de *skin*.

As figuras 5.30 e 5.31 mostram a variação do fator de *skin* nos ensaios com fluido de perfuração sem e com carbonato de cálcio (CaCO_3).

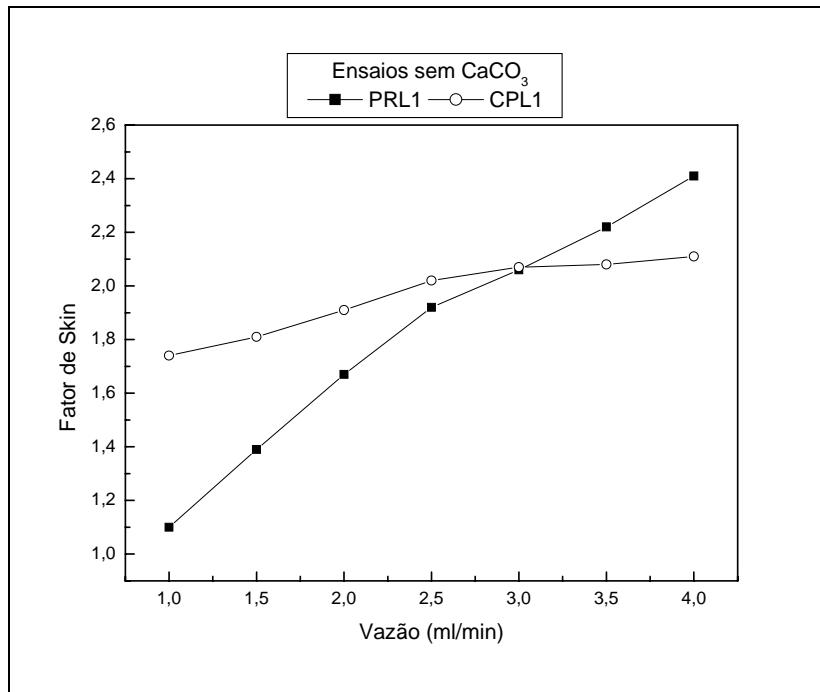


Figura 5.30: Fator de *skin* versus vazão dos ensaios sem CaCO_3 .

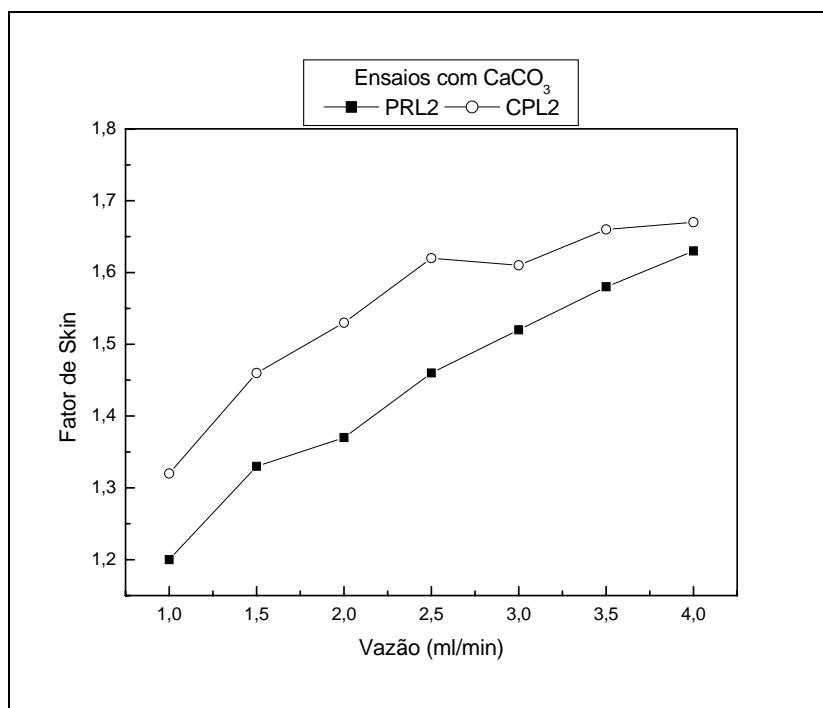


Figura 5.31: Fator de skin versus vazão dos ensaios com CaCO₃.

- **Reconstrução 3D do ensaio complementar.**

As imagens das seções transversais da fase de saturação em N-Parafina, injeção de fluido de perfuração e *flow back* do ensaio complementar foram reconstruídas tridimensionalmente através do software *ENSIGHT* desenvolvido pela empresa CEI.

As figuras 5.32 a 5.37 mostram as fases citadas anteriormente para os ensaios complementar 1 e 2.

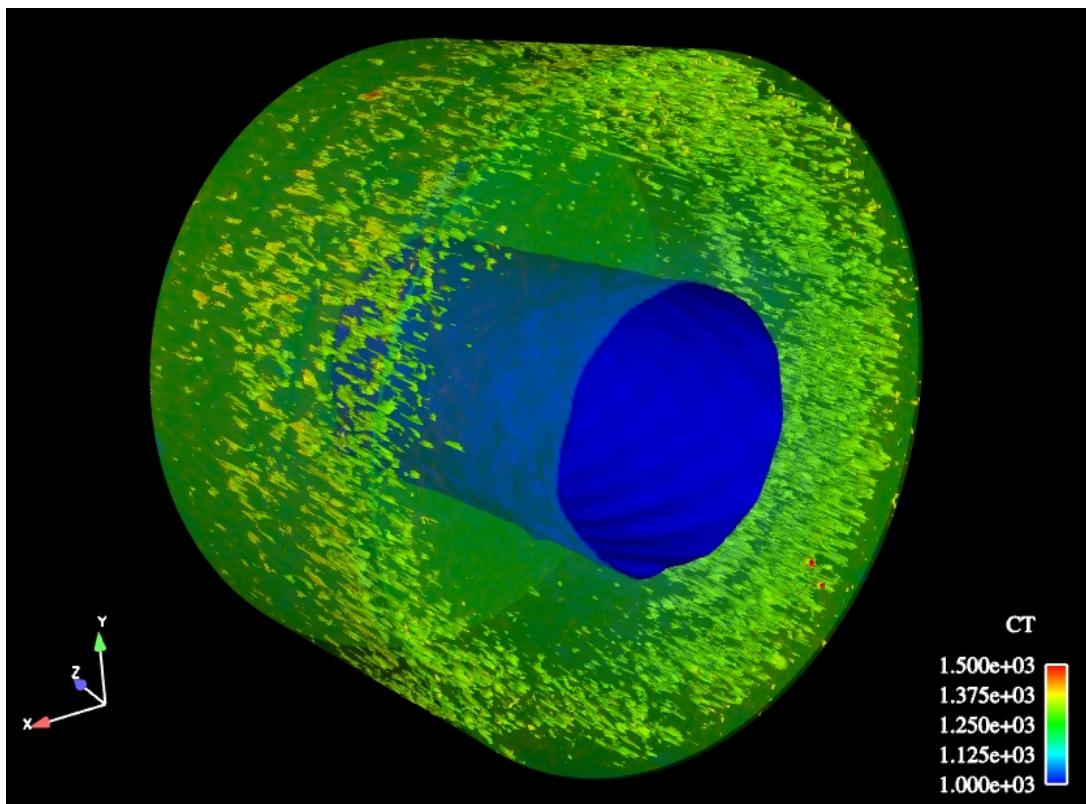


Figura 5.32: Reconstrução 3D da fase de saturação em N-Parafina antes da injeção do fluido sem CaCO_3 do ensaio complementar 1.

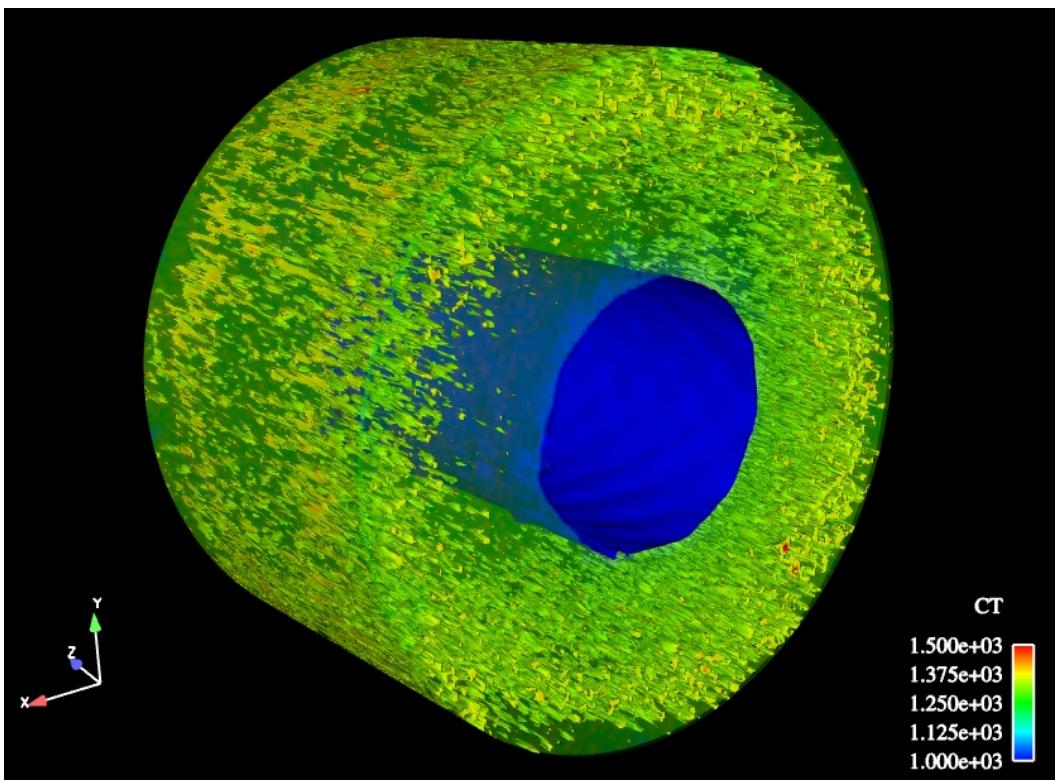


Figura 5.33: Reconstrução 3D da fase de injeção do fluido sem CaCO_3 do ensaio complementar 1.

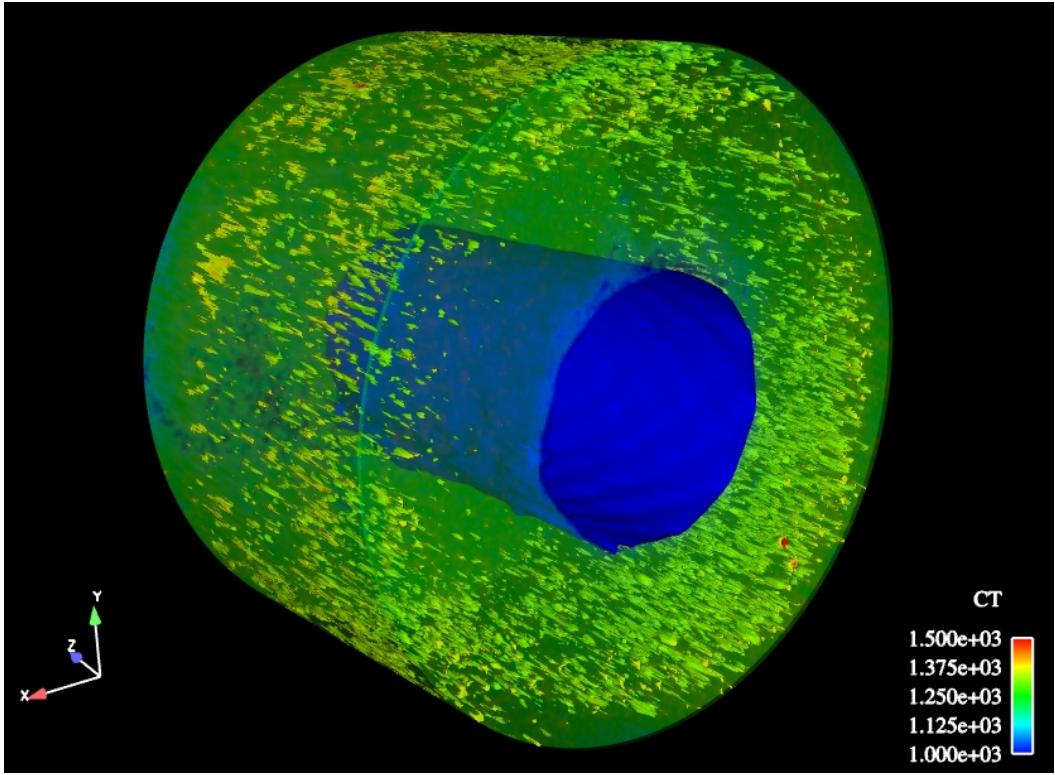


Figura 5.34: Reconstrução 3D da fase de flow back do ensaio complementar 1.

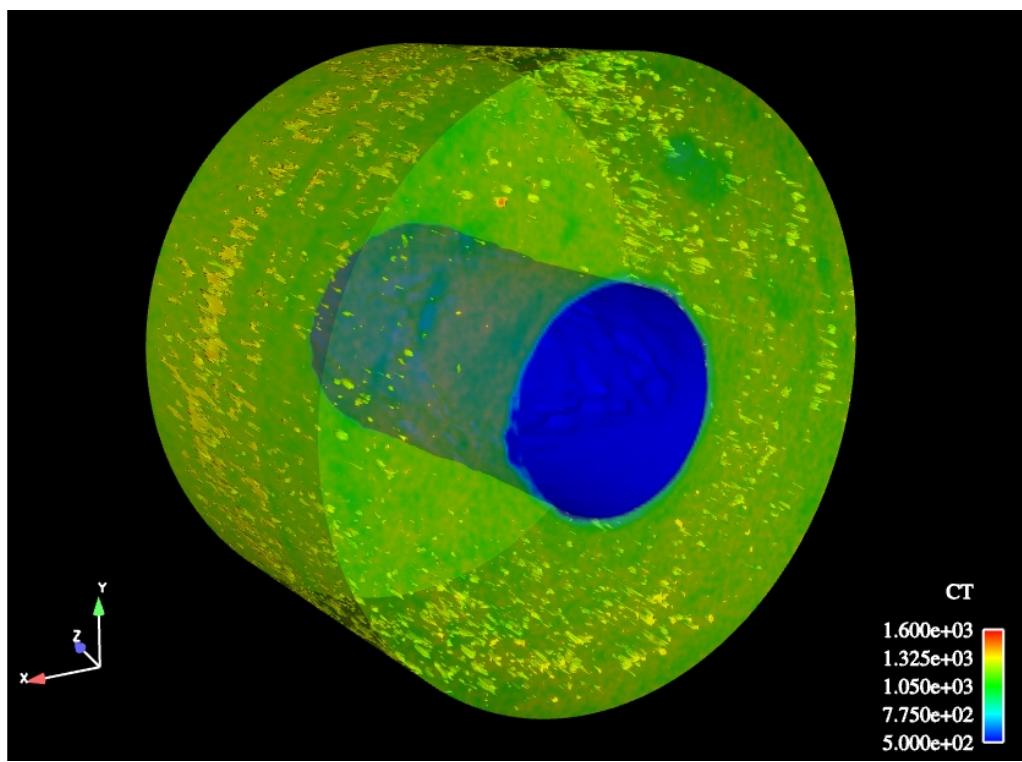


Figura 5.35: Reconstrução 3D da fase de saturação em N-Parafina antes da injeção do fluido com CaCO₃ do ensaio complementar 2.

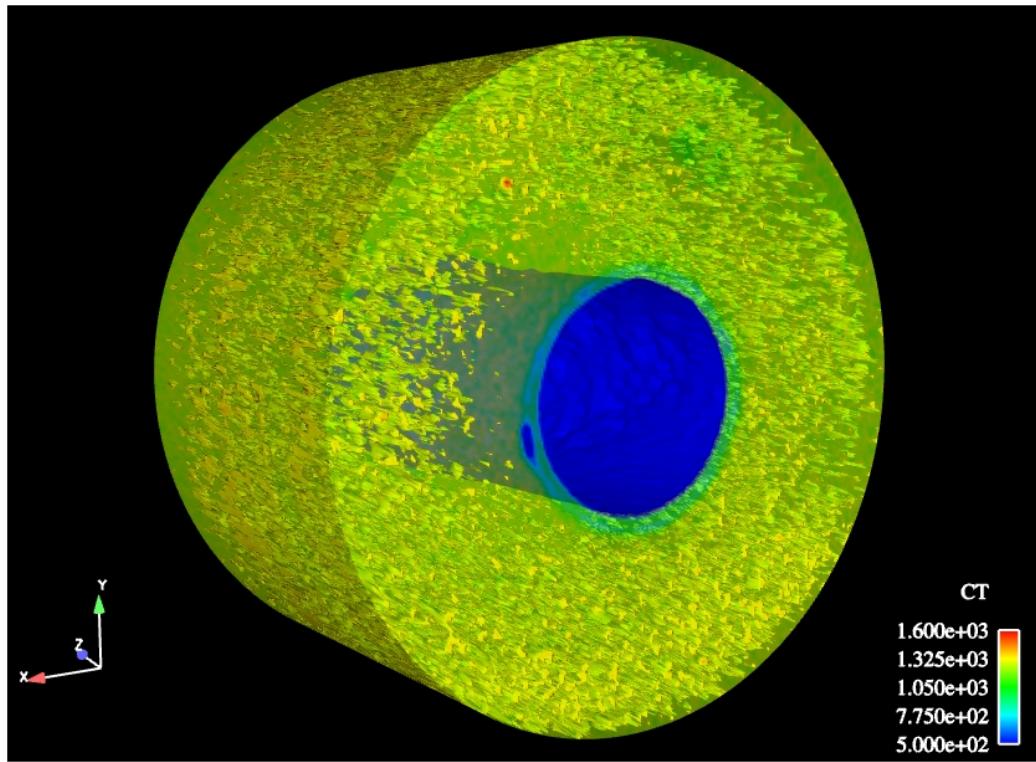


Figura 5.36: Reconstrução 3D da fase de injeção do fluido com CaCO₃ do ensaio complementar 2.

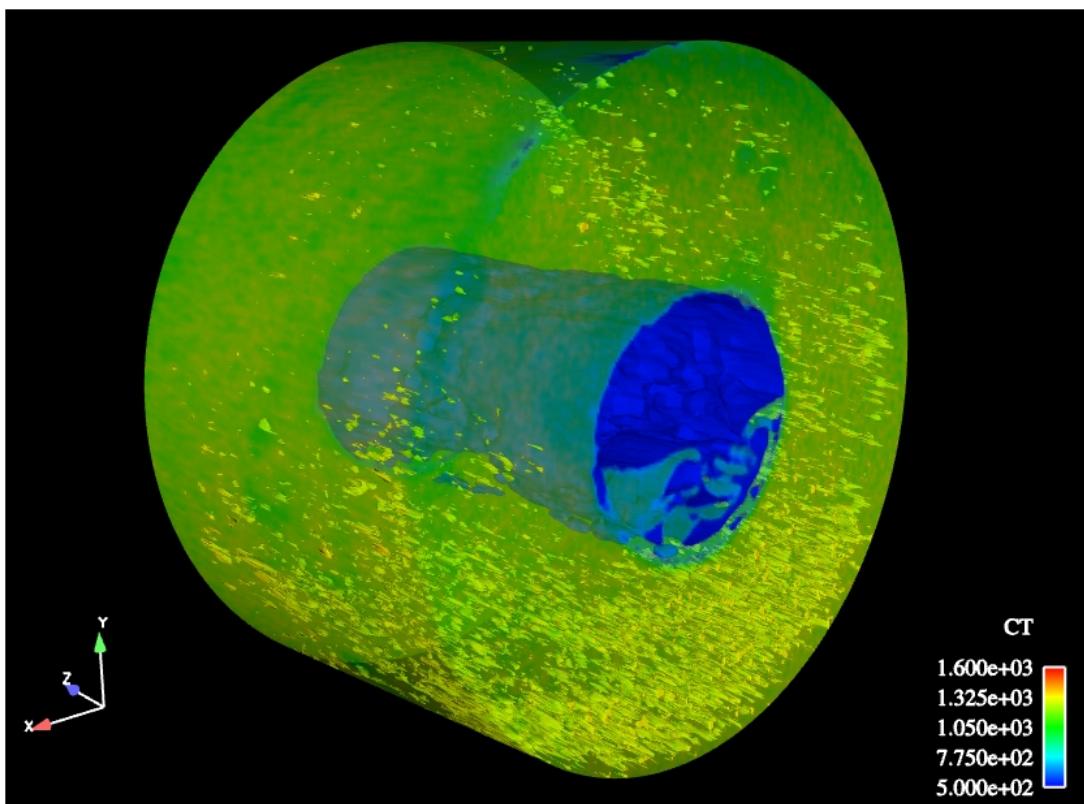


Figura 5.37: Reconstrução 3D da fase de flow back do ensaio complementar 2.

6. CONCLUSÕES

A utilização da tomografia computadorizada de raios X mostrou-se uma excelente ferramenta de avaliação qualitativa e quantitativa, tanto no controle de qualidade dos corpos de prova e dos processos de preparação, como para obtenção das porosidades e saturações de cada fase dos ensaios e também para a avaliação das transformações ocorridas no corpo de prova durante os ensaios de dano.

Devido à alta velocidade na obtenção das imagens, a facilidade e a rapidez na reconstrução das mesmas, a tomografia também se mostrou uma excelente ferramenta para o monitoramento da invasão de fluido de perfuração em meios porosos inconsolidados.

As fases de leitura de permeabilidade antes da invasão do fluido de perfuração e após o ensaio de dano permitiram a quantificação da redução de permeabilidade, o que em arenitos inconsolidados é muito difícil.

A maior redução de permeabilidade com fluido de perfuração sem carbonato de cálcio (CaCO_3) foi de 69,33% enquanto que para o fluido com carbonato foi de 61,06%.

As subtrações das imagens das fases antes e após os ensaios de dano e as reconstruções 3D das mesmas, puderam revelar que mesmo com a fase de *flow back* o fluido de perfuração invade o corpo de prova de forma a deixar danos irreversíveis. De forma análoga isto também ocorre durante as perfurações de poços de petróleo e a quantificação deste dano é muito importante para a indústria petrolífera.

O método mostrou-se eficiente para a quantificação do fator de *skin* que neste trabalho foi possível perceber que este varia com a vazão. No meio petrolífero o fator de *skin* é considerado constante.

O maior valor do fator de *skin* no ensaio com fluido de perfuração sem carbonato foi de 2,41 enquanto que com fluido com carbonato de cálcio (CaCO_3) foi de 1,67.

Para uma análise mais apurada dos danos ocorridos com os fluidos de perfuração com CaCO₃ e sem CaCO₃ recomenda-se um número maior de experimentos.

Nas fases de saturação também se recomenda ajustes na fase de injeção de N-Parafina nos corpos de prova de forma a não ocorrer migrações de areia durante os ensaios de dano. Recomenda-se ainda um sistema de aquisição dos dados durante os ensaios de forma a se obter os perfis de saturação do meio poroso durante as fases de saturação e podendo assim levantar as curvas de permeabilidade versus saturação.

7. REFERÊNCIAS

- [1] HAWKINS, M. F., "A Note on the Skin Effect", *Petroleum Transactions, AIME* v. 207, pp. 356-357, 1956.
- [2] VAN EVERDIGEN, A. F., "The Skin Effect and its Influence on the Production Capacity of a Well", *Petroleum Transactions, AIME* v. 198, pp. 171-176, 1953.
- [3] HURST, W., CLARK, D. J., BRAUER, E. B., "The Skin Effect in Producing Wells", *SPE* 1854, pp. 1483-1489, Nov. 1969.
- [4] PETERSON, S. K., COLLEGE, M., HOLDITCH, S. A., "The Effect of Skin Damage upon the Productivity of a Well Containing a Horizontal Borehole", *SPE* 19415, pp. 143-154, Feb. 1990.
- [5] MALEKZADEH, D., TIAB, D., "A New Technique for the Calculation of Mechanical Skin Damage of Horizontal Wells Caused by the Drilling Fluids", *SPE* 23788, pp. 237-246, Feb. 1992.
- [6] ENGLER, T. W., OSISANYA, S., TIAB, D., "Measuring Skin While Drilling", *SPE* 29526, pp. 755-767, Apr. 1995.
- [7] MORALES, R. H. *et al*, "Mechanical Skin Damage in Wells", *SPE* 30459, pp. 275-281, Set. 1996.
- [8] SANTARELLI, F. J. *et al*, "The Skin Factor as a Rock Mechanics Diagnostic Tool", *SPE* 47381, pp. 375-379, 1996.
- [9] TOULEKIMA, S. B., MAMORA, D. D., WATTENBARGER, R. A., "The Effect of Skin Location, Production Interval and Permeability on Performance of Horizontal Wells", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, n. 17, pp. 63-69, 1997.

-
- [10] THOMAS, L. K. *et al*, “Horizontal Well IPR Calculations”, *SPE* 51396, pp. 392-399, Oct. 1998.
- [11] McMULLAN, J. H., LARSON, T. A., “Impact of Skin Damage on Horizontal Well Flow Distribution”, *SPE* 65507, pp. 1-12, 2000.
- [12] YILDIZ, T., “Assessment of total Skin Factor in Perforated Wells”, *SPE* 82249, pp. 1-12, 2003.
- [13] FURUI, K., ZHU, D., HILL, A. D., “A Rigorous Formation Damage Skin Factor and Reservoir Inflow Model for a Horizontal Well”, *SPE* 84968, pp. 151-157, Aug. 2003.
- [14] YILDIZ, T., “Productivity of Horizontal Wells Completed with Screens”, *SPE* 88997, pp. 342-350, Oct. 2004.
- [15] PARN-ANURAK, S., ENGLER, T. W., “Modeling of Fluid Filtration and Near-Wellbore Damage along a Horizontal Well”, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, n. 46, pp. 149-160, 2005.
- [16] FURUI, K., ZHU, D., HILL, A. D., “A Comprehensive Skin-Factor Model of Horizontal-Well Completion Performance”, *SPE* 84401, pp. 207-220, Aug. 2005.
- [17] AL-OTAIBI, A. M., OZKAN, E., “Interpretation of Skin Effect from Pressure Transient Tests in Horizontal Wells”, *SPE* 93296, pp. 1-16, 2005.
- [18] WANG, S. Y., ARYAL, S., CRYTE, C. C., “Computer Assisted Tomography for the Observation of Oil Displacement in Porous Media”, *SPE* 11758, pp. 1-6, 1984.
- [19] CROMWELL, V., KORTUM, D. J., BRADLEY, D. J., “The Use Medical Computer Tomography (CT) System to Observe Multiphase Flow in Porous Media”, *SPE* 13098, pp. 1-4, 1984.

-
- [20] BERGOSH, J.L., MARKS, T.R., MITKUS, A.F., "New Core Analysis Techniques for Naturally Fractured Reservoirs", *SPE* 13653, pp. 1-8, 1985.
- [21] HOVE, A., RINGEN, J.K., READ, P.A., "Visualization of Laboratory Coreflood with the Aid of Computerized Tomography of X-Rays," *SPE* 13654, pp. 1-8, 1985.
- [22] WELLINTON, S. L., VINEGAR, H. J., "X-Ray Computerized Tomography", *Journal of Petroleum Technology*, pp. 885-898, Aug. 1987.
- [23] WITHJACK, E. M., "Computed Tomography for Rock-Property Determination and Fluid-Flow Visualization", *SPE* 16951, pp. 696-704, Dec. 1988.
- [24] HUNT, P. K., ENGLER, P., BAJSAROWICZ, C., "Computed Tomography as a Core Analysis Toll: Applications, Instrument Evaluation, and Image Improvement Techniques", *Journal of Petroleum Technology*, pp. 1203-1210, Sep. 1988.
- [25] WITHJACK, E. M., AKERVOLL, I., "Computed Tomography Studies of 3-D Miscible Displacement Behavior in a Laboratory Five-Spot Model", *SPE* 18096, pp. 1-13, 1988.
- [26] GILLILAND, R. E., COLES, M. E., "Use of CT Scanning in the Investigation of Damage to Unconsolidated Cores", *SPE* 19408, pp. 83-90, 1990.
- [27] VINEGAR, H. J., DE WAAL, J. A., WELLINTON, S. L., "Technical Note – CT Studies of Brittle Failure in Castlegate Sandstone", *Int. J. Rock Mech. Science & Geomech.* v. 28, n.5 , pp. 441-448, 1991.
- [28] KRILOV *et al*, "Quantitative Determination of solids Invasion and Formation Damage Using CAT Scan and Barite Suspensions", *SPE* 23102, pp. 55-66, 1991.
- [29] WATSON, A. T., MUDRA, J., "Characterization of Devonian Shales with X-Ray-Computed Tomography", *SPE* 22943, pp. 593-601, 1991.

-
- [30] MacALLISTER, D. J. *et al*, “Application of X-Ray CT Scanning to Determine Gas/Water Relative Permeabilities”, *SPE* 20494, pp. 184-188, Sep.1993.
- [31] PETERS, E. J., GHARBI, R., AFSAL, N., “A look at dispersion in porous media through computed tomography imaging”, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, n. 15, pp. 23-31, 1996.
- [32] BIANCO, L. C. B., *Phenomena of Sand Production In Non-consolidated Sansdtone*. Ph. D. dissertation in Petroleum and Natural Gás Engineering, The Pennsylvania State University. USA, 1999.
- [33] TIAN, Z., LU, L. “Determining Petrophysical Parameters of Rock during Phase Displacement with CT Technique”, *SPE* 64768, pp. 1-9, 2000.
- [34] SCHEMBRE, J. M., KOVSCEK, A.R., “A Technique for Measuring Two-Phase Relative Permeability in Porous Media via X-ray CT Measurements”, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, n. 39, pp. 159– 174, 2003.
- [35] RIBEIRO, J. L. B., *Análise do Perfil de Invasão por Sólidos Componentes do Fluido de Perfuração em Arenitos Consolidados por tomografia computadorizada (TC) e Fluorescência de Raios X (EDXRF)*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2002.
- [36] TAUD, H. *et al*, “Porosity Estimation methods by X-Ray Computed Tomography”, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, n. 47, pp. 209-217, 2005.
- [37] OLIVEIRA, L. F., *Tomografia Computadorizada Tridimensional por Transmissão de Raios X na análise e caracterização de objetos volumétricos*. Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2002.
- [38] EVANS, R. D., “The Atomic Nucleus”, chapter 3, Mc Grall-Hill book Co. Inc., New York, USA, 1955.

-
- [39] BUSHBER, J., “Computed Tomography”. *The Essential Physics of Medical Imaging*. 2 ed., chapter 13, Lippnott Williams e Wilkins, 2002.
- [40] THOMAS, J. E., “Reservatórios”. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 1 ed., chapter 7, Editora Interciência, 2001.
- [41] CAMPOS, E. F., *Desenvolvimentos de Metodologias aplicadas em Estudos de Deslocamento em Meios Porosos por TC*. Dissertação de M. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2004.