



DARCY CORREA NETO

**UTILIZAÇÃO DE PERFIL GEOFÍSICO DE DENSIDADE  
E DE IMAGEM DE DENSIDADE ASSOCIADA A  
ALGORITMOS DE AUMENTO DE CONTRASTE PARA  
ESTIMATIVA DE *NET PAY* EM POÇOS HORIZONTAIS**

CAMPINAS

2014





UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DARCY CORREA NETO

UTILIZAÇÃO DE PERFIL GEOFÍSICO DE DENSIDADE E  
DE IMAGEM DE DENSIDADE ASSOCIADA A  
ALGORITMOS DE AUMENTO DE CONTRASTE PARA  
ESTIMATIVA DE NET-PAY EM POÇOS HORIZONTAIS

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Campanhe Vidal

Este exemplar corresponde à versão final da  
dissertação defendida pelo aluno Darcy  
Correa Neto, e orientada pelo Prof. Dr.  
Alexandre Campanhe Vidal

CAMPINAS

2014

Ficha catalográfica  
Universidade Estadual de Campinas  
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura  
Elizangela Aparecida dos Santos Souza - CRB 8/8098

C817u      Correa Neto, Darcy, 1979-  
Utilização de perfil geofísico de densidade e de imagem de densidade associada a algoritmos de aumento de contraste para estimativa de Net Pay em poços horizontais / Darcy Correa Neto. – Campinas, SP : [s.n.], 2014.

Orientador: Alexandre Campanhe Vidal.  
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Poços de petróleo - Perfuração horizontal. 2. Imagem. I. Vidal, Alexandre Campanhe, 1969-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Use of density well log and density image log associated with contrast enhancement algorithms to estimate Net Pay in horizontal wells

**Palavras-chave em inglês:**

Oil wells - Horizontal Perfuração

Image

**Área de concentração:** Reservatórios e Gestão

**Titulação:** Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

**Banca examinadora:**

Alexandre Campanhe Vidal [Orientador]

Célio Mascio

Marcus Vinicius Berao

**Data de defesa:** 25-04-2014

**Programa de Pós-Graduação:** Ciências e Engenharia de Petróleo



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS


DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

UTILIZAÇÃO DE PERFIL GEOFÍSICO DE DENSIDADE E  
DE IMAGEM DE DENSIDADE ASSOCIADA A  
ALGORITMOS DE AUMENTO DE CONTRASTE PARA  
ESTIMATIVA DE NET-PAY EM POÇOS HORIZONTAIS

Autor: Darcy Correa Neto

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Campanhe Vidal


A banca examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:



Prof. Dr. Alexandre Campanhe Vidal, Presidente  
DGRN/IG/UNICAMP



Dr. Célio Maschio  
UNISIM/CEPETRO/UNICAMP



Dr. Marcus Vinicius Berao Ade  
Pesquisador sem vínculo

Campinas 25 de abril de 2014



## **DEDICATÓRIA**

Dedico o presente trabalho a minha esposa Vivian Helena Capacle Correa.





## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a minha esposa, Vivian Helena Capacle Correa, e aos seus pais, José Capacle e Célia Capacle, por me acolherem e apoiarem por todas as etapas desta jornada. Sou igualmente grato a toda minha família, meus pais, Antônio Claudio e Roseana e aos meus irmãos, João Claudio, Márcio, Flávio e Barbara.

Agradeço também à Baker Hughes pela oportunidade de realizar este trabalho, principalmente a Gustavo Perez e Maurício Figueiredo, que acreditaram em mim e tornaram tudo isso possível.

Agradeço a Halliburton pela oportunidade de realizar este trabalho, principalmente a Zunerge Guevara.

Ao prof. Dr. Alexandre Campana Vidal pela orientação e ensinamento dos conceitos de Caracterização de Reservatórios e Geologia do Petróleo.

Aos amigos: Rodrigo Amaral, Luciana dos Santos Silva, Brunno Rodrigues Guimarães, Marcos Sebastião dos Santos, João Hermes dos Santos Crespo, Walter Nkemjika Ifekaibeya, Sérgio Fernando, que fizeram parte desta caminhada sempre me apoiando e discutindo as mais diversas possibilidades.

Ao departamento de Ciência e Engenharia de Petróleo, nas pessoas da Sra. Sonia Auxiliadora Galanti de Oliveira, Michelle Cristina Fulaneto, Giselle A. Moreira Palermo, Fátima Sulei Simões Lima, Alice Kiyoka Obata e Delcio Antonio Ribeiro da Silva, entre outros tantos, pelo suporte e pelos conselhos administrativos.

Por fim, à Universidade Estadual de Campinas.



“It is a capital mistake to theorize before you have all the evidence. It biases  
the Judgment.”

**Sherlock Holmes**

Sir Arthur Conan Doyle, “A Study in Scarlet”



## RESUMO

A exposição de um poço horizontal à formações geológicas perfuradas ocorre de forma diferente a exposição de um poço vertical à mesma formação. O poço horizontal atravessa as camadas geológicas de forma sub-paralelas, expondo estas camadas com uma extensão maior do que os poços verticais, que as atravessam de forma sub-perpendicular, formando exposições abruptas. Essa diferença de exposição afeta os perfis volumétricos, os perfis que compõe uma média dos 360° do poço, considerando um corte perpendicular a direção longitudinal do poço de forma diferente em relação aos perfis azimutais.

Devido a esta diferença na exposição, é importante considerar métodos diferentes para a estimativa de *Net Pay* entre poços verticais e horizontais. Assim sendo, o objetivo deste trabalho foi o de utilizar perfis de densidade azimutais para diferenciar as estimativas de *Net Pay*. Para a consecução dos objetivos deste trabalho, foram feitos dois estudos. O primeiro deles consiste na utilização de perfis azimutais de densidade para gerar diferentes cálculos do *Net Pay*. Um segundo estudo compreendeu a análise de diferentes algoritmos de aumento de contraste de imagem, para auxiliar na identificação das feições geológicas, auxiliando na análise de *Net Pay*.

Os perfis utilizados para a realização deste trabalho são de um poço produtor de óleo perfurado em um turbidito da costa leste brasileira. Neste poço, foi possível identificar algumas feições geológicas, como arenitos e folhelhos (camadas), cimentação carbonática e falha geológica.

Como resultado do cálculo de *Net Pay* dos diferentes perfis de densidade analisados neste trabalho, foi possível identificar uma diferença de até 10,72% de *Net Pay* no mesmo poço. O *Net Pay* final das curvas de densidade volumétrica, densidade *up*, densidade *down*, conjunto da densidade *up* ou *down* e imagem obtiveram os seguintes resultados respectivamente: 88,42%, 91,44%, 89,86%, 96,62% e 99,14%.

Quanto aos algoritmos de aumento de contraste, foram aplicados 14 algoritmos do domínio do espaço, possibilitando uma melhor visualização de contatos geológicos,

falhas e camadas geológicas. Entre todos os algoritmos utilizados, os que apresentaram melhores resultados em imagem de densidade foram os algoritmos de derivada de 2ª ordem, corte dos níveis de cinza e histograma normalizado.

Conclui-se portanto, que cada feição geológica encontrada ao longo do poço afeta os perfis azimutais e a imagem de densidade de forma diferente, portanto, a utilização dos diferentes perfis e dos algoritmos de aumento de contraste de imagem podem deflagar quais curvas de densidade devem ser utilizadas em determinadas profundidades do poço para obter o *Net Pay* mais preciso.

**Palavras Chave:** *Net Pay*, Poço Horizontal, Imagem, Algoritmo de Aumento de Contraste, Perfil de Densidade.

## ABSTRACT

Drilled geological formation exposure are different considering horizontal and vertical wells. A horizontal well passes through geological beds almost parallel, resulting in a wider exposure of the formation along the well path, while vertical wells pass through the same formation perpendicularly, resulting in abrupt contact between beds. This difference in exposure affects the volumetric well logs, logs that are composed by the average of the 360° of the well, considering a perpendicular cut of the longitudinal direction of the well.

Due to this difference in exposure, it is important to consider different methods of estimation of *Net Pay* regarding vertical and horizontal wells. The objective of this work is to use azimuthal density logs to make different Net Pay estimations. To achieve the objectives of this project, two studies were made. The first study consists of the use of azimuthal density logs to generate different Net Pay estimations. The second, consists of the analysis of different image contrast enhancement algorithms to help on the identification of geological features, supporting the Net Pay analysis.

The logs used on this work are from an oil productive well drilled in turbidites of the Brazilian east coast. In this well, it was possible to identify a few geological features, such as sandstone and shale (beds), carbonate cement and geological faults.

As a result of the Net Pay calculation of the different density logs, it was possible to identify a difference of up to 10.72% Net Pay in the same well. The final Net Pay estimated from the volumetric density, up density, down density, up or down density and density image was respectively: 88.42%, 91.44%, 89.86%, 96.62% e 99.14%.

Regarding the image contrast enhancement algorithms, 14 different algorithms from the space domain were applied to the selected density image, allowing a better visualization of several geological features, such as geological contacts, beds and faults. The algorithms that presented the best results in this image were the 2<sup>nd</sup> order derivative, gray level slicing and normalized histogram.

Conclusions of this project are that each geological feature located at the well, affects the azimuthal and image logs in different ways, so, the use of different logs and image contrast enhancement algorithms can identify which density curves should be used in different depths of the well in order to obtain the most accurate Net Pay.

**Key Word:** Net Pay, Horizontal Well, Image, Contrast Enhancement Algorithm, Density well Logs



# SUMÁRIO

Capítulo 1.....	1
Introdução.....	1
1.1.    Motivação.....	8
1.2.    Objetivos.....	10
Capítulo 2.....	13
Revisão Bibliográfica.....	13
2.1.    Perfil de Densidade.....	14
2.2.    Imagem de Densidade.....	20
2.3.    Tratamento de Imagens.....	24
2.3.1.    Imagem Negativa.....	26
2.3.2.    Imagem Logarítmica na base 10.....	26
2.3.3.    Imagem Potência.....	27
2.3.4.    Imagem Alargamento de Contraste e Corte de Nível de Cinza.....	27
2.3.5.    Imagem Histograma Normalizado.....	29
2.3.6.    Imagem Média e Mediana.....	29
2.3.7.    Imagem Derivada de 2ª Ordem.....	30
2.3.8.    Imagem Yu e Bajaj.....	31
2.3.9.    Imagem Gordon e Rangayyan.....	34

2.3.10. Imagem Beghdadi e Le Negrate.....	35
2.4. <i>Net Pay</i> .....	37
2.5. Navegação de Reservatório.....	42
Capítulo 3.....	47
Método de Trabalho.....	47
3.1. Avaliação de <i>Net Reservoir</i> .....	51
3.2. Algoritmo de Aumento de Contraste.....	56
Capítulo 4.....	59
Resultados e Discussões.....	59
Capítulo 5.....	81
Considerações Finais e Recomendações.....	81
Referências Bibliográficas.....	85

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.1:</b> Ilustração da evolução da ferramenta de perfilagem de imagem resistiva a partir da utilização de botões capazes de medir a corrente que sai da ferramenta para dentro da formação. ....	2
<b>Figura 1.2:</b> Tipos de poços perfurados pelas sondas nos Estados Unidos ao longo dos últimos oito anos. ....	3
<b>Figura 1.3:</b> Total de 1775 sondas considerando tipos de poços perfurados nos Estados Unidos no período de 29 de Novembro até 06 de Dezembro de 2013. ....	4
<b>Figura 2.1:</b> Gráfico demonstrando o princípio de aquisição de dados da ferramenta de densidade, contendo uma fonte (S) e dois receptores (D), um próximo e um distante. ....	18
<b>Figura 2.2:</b> Diagrama (esquerda) mostrando uma seção do poço a partir de uma imagem de densidade setorizada. A imagem da esquerda é a imagem de memória subdividindo o poço em 16 setores de mesmo ângulo. A imagem da direita é a imagem em tempo real, subdividindo o poço em quatro setores. ....	20
<b>Figura 2.3:</b> Quadro mostrando como uma imagem de poço passa pela formação rochosa e como ela é visualizada em duas dimensões. ....	21
<b>Figura 2.4:</b> Representação de uma trajetória de poço (linha azul) passando por diversas camadas geológicas. A Seção geológica apresentada pelas letras A, B, C e D possui algumas diferenças em relação ao posicionamento do poço dentro do reservatório e a presença de falhas e fraturas. Abaixo de cada seção geológica há uma representação da imagem de poço referente à passagem do poço pelas respectivas camadas. Nestas imagens sintéticas é possível identificar diferentes amplitudes das senoides, devido aos diferentes ângulos de encontro entre o poço e os planos geológicos (camadas, estratificações, falhas, fraturas e dobras). ....	22
<b>Figura 2.5:</b> Exemplo de uma imagem de densidade de 16 setores. As letras A, D, B e E representam a posição dos lados Alto, Direita, Baixo,	

Esquerda e Alto, fechando os 360° da imagem. ....	23
<b>Figura 2.6:</b> Quadro mostrando imagens estáticas e dinâmicas de uma série de feições geológicas. ....	25
<b>Figura 2.7:</b> Gráfico representando alteração de imagem e utilizando alargamento de contraste. Imagem original (cima direita); imagem processada utilizando alargamento de contraste (baixo esquerda) e imagem processada utilizando limite (filtro passa alto ou passa baixo). ...	28
<b>Figura 2.8:</b> Gráficos mostrando duas formas diferentes de corte de nível de cinza: uma (cima esquerda) destaca feições que estejam dentro do range [A, B] de uma imagem original; e outra (cima direita) realiza um destaque das cores contidas dentro do limite [A, B] sem alterar o resto da imagem. Embaixo, à esquerda apresenta-se a imagem original e à direita mostra-se a imagem alterada a partir do gráfico de cima à esquerda. ....	28
<b>Figura 2.9:</b> Imagem junto com o histograma, demonstrando a aplicação de equalização por histograma, normalizando a imagem em função dos níveis de cinza que a compõem (esquerda – imagem bruta e direita – imagem processada). ....	29
<b>Figura 2.10:</b> Máscara com o esquema dos coeficientes para implementar o filtro Laplaciano. Quadros: A esquerda representa os filtros, considerando os quatro vizinhos; e à direita, filtro adicionando os vizinhos transversais. ....	31
<b>Figura 2.11:</b> Esquema da janela de esticamento (esquerda) e da função de transferência apresentado por Yu e Bajaj (2004). ....	33
<b>Figura 2.12:</b> Resultado de Yu e Bajaj (2004), mostrando uma ressonância magnética de um cérebro, onde: (a) é a imagem original; (b) imagem com aumento de contraste utilizando equalização de histograma e; (c) imagem com aumento de contraste pelo método desenvolvido por Yu e Bajaj (2004). ....	33
<b>Figura 2.13:</b> Resultado de Gordon e Rangayyan (1984), mostrando imagem original de microcalcificação de uma mamografia (esquerda) e imagem com aumento de contraste com janela 3 x 3. ....	34

<b>Figura 2.14:</b> Resultado de Beghdadi e Le Negrate (1988). Uma imagem original (a); outra na qual foi aplicado o método de aumento de contraste por Gordon e Rangayyan (1984) (b) e outra com o método de Beghdadi e Le Negrate (c) (1988). .....	36
<b>Figura 2.15:</b> Exemplo de imagem de resistividade de um poço horizontal. O poço está passando por laminações, onde é possível ver que parte do poço está exposta a camadas produtoras (arenitos – regiões claras) e camadas não produtoras (folhelhos camadas escuras). As senoides horizontalizadas que não tem continuidade são fraturas induzidas. ....	41
<b>Figura 2.16:</b> A profundidade de investigação do perfil de resistividade pode identificar a fronteira entre formações nos três casos acima, permitindo uma tomada de decisão antes de o poço atingir esta fronteira. ....	45
<b>Figura 2.17:</b> Janela de software de Navegação de Reservatório, ilustrando posicionamento estratigráfico de um poço, imagem de resistividade de 64 setores e curva de resistividade. ....	45
<b>Figura 2.18:</b> Imagem de densidade do poço descrito na figura 2.12, mostrando a passagem do poço por camadas reservatório e não reservatório, às vezes mantendo metade do poço exposta ao reservatório e metade não exposta ao reservatório, como pode ser observado nas proximidades da profundidade de 10200 ft (escala da esquerda). ....	46
<b>Figura 3.1:</b> A coluna da direita contém uma imagem de densidade que possui escala de cores variando de 2 a 3 g/cm <sup>3</sup> . As três curvas apresentadas na coluna da esquerda representam os perfis de densidade volumétrica, densidade <i>up</i> e densidade <i>down</i> , todas em g/cm <sup>3</sup> .....	49
<b>Figura 3.2:</b> Mosaico dos dados de densidade utilizados nesse trabalho, destacando a presença de laminações de folhelho (Figura 3.2 – A), contato por superfície erosiva (Figura 3.2 – B), arenito com cimentação carbonática (Figura 3.2 – C), mudança de ângulo entre camadas (Figura 3.2 – D).....	50

<b>Figura 3.3:</b> Modelo geológico gerado a partir dos perfis do poço 3-NA-1A-RJS. De cima para baixo cada <i>track</i> representa o modelo geológico (representação de camadas em amarelo e cinza e trajetória do poço em azul), profundidade do poço, imagem de densidade sintética, perfil de raios gama (verde), perfil de resistividade (vermelho e preto), perfis de densidade e neutrão (vermelho e azul). (GRAFM: raios gama; RPCHM: resistividade rasa; RACLM: resistividade profunda; BDCUFM: densidade; NPCKLFM: neutrão).....	52
<b>Figura 3.4:</b> Ilustração de poços apresentando exposição parcial a camadas diferentes.....	53
<b>Figura 3.5:</b> Modelos de navegação de reservatório mostrando exposição parcial à folhelho.....	54
<b>Figura 4.1:</b> Histograma apresentado a distribuição de frequência dos valores de densidade dos perfis de densidade <i>up</i> , <i>down</i> e volumétrico....	60
<b>Figura 4.2:</b> Histograma apresentado a distribuição de frequência dos valores de densidade do perfil de imagem.....	60
<b>Figura 4.3:</b> Mosaico apresentado a mesma imagem em quatro vezes e ao lado direito de cada imagem. Na imagem é mostrada a distribuição de <i>Net Pay</i> calculada a partir das densidade <i>up</i> , densidade <i>down</i> , densidade volumétrica e densidade <i>up</i> ou <i>down</i> .....	63
<b>Figura 4.4:</b> Imagem de densidade (esquerda), imagem na qual se aplicaram cálculos de <i>Net Pay</i> (centro) e de <i>Net Pay</i> final calculados a partir da imagem (coluna da direita).....	66
<b>Figura 4.5:</b> Imagem de densidade junto com o cálculo de <i>Net Pay</i> a partir dos cinco diferentes métodos: densidade <i>up</i> , densidade <i>down</i> , densidade volumétrica, densidade <i>up</i> ou <i>down</i> e imagem de densidade.....	68
<b>Figura 4.6:</b> Imagem de densidade bruta (esquerda) apresentada junto com os 14 métodos de aumento de contraste descritos nesse trabalho (Imagem Dinâmica, Negativa, Logaritmo na base 10, Potência de 2ª Ordem, Alargamento de Contraste, Corte de Nível de Cinza, Histograma, Média, Média Ponderada, Mediana, Derivada de 2ª Ordem, Método de Yu e Bajaj, Método de Gordon e Rangayyan e Método de	

Beghdadi e Le Negrate)..... 71

**Figura 4.7:** Histograma comparativo de todos os métodos de aumento de contraste aplicados na imagem de densidade bruta. Estes histogramas têm escala de frequência (ordenada) e de escala de cinza, variando de 0 a 255 (abscissa) (Imagem Dinâmica, Negativa, Logaritmo na base 10, Potência de 2ª Ordem, Alargamento de Contraste, Corte de Nível de Cinza, Histograma, Média, Média Ponderada, Mediana, Derivada de 2ª Ordem, Método de Yu e Bajaj, Método de Gordon e Rangayyan, Método de Beghdadi e Le Negrate, Média 2)..... 72

**Figura 4.8:** Imagem de densidade bruta (esquerda) apresentada junto com os 15 métodos de aumento de contraste descritos nesse trabalho (Imagem Dinâmica, Negativa, Logaritmo na base 10, Potência de 2ª Ordem, Alargamento de Contraste, Corte de Nível de Cinza, Histograma, Média, Média Ponderada, Mediana, Derivada de 2ª Ordem, Método de Yu e Bajaj, Método de Gordon e Rangayyan, Método de Beghdadi e Le Negrate, Média 2)..... 73

**Figura 4.9:** Continuação - Imagem de densidade bruta (esquerda) apresentada junto com os 15 métodos de aumento de contraste descritos nesse trabalho (Imagem Dinâmica, Negativa, Logaritmo na base 10, Potência de 2ª Ordem, Alargamento de Contraste, Corte de Nível de Cinza, Histograma, Média, Média Ponderada, Mediana, Derivada de 2ª Ordem, Método de Yu e Bajaj, Método de Gordon e Rangayyan, Método de Beghdadi e Le Negrate, Média 2)..... 74

**Figura 4.10:** Continuação - Imagem de densidade bruta (esquerda) apresentada junto com os 15 métodos de aumento de contraste descritos nesse trabalho (Imagem Dinâmica, Negativa, Logaritmo na base 10, Potência de 2ª Ordem, Alargamento de Contraste, Corte de Nível de Cinza, Histograma, Média, Média Ponderada, Mediana, Derivada de 2ª Ordem, Método de Yu e Bajaj, Método de Gordon e Rangayyan, Método de Beghdadi e Le Negrate, Média 2)..... 75

**Figura 4.11:** Continuação - Imagem de densidade bruta (esquerda) apresentada junto com os 15 métodos de aumento de contraste descritos nesse trabalho (Imagem Dinâmica, Negativa, Logaritmo na base 10, Potência de 2ª Ordem, Alargamento de Contraste, Corte de Nível de Cinza, Histograma, Média, Média Ponderada, Mediana,

Derivada de 2ª Ordem, Método de Yu e Bajaj, Método de Gordon e Rangayyan, Método de Beghdadi e Le Negrate, Média 2)..... 76

**Figura 4.12:** Continuação - Imagem de densidade bruta (esquerda) apresentada junto com os 15 métodos de aumento de contraste descritos nesse trabalho (Imagem Dinâmica, Negativa, Logaritmo na base 10, Potência de 2ª Ordem, Alargamento de Contraste, Corte de Nível de Cinza, Histograma, Média, Média Ponderada, Mediana, Derivada de 2ª Ordem, Método de Yu e Bajaj, Método de Gordon e Rangayyan, Método de Beghdadi e Le Negrate, Média 2)..... 74

**Figura 5.1:** Fluxograma de avaliação de *Net Pay* para poços verticais e horizontais, demonstrando a diminuição de incerteza para o cálculo de *Net Pay*..... 84



## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1.1:</b> Evolução dos serviços de Avaliação de Formação em LWD ao longo da década de 1990.....	5
<b>Tabela 2.1:</b> Densidade de Minerais e Fluidos que compoñham as rochas. ....	16
<b>Tabela 2.2:</b> Esquema de classificação de <i>Net Pay</i> adotado por alguns autores. ....	39
<b>Tabela 3.2:</b> Exemplo do formato dos dados da imagem de densidade fornecida.....	57
<b>Tabela 4.1:</b> Resultado do cálculo de <i>Net Pay</i> .....	61



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	massa atômica
a	valor de um pixel vizinho
$A_{\text{new}}$	valor médio novo do pixel
BHA	Bore Hole Assebly
c	fator de condutividade
C	contraste
Co	elemento químico Cobalto
Cs	elemento químico Césio
I	intensidade de raios gama medido no receptor
$I$	valor do pixel central
$I_{\text{avg}}$	valor médio de uma janela de pixels
$I_{\text{enh}}$	imagem com aumento de contraste
$I_{\text{min}}$	valor mínimo de uma janela de pixels
$I_{\text{max}}$	valor máximo de uma janela de pixels
$I_{\text{new}}$	imagem nova
$I_0$	intensidade de raios gama medido na fonte
$I_{\text{old}}$	imagem original
k	permeabilidade
$k_H$	permeabilidade horizontal
$k_V$	permeabilidade vertical
L	distância entre fonte radioativa e receptor
L	comprimento de poço.

LWD	Logging While Drilling
MHI	Índice de Hidrocarboneto Livre
N	número de Avogrado
p	valor do pixel central
<i>R<sub>hob</sub></i>	densidade
s <sub>w</sub>	saturação de água
V <sub>sh</sub>	volume de argila
w <sub>0</sub>	constante
W <sub>kl</sub>	janela de pixels da imagem
x	valor do pixel de entrada
X <sub>ij</sub>	valor do pixel central
X <sub>ijk</sub>	valor do pixel vizinho
y	valor do pixel de saída
Z	número atômico

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\alpha$	parâmetro para adaptação de pixel
$\alpha_n$	constante geométrica
$\beta$	fator de ruído
$\Delta_{ij}$	valor de borda
$\Delta_{ijk}$	relação de contraste entre pixels
$\Delta_{\text{Rho}}$	correção de densidade
$\lambda$	fator de aumento de contraste
$\mu$	fator de aumento de contraste
$\phi$	porosidade
$E_\gamma$	raio gama incidente
$\rho_b$	densidade volumétrica
$\rho_e$	densidade de elétrons
$\rho_f$	densidade do fluido
$\rho_{\text{ma}}$	densidade da matriz
$\rho_{\text{sand}}$	densidade arenito
$\rho_{\text{shale}}$	densidade folhelho
$\rho_{\text{oil}}$	densidade do óleo
$\rho_{\text{water}}$	densidade da água
$\tau$	fator fotoelétrico
$\omega$	novo limite máximo dos valores da imagem



## CAPÍTULO 1

### INTRODUÇÃO

O avanço tecnológico da indústria petrolífera pode ser visto com clareza quando analisada a história da aquisição de dados sísmicos de poço, conhecida como perfilagem. O primeiro perfil elétrico foi realizado no Campo de Pechelbronn, no Noroeste da França, em 1927 (SCHLUMBERGER, 1987). Neste primeiro poço, a ferramenta utilizada para a investigação do reservatório era parada em determinadas profundidades para a realização das medidas. Essas medidas eram gravadas por escrito em um gráfico.

Hoje os perfis podem ser transmitidos em tempo real, durante a perfuração do poço, sendo que os dados adquiridos pelas ferramentas são transmitidos para a superfície a partir de telemetria por pulso de lama, método em que uma ferramenta gera picos de pressão que propagam pelo fluido de perfuração que passa por dentro da coluna até a superfície. Na superfície, existem sensores de pressão, ligados as linhas de fluxo, que identificam os picos de pressão e os decodificam como código binário, permitindo a visualização dos dados em tempo real e as tomadas de decisões enquanto o poço ainda é perfurado. Atualmente, na perfilagem durante a perfuração (*Logging While Drilling* em inglês - LWD), podem-se registrar perfis de raios gama, resistividade, resistividade azimutal, densidade, porosidade neutrão, ressonância magnética, acústico, pressão, temperatura, além dos perfis de imagens, tornando possível adquirir imagens com diversos princípios físicos, sendo eles: imagem de resistividade, a partir de indução eletromagnética e por transmissão de corrente elétrica; imagem de raios gama; imagem de densidade e imagem acústica.

Os primeiros perfis de imagem foram corridos no início da década de 1930. Em 1943, a ferramenta *dipmeter* de três braços com um photoinclinômetro (aparelho para medir inclinação e direção do poço) foi utilizada pela primeira vez (Figura 1.1). Essa ferramenta utilizava três sensores de Potencial Espontâneo (SP), possibilitando medir o ângulo e a direção de mergulho das camadas sedimentares (SCHLUMBERGER 1987).

Atualmente, as imagens de poços são extraídas utilizando-se diversos princípios físicos de investigação, a saber: acústico, resistividade, densidade e raios gama. Ferramentas de perfilagem LWD, como o AFR da Halliburton e o *StarTrak* da Baker Hughes, permitem a aquisição de imagem de resistividade de alta resolução, apresentando resolução vertical de até 0,5" adquiridas em 128 e 120 setores respectivamente, ou seja, uma aquisição a cada 3°. A evolução destes perfis foi fundamental para permitir uma adequada caracterização de reservatórios.

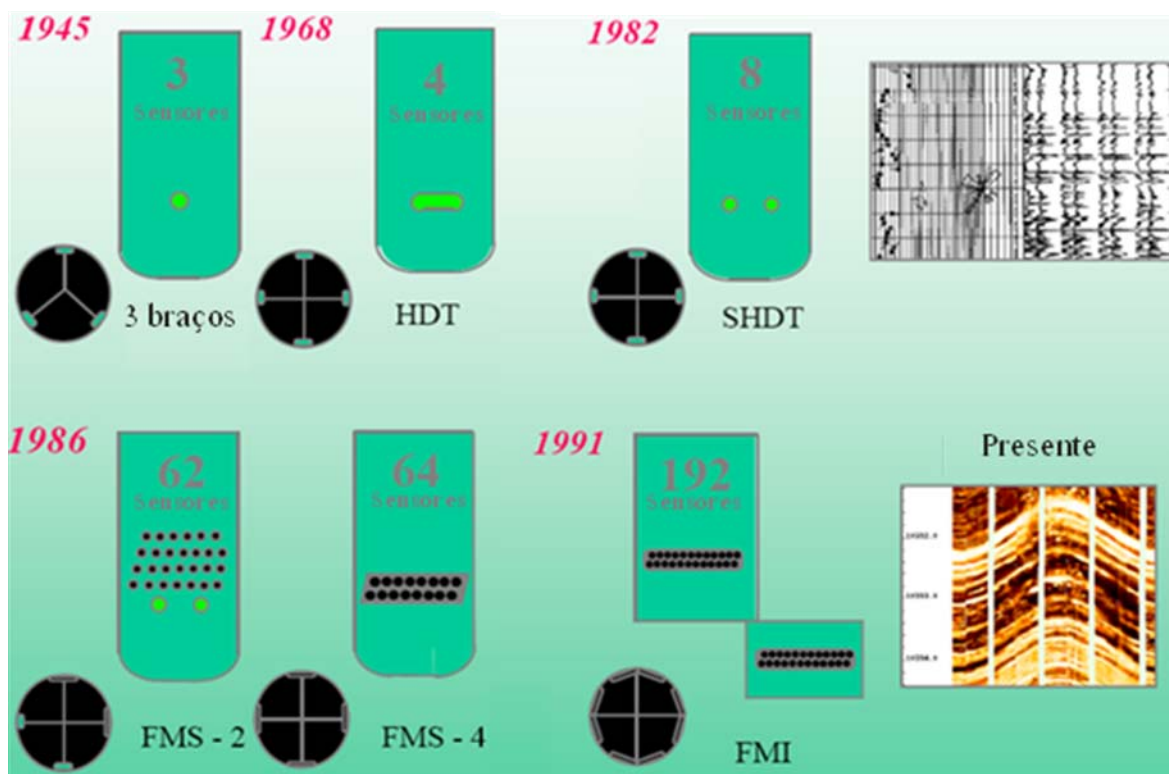


Figura 1.1: Ilustração da evolução da ferramenta de perfilagem de imagem resistiva, a partir da utilização de botões capazes de medir a corrente que sai da ferramenta para dentro da formação.  
Fonte: Thompson, 2009.

A perfuração de poços horizontais teve início na década de 1990, no entanto, a utilização desse tipo de poço cresceu significativamente apenas na última década dos anos 2000 (BAKER HUGHES, 2011) (Figura 1.2). Os poços horizontais são perfurados para reduzir problemas de produção em campos maduros ou em desenvolvimento de petróleo. Essas dificuldades incluem a criação de cone de água, a produtividade baixa devido às formações fechadas, os



problemas com a completação ou com o baixo retorno devido às formações produtoras isoladas (LESSO e KASHIKAR, 1996).

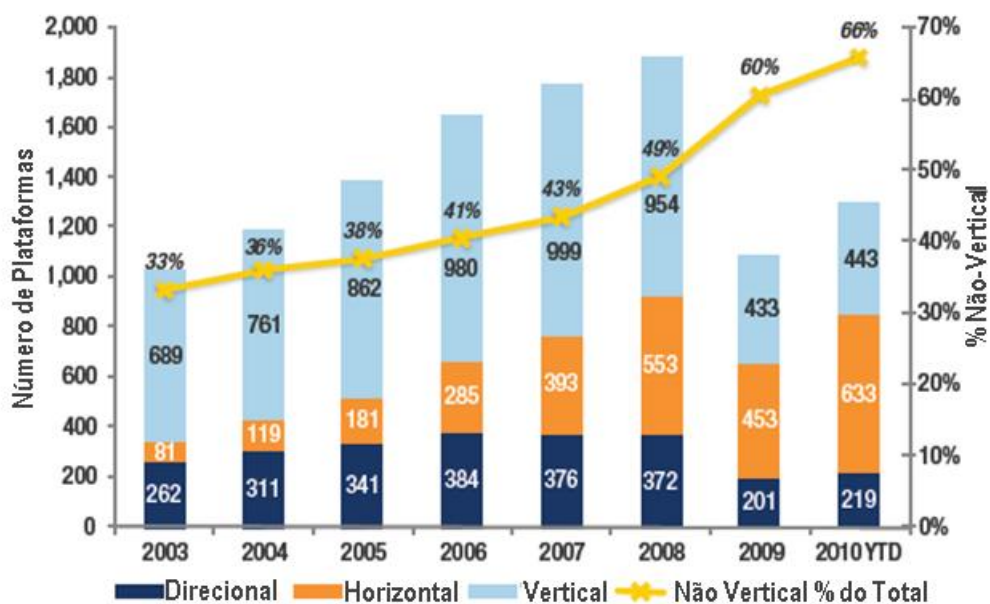


Figura 1.2: Tipos de poços perfurados pelas sondas nos Estados Unidos ao longo dos últimos oito anos. Fonte: Rig Count; Baker Hughes, 2011.

Atualmente, existem mais poços horizontais do que qualquer outro tipo de poço sendo perfurado nos Estados Unidos (63% dos poços perfurados hoje nos EUA são poços horizontais). Conforme informação da empresa de serviços Baker Hughes, na Figura 1.3 é possível visualizar um mapa com a localização das sondas distribuídas e a porcentagem de tipos de poços que estão em atuação. Esse mapa é atualizado semanalmente, sendo que os dados apresentados são de 06 de Dezembro, contemplando estatística de sete dias.

Atualmente, a perfuração de poços horizontais para a produção de hidrocarbonetos é uma atividade frequente nos reservatórios *offshore* da costa brasileira. A perfuração destes poços enfrenta desafios tecnológicos e operacionais, sendo que muitos desses desafios são causados por incertezas geológicas relacionadas à heterogeneidade geológica dos reservatórios. A presença dessas discontinuidades e anisotropias de zonas com piores condições permoporosas são os desafios encontrados durante a perfuração, com acompanhamento em tempo real, de poços horizontais.

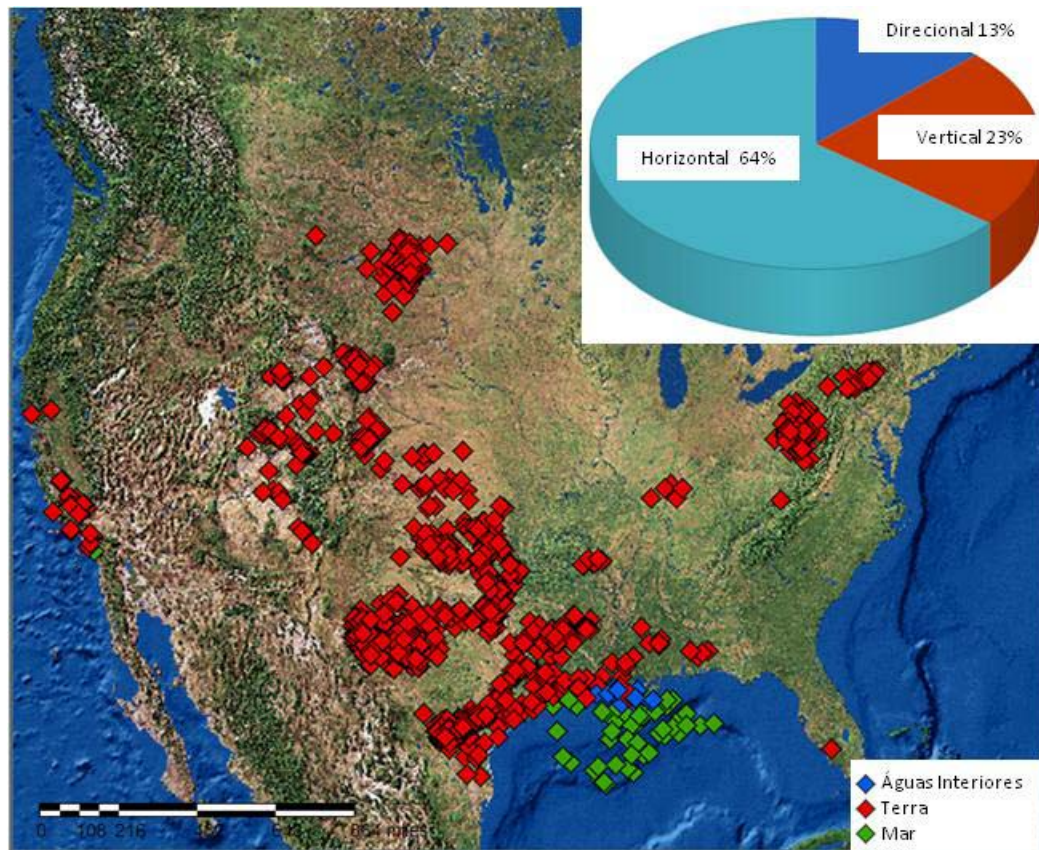


Figura 1.3: Total de 1775 sondas considerando tipos de poços perfurados nos Estados Unidos no período de 29 de Novembro até 06 de Dezembro de 2013. Fonte: Rig Count; Baker Hughes, 2013.

A migração de poços verticais para direcionais e horizontais gerou a necessidade da realização de avaliação da formação em tempo real, ou seja, durante a perfuração, possibilitando tomadas de decisões que permitissem prolongar o poço ou desviar de alguma formação indesejada. A evolução dos sensores de LWD ao longo do final de década de 1980 e início da década de 1990 podem ser visto na tabela 1.1. A evolução e a migração da tecnologia de perfilagem a cabo para o LWD ocorrem até hoje, tendo em vista que a perfilagem a cabo em poços de alto ângulo e horizontais é arriscada, podendo prender ou perder a ferramenta dentro do poço.

O serviço de geodirecionamento ou geonavegação surgiu junto com a perfuração dos poços horizontais, sendo um serviço no qual especialistas, utilizando softwares adequados e baseando-se na resposta dos perfis adquiridos e

transmitidos em tempo real, juntamente com tecnologias de perfuração direcional (Rotary Steerables e Motor com inclinações), realizam mudança de direção e/ou azimute do poço dentro do reservatório. Estes especialistas utilizam todos os perfis disponíveis e, ao encontrar indícios de que o poço esteja se afastando da zona de interesse, solicitam mudança na direção e inclinação do poço, procurando manter o máximo possível da exposição do poço ao reservatório (LESSO e KASHIKAR, 1996).

Tabela 1.1: Evolução dos serviços de Avaliação de Formação em LWD ao longo da década de 1990.

Inovações em LWD		
1988 a 1992	1993 a 1996	1997 a 2000
Avaliação de Formação durante a perfuração	Geonavegação	Melhor acurácia
Resistividade compensada	Medidas Azimutais	Densidade sem fonte radioativa
Resistividade com duplo espaçamento	Imagem de Resistividade	Imagem em Tempo real
Densidade e Porosidade Neutrão	Resistividade na Broca	

Fonte: Modificado de Thompson, 2009.

Os perfis de imagem são ferramentas fundamentais ao serviço de geonavegação, permitindo aos operadores realizar interpretações geológicas e estruturais da formação, como interpretações sedimentológicas, estratigráficas, estruturais, diagenéticas, geomecânica e a análise de *net-to-gross*. A utilização das imagens para estas aplicações estão limitadas às resoluções verticais e horizontais de cada tipo de imagem, variáveis que estão ligadas, por sua vez, às limitações dos princípios físicos de medição, aos fatores ambientais (como fluido de perfuração sintético ou base água) e às diferenças tecnológicas desenvolvidas pelas diferentes empresas que realizam este serviço (ASQUITH e KRYGOWSKI, 2004).

As aplicações dos três tipos de imagens adquiridas em LWD podem ser mapeadas da seguinte forma: Imagem de Resistividade (interpretações sedimentológicas, estratigráficas, estruturais, diagenéticas, geomecânicas e *Net*

*Pay*<sup>1</sup>), Imagem de Densidade (interpretações estruturais, diagenéticas, geomecânicas e *net reservoir*) e Imagem de Raios Gama (interpretações estratigráficas e *net sand*).

A utilização de imagem de resistividade é freqüente em poços verticais para auxiliar na caracterização de reservatórios, sendo importante para a análise de reservatórios laminados. Desta forma, a imagem de resistividade é fundamental para a obtenção de *Net Pay* (ASQUITH e KRYGOWSKI, 2004).

O perfil de densidade pode ser convertido em porosidade, auxiliando no cálculo de *Net Pay*. Sendo assim, a utilização de imagem de densidade possibilita realizar uma avaliação mais precisa da distribuição de porosidade da formação. Bourdet (2001) realizou, utilizando o perfil de densidade, uma série de estudos avaliando como o dano, a abertura parcial ou a tortuosidade de poços horizontais afetam a produtividade desses reservatórios.

Segundo SPE (2001a), a estimativa de reserva, em uma análise estática, é o resultado do produto de volume total da rocha, *Net Pay*, da porosidade, da saturação de hidrocarboneto, da conversão de volume em condição de reservatório para condição de superfície e do fator de recuperação. Este trabalho também afirma que a incerteza na recuperação eficiente é criticamente dependente da característica do reservatório e da especificidade do método de recuperação do óleo e gás.

Segundo Hunt (1996), a porosidade pode ser reconhecida a partir de perfis de porosidade neutrão, densidade ou acústico, sendo a densidade a mais utilizada. A porosidade é calculada com maior precisão com a utilização de cálculo de argilosidade, a partir do perfil de raios gama. A saturação de hidrocarboneto é extraída dos perfis de resistividade, enquanto a espessura do reservatório é estimada a partir do conjunto de perfis, incluindo imagem, que permite melhor avaliação da formação. Já a permeabilidade, tratando-se de LWD, só pode ser estimada por outros métodos, por exemplo: 1) a realização de teste de pressão

---

<sup>1</sup> *Net Pay* é uma terminologia vinda do inglês e utilizada para quantificar a espessura porosa produtora à qual o poço está exposto. Este termo é ampliado para não só determinar a região produtora, mas também separar arenito de argilito (folhelho), formação cujo fluido predominante que preenche o espaço poroso é água ou hidrocarboneto, gerando termos como *Net Reservoir* e *Net Sand*. Ver mais detalhes no capítulo 2.4.

de poço, estimando a mobilidade; e 2) a solução de equações empíricas baseadas nos volumes de fluido livre, fluido irredutível e fluido capilar, os quais são extraídos do perfil de ressonância magnética.

A estimativa de *Net Pay* é muito bem mapeada quando se trata de poços verticais, possibilitando avaliar com maior clareza qual é a exposição do poço em relação às camadas produtoras (WORTHINGTON, 2009).

Tratando-se de poços horizontais, é possível utilizar a imagem de densidade para realizar uma caracterização do reservatório mais precisa em relação ao uso de perfis comuns, como densidade, neutrão, raios gama, etc. Com as diversas mudanças de inclinação e de azimuth geradas como resultado do serviço de geonavegação, a utilização da imagem tornou-se fundamental para a interpretação mais precisa do posicionamento do poço dentro do reservatório.

Para gerar interpretações com maior grau de precisão, os perfis de imagem são desenvolvidos com algoritmos de processamento de imagem, procurando facilitar a visualização de feições geológicas contidas na imagem.

O foco deste trabalho foi dado na caracterização de reservatórios utilizando o perfil de densidade, o qual pode ser utilizado com base em cálculos petrofísicos, a fim de gerar um mapa de porosidade, que, por sua vez, é utilizado para determinar o *Net Reservoir*.

## 1.1. Motivação

Poços horizontais podem atingir facilmente grandes extensões, sendo frequente a perfuração de poços de 1.500,0 m de extensão. Devido às incertezas geológicas dos reservatórios, é recorrente a mudança de orientação e de inclinação destes poços durante a perfuração, gerando tortuosidade no trajeto do poço, com constantes saídas e reentradas, resultando, por sua vez, na exposição do poço a folhelhos e outras feições não reservatório.

A idéia central deste trabalho é demonstrar a importância da utilização de imagem de densidade para gerar o cálculo de *Net Reservoir* (neste ambiente de incerteza geológica) e também evidenciar, com precisão, a posição das porções do poço que não irão contribuir com sua produção, pois o posicionamento e o tamanho de tais zonas podem influenciar no resultado final da produção dos poços. Este tipo de análise não pode ser realizado com precisão utilizando perfis volumétricos normais, tais como perfis de densidade volumétrica, resistividade ou raios gama (perfis não azimutais), que abrangem os 360° do poço, como são usados geralmente em poços verticais.

Ao longo da minha experiência profissional, trabalhando no acompanhamento da perfuração de poços horizontais de empresas petrolíferas operadoras no Brasil, foi possível notar que estudos relacionados ao cálculo de *Net Reservoir* são comuns em poços horizontais, no entanto, a análise de *Net Reservoir* utilizando imagens de densidade não é comum, apesar de acreditar que esta análise pode trazer muito valor para a caracterização do reservatório. Para esta análise de estimativa de *Net Reservoir* decidiu-se utilizar o dado de imagem de densidade por ser mais utilizado em poços horizontais por motivos financeiros e técnicos (as imagens resistivas de LWD só podem ser utilizadas quando o poço é perfurado com fluido base água, além do custo de aquisição ser mais alto).

As imagens de poços realizadas por todas as companhias de perfilagem (LWD) são apresentadas de duas formas: uma imagem bruta (estática) e outra imagem na qual se procura obter um aumento de contraste a partir de histograma dinâmico (imagem dinâmica) com os valores de cores referentes a cada pixel. Com os intuitos de ajudar na visualização da imagem, de possibilitar

interpretações geológicas mais precisas e permitir a melhor avaliação de *Net Reservoir*, foram analisados algoritmos de aumento de contraste utilizados para análise de imagens.

A utilização de imagens permite a visualização das características geológicas da rocha ao redor do poço. Alguns desses elementos são de grande importância, como, por exemplo, a presença de litologias pouco permeáveis que podem impedir a vazão de fluidos do reservatório. Como exemplos, podemos citar as concreções carbonáticas ou as camadas argilosas. A dificuldade encontrada é que muitas vezes o poço não fica completamente (360°) exposto a essas feições (exposição parcial). Esta exposição parcial às formações de baixa permeabilidade gera incertezas na interpretação dos perfis, sendo necessário utilizar perfis azimutais para avaliar com maior precisão a formação pela qual o poço atravessa.

Os tópicos selecionados para serem discutidos nesse trabalho se complementam (Geonavegação, Imagem de Densidade, *Net Reservoir* e Algoritmo de aumento de contraste de imagens). A ideia é que o serviço de geonavegação, com mudanças de inclinação e direção do poço, expõe o reservatório a formações não produtoras. A imagem de densidade extraída durante a perfuração do poço permite uma análise de *Net Reservoir* mais precisa. A observação de *Net Reservoir* gera um mapa do poço, exibindo regiões que estão expostas à formação produtora de hidrocarboneto, variável fundamental para ser inserido no simulador fluxo de reservatório, o qual irá gerar uma estimativa de produção do poço.

## 1.2. Objetivos

O objetivo deste trabalho é utilizar métodos diferentes para estimativa de *Net Reservoir*, procurando identificar qual metodologia representa melhor a realidade, ou seja, qual delas demonstra com maior precisão a exposição do poço às formações produtoras de hidrocarbonetos. Para isso, serão realizadas duas abordagens; a primeira utiliza-se de dados azimutais de densidade e o perfil convencional de densidade (densidade volumétrica) para gerar quatro curvas distintas de *Net Reservoir*. Os perfis de densidade azimutais são: o perfil de densidade apenas considerando o lado alto do poço, outro apenas considerando o lado baixo do poço e o perfil de imagem, que sub-divide os 360° do poço em 16 setores, apresentando 16 curvas de densidade ao longo de todo o poço.

A segunda abordagem para avaliar o *Net Reservoir* é qualitativa. Esta abordagem prevê a utilização de métodos de processamento de imagens para os dados de densidade, permitindo ressaltar a distribuição de feições geológicas do reservatório. Para a realização dessa análise, é preciso avaliar diferentes algoritmos de aumento de contraste de imagem, a fim de possibilitar a visualização de feições que podem contribuir ou inibir a produção de hidrocarbonetos, como, por exemplo: 1) fraturas fechadas e abertas, 2) falhas, 3) exposição parcial do poço a folhelhos ou concreções carbonáticas e 4) a presença de camadas finas.

Em síntese, este trabalho tem os seguintes objetivos:

- Realizar cálculo de porosidade a partir do perfil de densidade e da imagem de densidade;
- Avaliar como o serviço de geonavegação é realizado e qual o efeito que gera no poço e na imagem;
- Apresentar diferentes algoritmos de aumento de contraste que podem ser utilizados nos perfis de imagem de poço;
- Realizar cálculo de *Net Pay* utilizando perfis de densidade azimutais e imagem de densidade;
- Avaliar como os métodos de aumento de contraste de imagem podem auxiliar na caracterização do reservatório;



- Avaliar a diferença dos resultados obtidos do cálculo de *Net Pay* a partir dos diferentes perfis de densidade.



## CAPÍTULO 2

### REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os principais tópicos considerados nesse estudo são: a aquisição, a aplicação e a interpretação de imagens de densidade. Procurou-se, apresentar os métodos de aumento de contraste de imagens; mostrar e discutir o conceito de *Net Pay* e a utilização dos métodos em dados de poços verticais e horizontais; reconhecer os princípios que envolvem o serviço de geonavegação, e avaliar como o *Net Reservoir* pode influenciar na produção de um reservatório.

A análise de *Net Reservoir* é uma das maiores motivações para a realização desse trabalho. Essa investigação, geralmente não é feita em poços horizontais utilizando-se imagens de densidade ou um conjunto de curvas de densidade azimutal. Geralmente essa avaliação é realizada baseando-se dados de resistividade, densidade volumétrica, raios gama e ressonância magnética, mas não são dados azimutais, ou seja, consideram toda a parede do poço (360°) em uma dada profundidade.

A incerteza geológica relacionada a geometria do reservatório é um dos principais motivos para a ocorrência da exposição parcial dos folhelhos no poço. O serviço de navegação de reservatório é utilizado para evitar ou minimizar a saída do poço do reservatório, no entanto, apesar de inúmeros esforços, esta saída do poço do reservatório pode ocorrer de forma total ou parcial.

A indústria petrolífera utiliza apenas um método de aumento de contraste em imagens de poço adquiridas durante a perfuração (LWD), o algoritmo de aumento de contraste por histograma. Neste capítulo, são apresentados diversos métodos de aumento de contraste, demonstrando o valor de utilizar tais métodos na identificação e na distinção de unidades geológicas.

## 2.1. Perfil de Densidade

O perfil de densidade é um dos mais importantes na avaliação de formação. Na maioria dos poços perfurados, a densidade é utilizada como indicador de porosidade e pode ser utilizada para indicar litologia e fluido da formação em combinação com outros perfis (BATEMAN, 1985).

O perfil de densidade, também conhecido por *Rhob* ( $\rho_b$ ), registra a densidade eletrônica da rocha, e infere a densidade da rocha ( $\text{g/cm}^3$ ) a partir da emissão e da captação de raios gama. Considerando a natureza dos dados adquiridos em função do sistema rocha, poro e fluidos. A aquisição dos dados a partir de uma fonte de raios gama torna a estimativa de porosidade calculada, com base no perfil de densidade, uma das mais precisas (SERRA, 1984).

O raio gama é uma radiação eletromagnética (fóton) emitida por núcleos em estado excitado. Estes não possuem número atômico nem massa atômica, sendo compostos apenas de energia, que quando emitida por uma fonte radioativa não altera nem a massa nem o número atômico do isótopo, apenas o nível energético ao deslocar elétrons. A penetração de raios gama em qualquer rocha é inversamente proporcional ao número atômico dos átomos. A penetração é influenciada pelos minerais que compõem a rocha e pelo grau de compactação e pela porosidade, com isso formações mais porosa e menos compactadas apresentam maior penetração, sendo assim, maior será a leitura destes no receptor da ferramenta.

Segundo Serra (1984), os raios gama são gerados a partir de uma fonte especial de  $^{60}\text{Co}$  que emite fótons com energia de 1,17 a 1,33 MeV ou de  $^{137}\text{Cs}$  que emite fótons com energia de 0,66 MeV. No caso do cesium-137, o decaimento radioativo ocorre com a transformação do  $^{137}\text{Cs}$  em  $^{137}\text{Ba}$  mais uma partícula beta (elétron). Este  $^{137}\text{Ba}$  é instável, decaindo para  $^{137}\text{Ba}$  estável mais um raio gama. Os raios gama gerados a partir deste decaimento interagem com a formação de três formas diferentes: produção de pares, espalhamento Compton e efeito foto elétrico. O fenômeno de geração de pares é irrelevante para as fontes utilizadas nas ferramentas de densidade.

O espalhamento Compton ocorre quando o fóton incidente colide elasticamente com um elétron, dividindo assim sua energia cinética e sendo ejetado do átomo. O fóton espalhado percorre uma direção com ângulo diferente da trajetória inicial e procede com energia reduzida. Este fenômeno geralmente ocorre com os elétrons que compõem as últimas camadas do átomo e é sensível à densidade de elétrons da formação (número de elétrons por unidade de volume).

O fator fotoelétrico é um fenômeno de absorção que ocorre quando, ao colidir com o elétron, o fóton é absorvido por este, que, por sua vez, transforma a energia recebida em energia cinética. O fator fotoelétrico ( $\tau$ ) ocorre com maior intensidade quando a energia do fóton é baixa e o número atômico da formação é alto, sendo assim, sua relação com o número atômico do átomo alvo ( $Z$ ) e com a energia do raio gama incidente ( $E_\gamma$ ) é (SERRA, 1984):

$$\tau = 12.1 (Z^{4.6} \times E_\gamma^{-3.15}) \quad \text{barns / eletrons (b/e)} \quad \text{Eq. 1.}$$

As ferramentas de densidade medem a intensidade de raios gama espalhados a uma distância fixa da fonte, utilizando dois receptores e um transmissor. Os raios gama são ejetados pela fonte para dentro da formação e, a partir do princípio de Espalhamento Compton, chegam aos receptores (próximo e distante). Esta intensidade diminui quanto maior for o número de colisões dos fótons, ou seja, quanto maior for a densidade de elétrons. A densidade de elétrons é proporcional a densidade da formação, ou seja, o número de raios gama detectado pela ferramenta é menor quanto mais densa for a formação.

Nas formações densas, por gerar uma quantidade grande de colisões entre os fótons e os elétrons, os raios gama perdem energia até que sejam absorvidos (fator fotoelétrico). Nas formações menos densas, menor é o número de colisões dos fótons, tornando o número de raios gama detectado maior.

Considerando a espessura do material ( $x$ ), a intensidade de raios gama detectada segue o comportamento exponencial da densidade de elétrons da formação (SERRA, 1984) (Tabela 2.1):

$$I = I_0 e^{-\rho_b(Z/A) \cdot N^\sigma \cdot x} \quad \text{Eq. 2.}$$

Onde,  $I$  é a intensidade de raios gama medida no receptor,  $I_0$  é a intensidade de raios gama na fonte,  $Z$  é o número atômico,  $A$  é a massa atômica,  $N$  é o número de Avogrado ( $6,02 \times 10^{23}$ ),  $\rho_b$  é a densidade volumétrica ( $\text{g/cm}^3$ ) e  $\sigma$  é área de detecção do espalhamento compton. A densidade de elétrons da formação ( $\rho_e$ ) é relacionada com a densidade volumétrica ( $\rho_b$ ,  $\text{g/cm}^3$ ) através da seguinte equação:

$$\rho_e \equiv 2.(Z/A).\rho_b \quad \text{Eq. 3.}$$

Para a maioria dos elementos constituintes das rochas,  $Z/A$  é próximo de 0,5, exceto para o hidrogênio, para o qual esta relação é próxima de 1,0.

Tabela 2.1: Densidade de Minerais e Fluidos que compoñham as rochas.

Componente	Fórmula	$\rho_b$ (gm/cc)	$\left(\frac{2\sum Z_i}{M}\right)$	$\rho_e$ (gm/cc)	$\rho_a$ (gm/cc)
Quartzo	SiO <sub>2</sub>	2,654	0,9985	2,650	2,648
Calcita	CaCO <sub>3</sub>	2,710	0,9991	2,708	2,710
Dolomita	CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	2,870	0,9977	2,863	2,876
Anidrita	CaSO <sub>4</sub>	2,960	0,9990	2,957	2,977
Silvita	KCl	1,984	0,9657	1,916	1,863
Halita	NaCl	2,165	0,9581	2,074	2,032
Gipso	CaSO <sub>4</sub> .H <sub>2</sub> O	2,320	1,0222	2,372	2,351
Água doce	H <sub>2</sub> O	1,000	1,1101	1,110	1,000
Água Salgada	200,000 ppm	1,146	1,0797	1,237	1,135
"Óleo"	N(CH <sub>2</sub> )	0,850	1,1407	0,970	0,850
Metano	CH <sub>4</sub>	$\rho_{\text{meth}}$	1,2470	$1,247 \rho_{\text{meth}}$	$1,335 \rho_{\text{meth}} - 0,188$
"Gás"	C <sub>1</sub> .H <sub>4</sub> .2	$\rho_{\text{gas}}$	1,2380	$1,238 \rho_{\text{gas}}$	$1,325 \rho_{\text{gas}} - 0,188$

Fonte: Peters, 2012.

As ferramentas de densidade possuem dois receptores, localizados acima do transmissor de raios gama. Estes receptores são cintilômetro compostos por iodeto de sódio (NaI) preenchendo um tubo foto-multiplicador. O iodeto de sódio reage com o raio gama criando um pequeno pulso de luz visível, que são detectados por cathodos foto-sensíveis, emitindo um elétron a cada pulso de luz visível detectado. Estes receptores são localizados em diferentes distâncias do transmissor, sendo conhecidos como receptores próximo e distante.

Os raios gama reagem com o fluido de perfuração presente entre a ferramenta e a parede do poço e com a formação (sistema rocha-fluido). Como o raio gama reage com qualquer átomo, a leitura final é influenciada pelo fluido de perfuração. Portanto, dependendo do espaçamento entre a ferramenta e a parede do poço, haverá diferença na leitura final de raios gama, mesmo que a não haja mudança nas características da formação exposta. Para minimizar o efeito de alguns fenômenos ligados a distância da ferramenta da formação, foram desenvolvidas ferramentas com dois receptores, permitindo a aplicação de uma compensação ou correção dos valores finais de densidade.

O dado de densidade é extraído a partir da combinação da contagem de raios gama que atingiram os dois receptores, próximo e distante. Bigelow (1995) descreve o procedimento de correção dos valores de densidade afetados pelo reboco da parede do poço (*mudcake*). O gráfico utilizado, denominado “espinha”, combina valores adquiridos nos dois detectores e apresenta os resultados da densidade e da correção de densidade, *delta rho* ( $\Delta\rho$ ). A densidade final, também conhecida por densidade volumétrica ( $\rho_b$ ) é o resultado da soma da densidade adquirida pelo sensor distante, assim como da correção da densidade ( $\Delta\rho$ ), necessária para que o ponto seja rebatido para a reta de correlação entre os dois detectores (Figura 2.1).

Esta correção é realizada para compensar a presença de alguns fenômenos durante a aquisição do dado, que expõe o receptor a regiões com maior ou menor volume de fluido de perfuração. Alguns destes fenômenos são: (a) a excentricidade da ferramenta, que ocorre quando a ferramenta está inclinada em relação ao poço; (b) a descentralização da ferramenta dentro do poço e (c) a rugosidade da parede do poço, devido ao espiralamento, entre outros fenômenos.

A densidade volumétrica medida é uma média ponderada da densidade da matriz que compõe a formação e da densidade do fluido que preenche os poros, com a seguinte relação (SERRA, 1984):

$$\rho_b = \rho_f \cdot \phi + \rho_{ma} (1 - \phi) \quad \text{Eq. 4.}$$

Onde, a primeira relação compõe a densidade do fluido ( $\rho_f \cdot \phi$ ) e a segunda a densidade da matriz ( $\rho_{ma} (1-\phi)$ ), ou seja, a porosidade pode ser calculada por meio dos dados de densidade volumétrica pela seguinte relação:

$$\phi = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f) \quad \text{Eq. 5.}$$

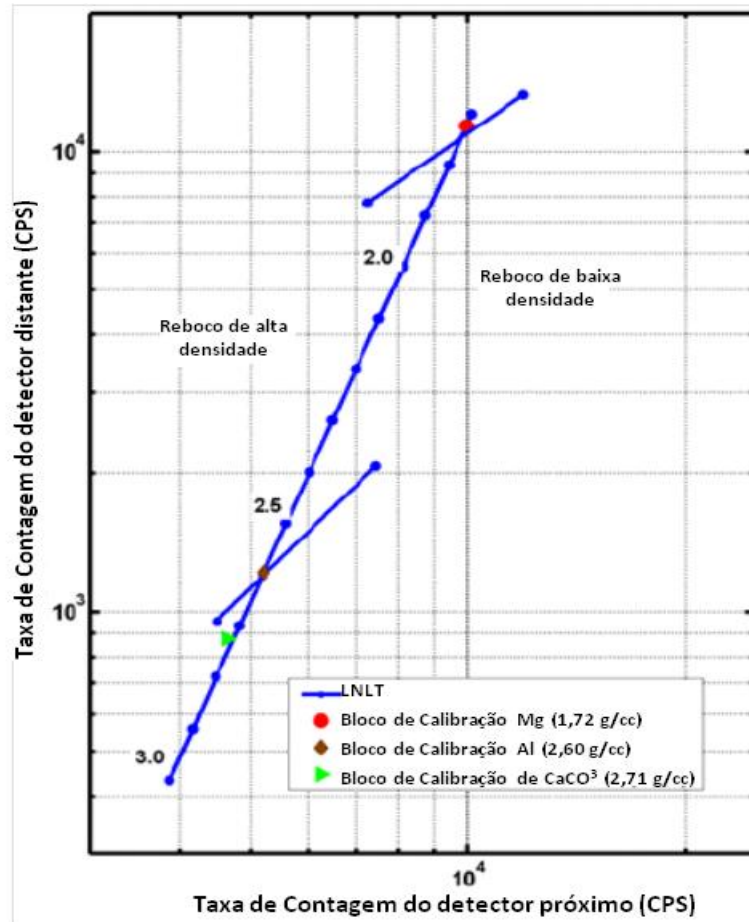


Figura 2.1: Gráfico demonstrando o princípio de aquisição de dados da ferramenta de densidade, contendo uma fonte (S) e dois receptores (D), um próximo e um distante. Fonte: Mendoza, *et. al.*, 2006.

Kobranova (1986) demonstra que o cálculo de porosidade a partir da equação 5 é utilizado de forma direta para todas as rochas reservatórios. O autor destaca que o fluido que preenche o poro nem sempre é somente óleo ou água, mas também pode ser o volume de argila em reservatórios argilosos:

$$\rho_{ma} = [(1-v_{sh}) \cdot \rho_{sand} + v_{sh} \cdot \rho_{shale}] \quad \text{Eq. 6.}$$

$$\rho_f = [(1-s_w) \cdot \rho_{oil} + s_w \cdot \rho_{water}] \quad \text{Eq. 7.}$$



Onde,  $v_{sh}$  é o volume de argila presente na rocha, estimado a partir do perfil de raios gama,  $\rho_{sand}$  é a densidade do arenito,  $\rho_{shale}$  é a densidade da argila,  $s_w$  é a saturação de água presente na rocha,  $\rho_{oil}$  é a densidade do óleo e, por fim,  $\rho_{water}$  é a densidade da água.

O  $Rho$  da matriz precisa ser obtido de forma mais precisa, pois é raro um reservatório ser constituído por uma única fase mineral. Peters (2012) demonstra, a partir da tabela 2.1, os principais elementos químicos e minerais constituintes das rochas estudadas em sistemas petrolíferos. As argilas podem estar distribuídas nas areias como argila estrutural (como pequenos grãos distribuídos entre os grãos de areia), argila laminada (na forma de finas lâminas) e argila dispersa (envolvendo os grãos de areia).

## 2.2. Imagem de Densidade

O perfil de imagem é uma composição visual de uma ou mais medidas de perfis com uma relação espacial conhecida ao redor do poço. Na perfuração do poço, a aquisição de uma imagem ocorre durante a rotação da ferramenta, dada pela rotação da coluna durante a perfuração e pelo movimento de avanço da broca.

A ferramenta divide o poço em setores que, dependendo da resolução, podem ser quatro setores de 90°, 16 setores de 22,5° até 120 setores de 3°. A utilização de dados azimutais (divididos em setores) permite aos geólogos e aos petrofísicos, não apenas a visualização das imagens, mas também a utilização das curvas em diferentes orientações do poço (Figura 2.2).

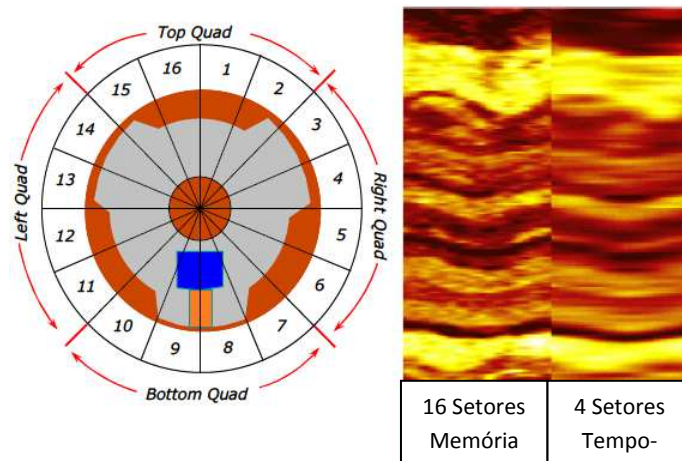


Figura 2.2: Diagrama (esquerda) mostrando uma seção do poço a partir de uma imagem de densidade setorizada. A imagem da esquerda é a imagem de memória subdividindo o poço em 16 setores de mesmo ângulo. A imagem da direita é a imagem em tempo real, subdividindo o poço em quatro setores. Fonte: Modificado de Rizzi, *et. al.*, 2007.

Os dados mais utilizados hoje são os dados *up* (lado alto do poço), *down* (lado baixo) e *bulk* (volumétrico, média dos dados de todos os setores do poço), os quais explicam esses fenômenos.

Essas imagens são orientadas segundo o norte magnético ou segundo o lado alto do poço, no caso de poços direcionais ou horizontais. Para fins de visualização e interpretação, a imagem é transferida de uma visualização em três

dimensões (3D) para duas dimensões (2D), cortando-se longitudinalmente a mesma, segundo o plano de orientação adotado, norte magnético ou lado alto do poço (Figura 2.3) (LOFTS *et. al.*, 1997).

Com esse tipo de visualização, qualquer estrutura plana pela qual o poço atravessa (falha, fratura ou camada), transforma-se em uma senoide (em 2D). A amplitude da senoide dependerá da diferença de ângulo entre a estrutura mapeada e o poço. Quanto menor for o ângulo entre a estrutura geológica e o poço, maior será a amplitude da senoide. Quando analisados poços horizontais, por exemplo, ao passar por uma camada (geralmente de baixo ângulo), a imagem apresenta uma interface com amplitude alta e, ao passar por falhas ou fraturas (costumam ter alto ângulo), a amplitude deve ser baixa, aproximando-se de retas (Figura 2.4).

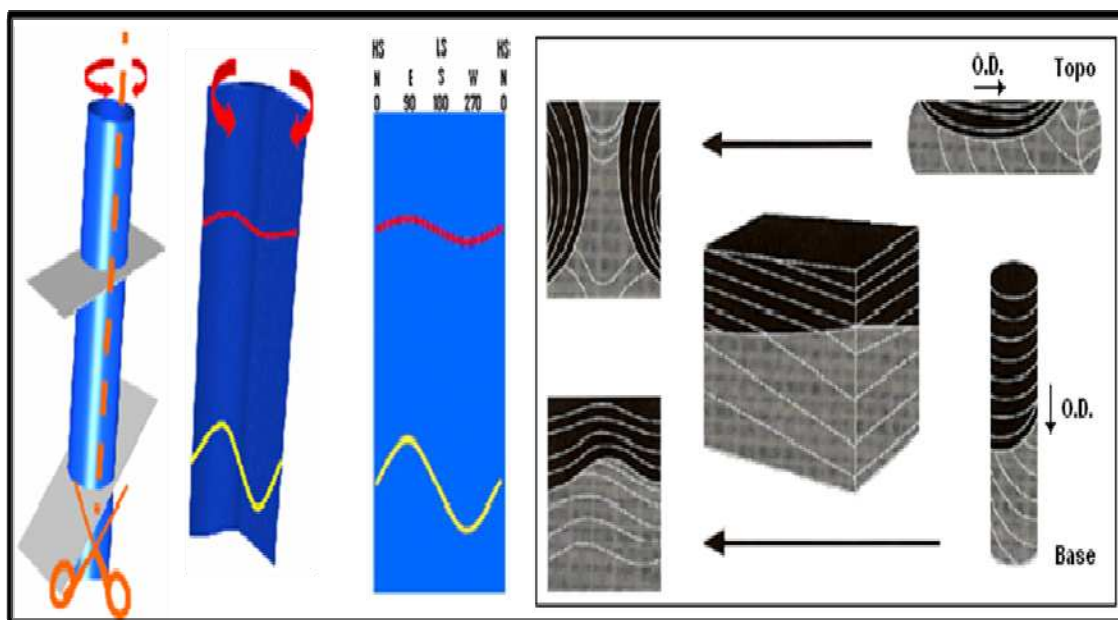
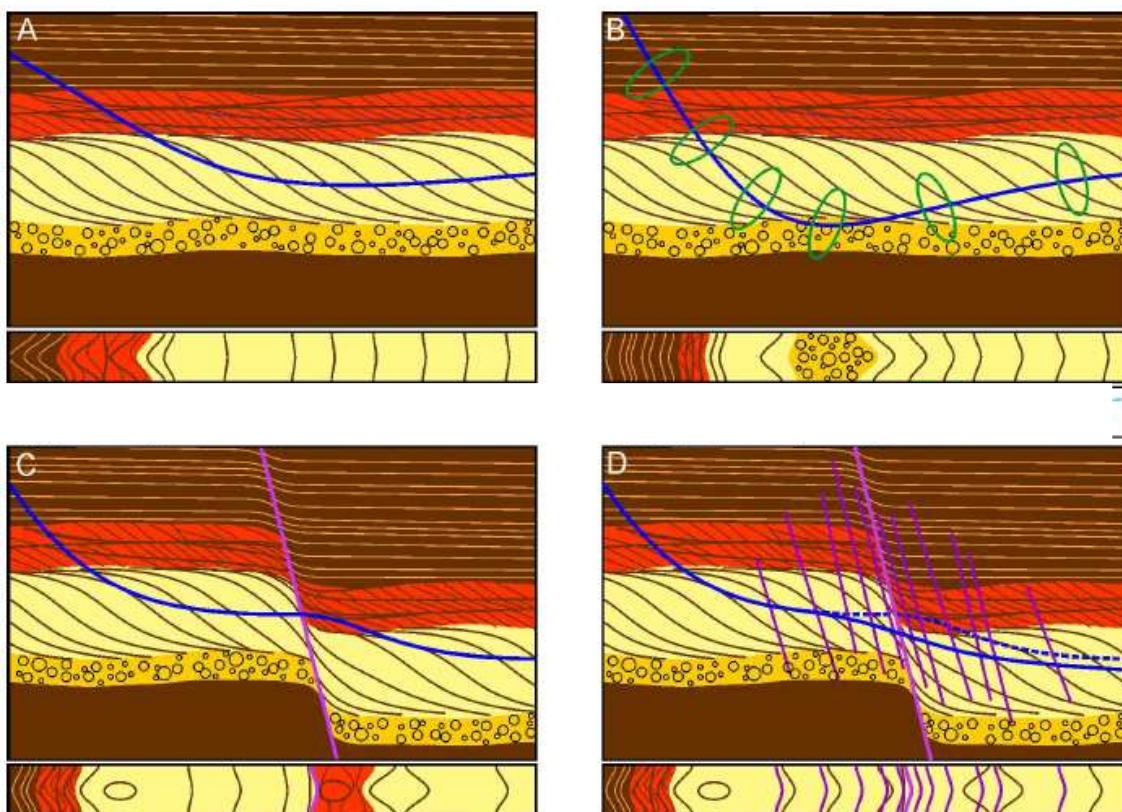


Figura 2.3: quadro mostrando como uma imagem de poço passa pela formação rochosa e como ela é visualizada em duas dimensões. Fonte: Modificado de Loftis, *et. al.*, 1997.

A resolução dos perfis de imagem permite a análise de uma série de feições geológicas imperceptíveis aos perfis comuns, possibilitando a identificação e a interpretação de falhas, de camadas, bem como a distribuição de concreções carbonáticas e o *Net Pay*, além de outras feições (LABAT *et. al.*, 2002).



**Figura 2.4:** Representação de uma trajetória de poço (linha azul) passando por diversas camadas geológicas. A Seção geológica apresentada pelas letras A, B, C e D possui algumas diferenças em relação ao posicionamento do poço dentro do reservatório e a presença de falhas e fraturas. Abaixo de cada seção geológica há uma representação da imagem de poço referente à passagem do poço pelas respectivas camadas. Nestas imagens sintéticas é possível identificar diferentes amplitudes das senoides, devido aos diferentes ângulos de encontro entre o poço e os planos geológicos (camadas, estratificações, falhas, fraturas e dobras). Fonte: Lindsay, *et. al.*, 2006.

A imagem de densidade não é uma das imagens que possui a maior resolução, no entanto, é usada com frequência, pois pode ser operada em poços perfurados com fluido sintético (base óleo) ou com fluido à base de água. Geralmente as imagens de densidade são apresentadas com oito a 16 setores (LABAT *et. al.*, 2002). Isso significa que os 360° do poço são divididos em até 16 porções, de modo que cada porção representa até 22,5° (Figura 2.5).

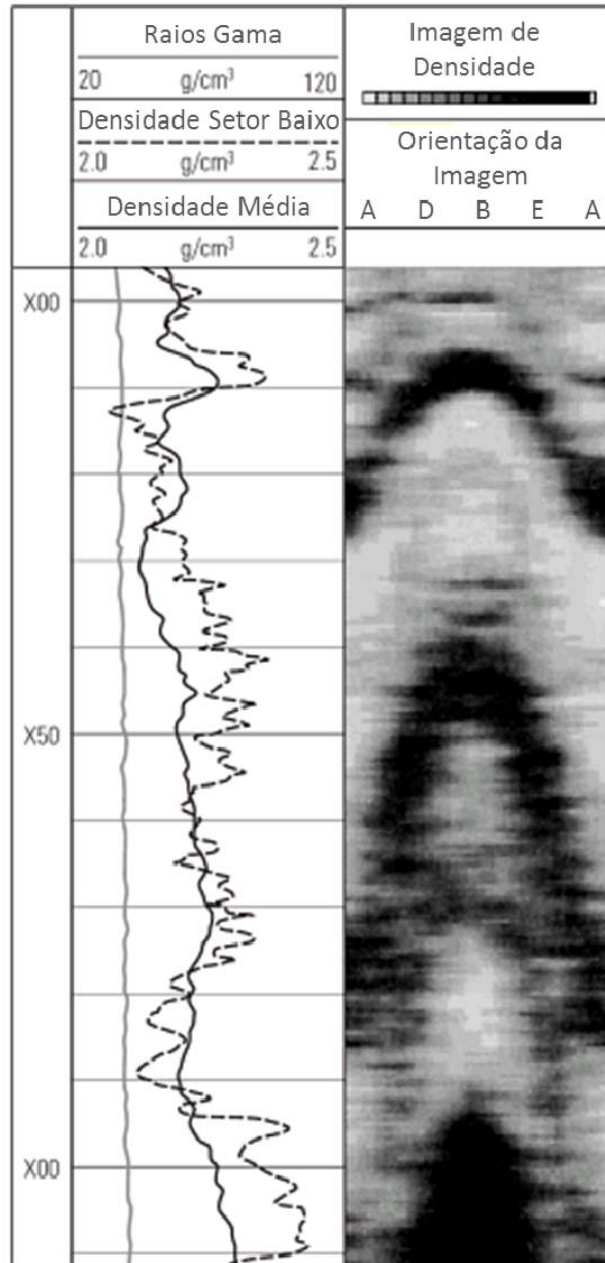


Figura 2.5: Exemplo de uma imagem de densidade de 16 setores. As letras A, D, B e E representam a posição dos lados Alto, Direita, Baixo, Esquerda e Alto, fechando os 360° da imagem. Fonte: Ellis e Singer, 2007.

### 2.3. Tratamento de Imagens

O processamento de imagens de perfis LWD envolve um ajuste de tempo, de profundidade e de orientação. Este processamento é complexo e compreende grande volume de dados, que, por não ser um dos objetivos deste trabalho, não é discutido. Tratamos, aqui, de como a imagem é apresentada e de quais são os tipos de controle de aumento de contraste utilizados.

O tratamento de imagens, destacado nesse trabalho como algoritmos de aumento de contraste, pode ser realizado de duas formas, conhecidas como domínio do espaço e como domínio da frequência (GONZALES e WOODS, 2001). Segundo Gonzales e Woods (2001), o principal objetivo de aumentar o contraste em uma imagem é o de processá-la para que o resultado deste procedimento seja mais adequado que o da imagem original, procurando atingir um fim específico. Por exemplo, um algoritmo utilizado para processar uma imagem de Raio X pode não ser adequado para processar uma foto.

Gonzales e Woods (2001) ressaltam que o processamento de imagem no domínio do espaço é realizado a partir da manipulação direta de *pixels* contidos na imagem com base em sua relação espacial.

Os autores afirmam que não existe uma teoria geral relacionada ao aumento de contraste de imagens. Segundo estes autores, quando uma imagem é processada para interpretação visual, a pessoa que observa a imagem é o juiz que define a qualidade do método utilizado, sendo esta avaliação altamente subjetiva.

Nos poços, as imagens são apresentadas de duas formas: a primeira corresponde à imagem bruta (estática); e a segunda é um processamento no domínio do espaço utilizando um algoritmo de aumento de contraste por normalização, o qual se fundamenta em determinada janela de *pixels* conhecida como imagem dinâmica. Este método também foi descrito por Al-Amri et al (2010) como equalização por histograma e pode ser realizado de duas maneiras: a global e a local.

Segundo Tang *et al.* (2003), existem duas abordagens para aumentar o contraste em imagens com aplicação de filtros lineares e não lineares, as quais



buscam alterar os *pixels* a partir da avaliação dos seus vizinhos. Uma é a equalização local ou global de histogramas; e a outra compreende a amplificação local do contraste.

Nos poços tem sido adotado este sistema de equalização de histograma para visualização de imagens, sendo o histograma local conhecido como imagem dinâmica. Com a imagem dinâmica, o máximo e o mínimo são reajustados localmente, segundo um tamanho de janela. Esta janela é deslocada ao longo de níveis de profundidade (passo); e o máximo e o mínimo são reajustados a cada passo (Figura 2.6).

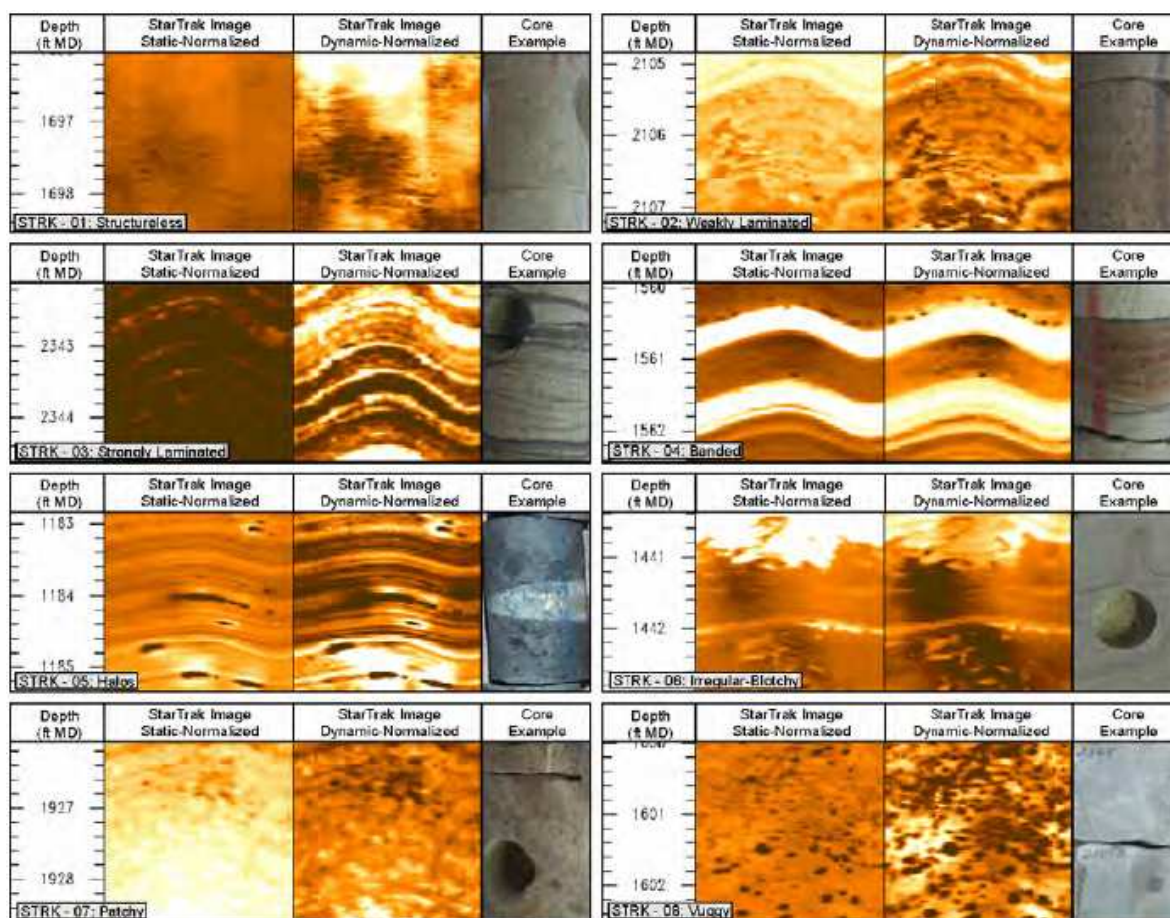


Figura 2.6: Quadro mostrando imagens estáticas e dinâmicas de uma série de feições geológicas.  
Fonte: Loftis, *et. al.*, 2005.

Diversos autores trabalharam na implantação de algoritmos para realizar o aumento de contraste. Al-Amri *et. al.* (2010) afirma que o método de amplificação local de contraste é realizado em uma imagem para ajustar localmente cada

unidade da imagem (*pixel*), aumentando, assim, a capacidade de visualização de elementos escuros e claros ao mesmo tempo.

Com o intuito de investigar a utilidade do algoritmo de aumento de contraste utilizado na indústria petrolífera (imagem dinâmica) e de avaliar a qualidade de outros algoritmos, foram analisados 14 algoritmos de aumento de contraste diferentes. Todos os algoritmos avaliados nesse trabalho são processamentos contidos no domínio do espaço, sendo dez deles apresentados por Gonzales e Woods (2001), um sendo a imagem dinâmica e os outros sendo criados por Yu e Bajaj (2004), Gordon e Rangayyan (1984), e por Beghdadi e Le Negrate (1988).

Os algoritmos apresentados por Gonzales e Woods (2001) são algoritmos que operam no domínio do espaço, sendo assim, desenvolvem operações realizadas *pixel a pixel*, sendo elas: a) imagem negativa; b) logaritmo na base 10; c) potência; d) alargamento de contraste; e) corte por nível de cinza; f) histograma; g) média; h) média ponderada; i) mediana; e j) derivada de 2ª ordem.

### **2.3.1. Imagem Negativa**

A imagem negativa é uma inversão de cores que produz uma imagem similar ao negativo de uma foto. Considerando uma imagem com uma escala de cores variando de  $[0, L-1]$ , obtém-se a imagem negativa a partir da equação 8:

$$s = L - 1 - r \quad \text{Eq. 8,}$$

sendo  $s$  o valor final do *pixel*,  $r$  o valor do *pixel* a ser alterado e  $L$  o valor máximo da escala de cor.

### **2.3.2. Imagem Logarítmica na base 10**

A equação 9 descreve o processamento de uma imagem a partir do seu logaritmo na base 10. Este processamento tem por natureza a expansão dos valores mais contrastantes:

$$s = c \log (1 + r) \quad \text{Eq. 9,}$$

sendo  $s$  o valor final do *pixel* e  $r$  o valor do *pixel* a ser alterado e  $c$  é uma constante.



### 2.3.3. Imagem Potência

A transformação de imagem utilizada a partir do algoritmo de aumento de contraste potencial também é conhecida e amplamente utilizada como correção por gama; a potência utilizada nesta correção corresponde a valores fracionados. Este processamento pode ser realizado a partir da equação 10:

$$s = c r^{\gamma} \quad \text{Eq. 10,}$$

sendo  $s$  o valor final do *pixel* e  $r$  o valor do *pixel* a ser alterado e  $c$  e  $\gamma$  são constantes positivas.

### 2.3.4. Imagem Alargamento de Contraste e Corte de Nível de Cinza

O alargamento de contraste e o corte de nível de cinza são alterações lineares, similares a aplicações de filtros passa alto, passa baixo ou passa banda. O alargamento de contraste, por exemplo, pode ocorrer alterando valores acima ou abaixo de pontos determinados, como, por exemplo, demonstrado na equação 11 (Figura 2.7):

$$\left\{ \begin{array}{ll} \text{se } r < r_1, & s = c r \\ \text{se } r > r_2, & s = c r \end{array} \right. \quad \text{Eq. 11,}$$

O processamento a partir do corte de nível de cinza tem uma abordagem similar a outra transformação linear utilizando o alargamento de contraste. Neste caso, o objetivo é ressaltar alguma feição determinada da imagem (figura 2.8).

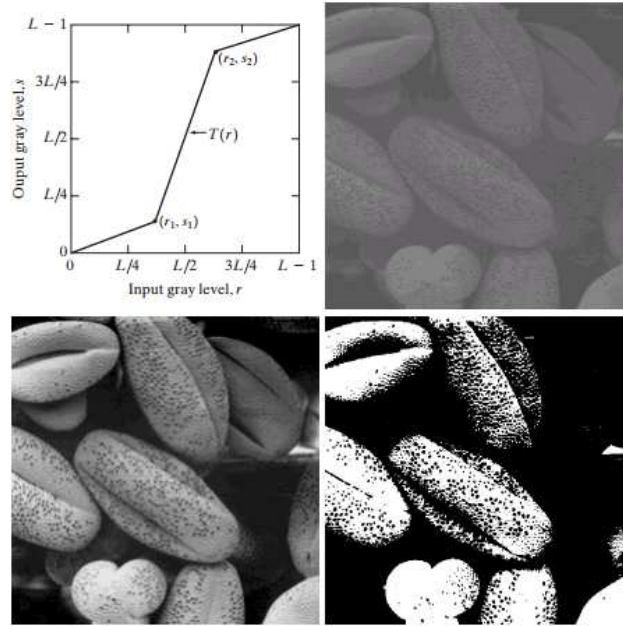


Figura 2.7: Gráfico representando alteração de imagem e utilizando alargamento de contraste. Imagem original (cima direita); imagem processada utilizando alargamento de contraste (baixo esquerda) e imagem processada utilizando limite (filtro passa alto ou passa baixo). Fonte: Gonzales e Woods, 2001.

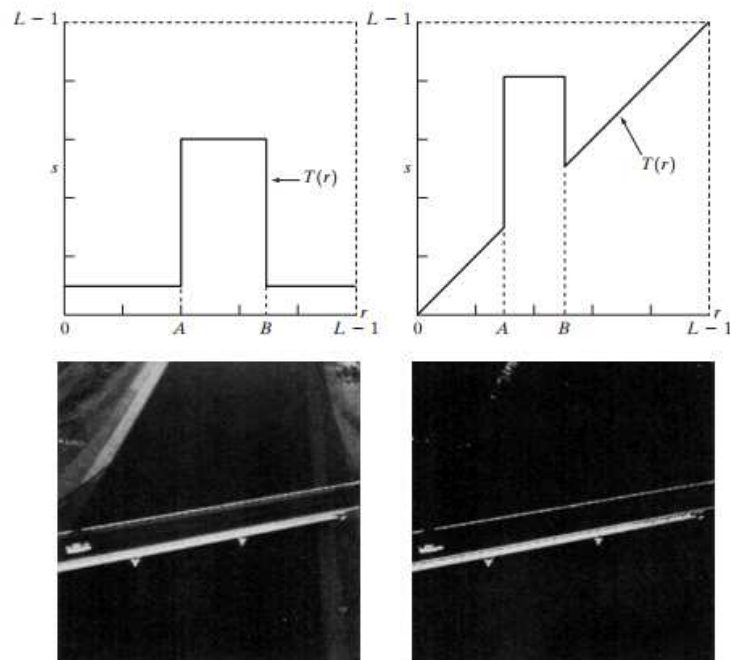


Figura 2.8: Gráficos mostrando duas formas diferentes de corte de nível de cinza: uma (cima esquerda) destaca feições que estejam dentro do range  $[A, B]$  de uma imagem original; e outra (cima direita) realiza um destaque das cores contidas dentro do limite  $[A, B]$  sem alterar o resto da imagem. Embaixo, à esquerda apresenta-se a imagem original e à direita mostra-se a imagem alterada a partir do gráfico de cima à esquerda. Fonte: Gonzales e Woods, 2001.

### 2.3.5. Imagem Histograma Normalizado

Segundo Conci *et. al.* (2008), o processamento de imagem para aumento de contraste baseado em histograma é uma operação global não-linear que consiste em equalização de histograma. Para realizar esta operação, usa-se o histograma normalizado. Esta normalização é baseada na função densidade de probabilidade de ocorrência de cada nível de cinza (Figura 2.9):

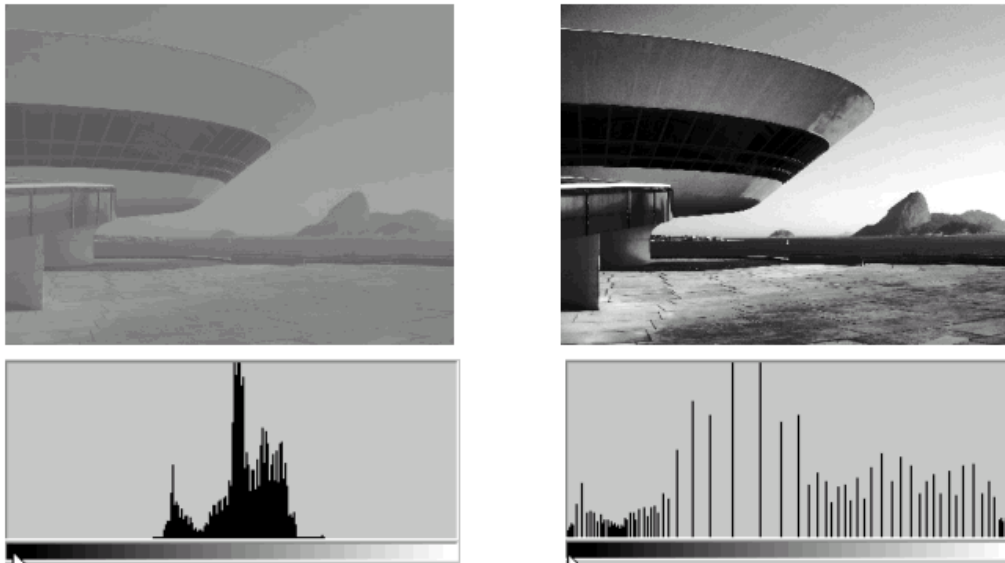


Figura 2.9: Imagem junto com o histograma, demonstrando a aplicação de equalização por histograma, normalizando a imagem em função dos níveis de cinza que a compõem (esquerda – imagem bruta e direita – imagem processada)

Fonte: Gonzales e Woods, 2001.

### 2.3.6. Imagem Média e Mediana

Gonzales e Woods (2001) definem outro grupo de algoritmos de aumento de contraste como sendo o de operações aritméticas. As funções aritméticas são realizadas em cada *pixel* utilizando os *pixels* vizinhos e, geralmente, considerando os vizinhos de 1ª ou 2ª ordem, tendo como a matriz os números 3:3 e 9:9, respectivamente. As operações consideradas nesse trabalho foram a média e a mediana dos *pixels* vizinhos de 1ª ordem (matriz 3:3). Conci, *et. al.* (2008) descrevem os filtros de média e de mediana como filtros passa-baixo ou como

filtros de suavização. Estes descrevem a utilização de cinco filtros que compõem este grupo: média, mediana, moda, gaussiano e média de  $n$  vizinhos selecionados.

### 2.3.7. Imagem Derivada de 2ª Ordem

Gonzales e Woods (2001) ressaltam que, quando se trata do aumento de contraste em imagens, o interesse volta-se aos filtros isotrópicos, os quais têm resposta independente da direção da descontinuidade. Estes demonstram que a derivada isotrópica mais simples é a Laplaciana, que, por uma função de duas variáveis  $f(x, y)$ , é definida como:

$$\nabla^2 f = \frac{\partial^2 f}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 f}{\partial y^2}.$$

Eq. 12.

Segundo os autores, para esta equação ser útil em processamento de imagem, ela deve ser expressa de forma discreta. Para definir uma derivada parcial de segunda ordem utilizando os *pixels* vizinhos, são realizadas soluções para as direções  $x$  e  $y$ . Sendo assim, a implantação digital da Laplaciana de duas dimensões obtidas a partir da equação 15 pode ser resumida da seguinte forma:

$$\nabla^2 f = [f(x + 1, y) + f(x - 1, y) + f(x, y + 1) + f(x, y - 1)] - 4f(x, y).$$

Eq. 13.

Estes explicam que a Laplaciana ressalta descontinuidades de níveis de cinza e não enfatiza as regiões com pouca variação de níveis de cinza. Estes também chamam a atenção para qual definição de Laplaciana é utilizada (Figura 2.10). Caso a definição que seja utilizada possua um coeficiente central negativo, irá subtrair ao invés de somar a Laplaciana, gerando resultados inversos. A utilização da Laplaciana para gerar aumento de contraste é descrita pela equação 14:

$$g(x, y) = \begin{cases} f(x, y) - \nabla^2 f(x, y) & \text{Caso o coeficiente central for negativo} \\ f(x, y) + \nabla^2 f(x, y) & \text{Caso o coeficiente central for positivo} \end{cases} \quad \text{Eq. 14;}$$

0	1	0	1	1	1
1	-4	1	1	-8	1
0	1	0	1	1	1
0	-1	0	-1	-1	-1
-1	4	-1	-1	8	-1
0	-1	0	-1	-1	-1

Figura 2.10: Máscara com o esquema dos coeficientes para implementar o filtro Laplaciano. Quadros: À esquerda representa os filtros, considerando os quatro vizinhos; e à direita, filtro adicionando os vizinhos transversais. Fonte: Gonzales e Woods, 2001.

### 2.3.8. Imagem Yu e Bajaj

Trabalhando em imagens de tomografia (cérebro humano), com o objetivo de chegar a uma imagem com maior contraste, Yu e Bajaj (2004) calculam os valores máximos, mínimos e médios de cada *pixel* para uma janela de *pixels*  $m \times n$ :

$$lavg_{m,n} = (1 - c) \times lavg_{m,n} + c \times lavg_{m-1,n} \quad \text{Eq. 15;}$$

$$\begin{cases} \text{if } (lmin_{m-1,n} < lmin_{m,n}) \\ lmin_{m,n} = (1-c) \times lmin_{m,n} + c \times lmin_{m-1,n} \end{cases} \quad \text{Eq. 16;}$$

$$\begin{cases} \text{if } (lmax_{m-1,n} < lmax_{m,n}) \\ lmax_{m,n} = (1-c) \times lmax_{m,n} + c \times lmax_{m-1,n} \end{cases} \quad \text{Eq. 17,}$$

Onde,  $avg_{m,n}$  é o valor médio da imagem dentro da janela de matriz  $m \times n$  ou  $m-1 \times n$ ,  $c$  é um fator de condutividade que varia de 0 a 1,  $lmin$  e  $lmax$  correspondem aos valores mínimo e máximo da janela. Considerando o valor  $x$  como a imagem de entrada e  $y$  como imagem de saída tem-se:

$$y = \begin{cases} w_0 - \sqrt{w_0^2 - x^2} & \text{se } x \leq w_0 \\ w_0 + \sqrt{(255 - w_0)^2 - (255 - x)^2} & \text{se } x > w_0 \end{cases} \quad \text{Eq. 18,}$$

Onde,  $w_0$  é um valor fixo, tal qual, se  $|lmax - lmin| < w_0$ , o contraste é considerado ruído. A partir dos valores estimados acima, os autores calculam uma imagem nova e uma média nova a partir das equações:

$$l_{new} = \omega \times [ (l_{old} - lmin) / (lmax - lmin) ] \quad \text{Eq. 19;}$$

$$A_{new} = \omega \times [ (A_{old} - lmin) / (lmax - lmin) ] \quad \text{Eq. 20,}$$

Onde,  $\omega$  é o novo limite máximo dos valores da imagem.

O principal resultado do trabalho de Yu e Bajaj (2004) é demonstrar que, caso a intensidade da imagem em um determinado *pixel* seja menor do que a média local, a intensidade desse *pixel* deve diminuir. Para contornar esse aspecto é realizada uma função de transferência côncava, enquanto uma função convexa é utilizada quando ocorre o fenômeno inverso, no caso do *pixel* central ser maior do que a média local. Estas funções são adaptadas de *pixel* em *pixel*, baseando-se em um parâmetro  $\alpha$ :

$$\alpha = (A_{new} - l_{new}) / 128 \quad \text{Eq. 21.}$$

Os autores definem a função de transferência como parte de uma curva parabólica, sendo convexa se  $\alpha < 0$  e côncava se  $\alpha > 0$  (Figura 2.11). Estes geram uma expressão explícita (Função de  $l_{new}$ ) que irá governar a transformação da imagem nova, em que:

$$y = \frac{-b - (\sqrt{b^2 - 4ac})}{2a} \quad \text{Eq. 22;}$$

$$\text{Onde: } \begin{cases} a = \alpha / (2 \times \omega) \\ b = (\alpha / \omega) \times X - \alpha - 1 \\ c = [\alpha / (2 \times \omega)] \times X^2 - \alpha \times X + X \end{cases} \quad \text{Eq. 23.}$$

Após a obtenção da função de transferência para cada *pixel*, os autores computam a imagem com contraste aumentado:

$$I_{enh} = I_{min} + f(I_{new}) \quad \text{Eq. 24,}$$

Onde  $f$  é a função de transferência definida na equação 15. Os resultados da pesquisa de Yu e Bajaj (2004) podem ser vistos na figura 2.12.

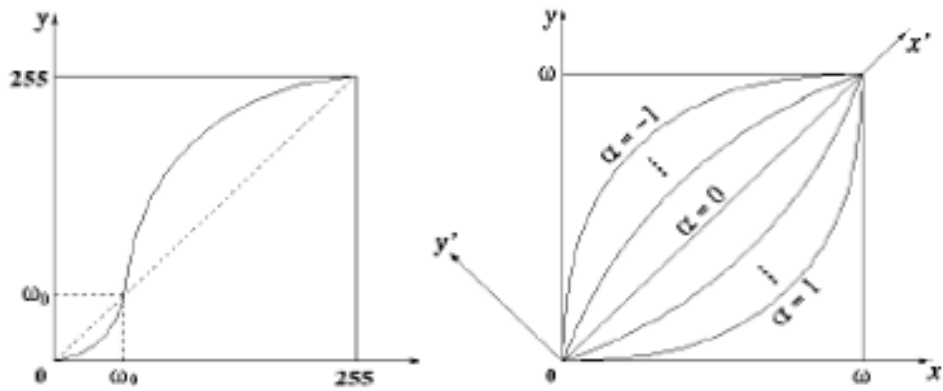


Figura 2.11: Esquema da janela de esticamento (esquerda) e da função de transferência apresentado por Yu e Bajaj (2004).

Fonte: Zeyun Yu e Chandrajit Bajaj, 2004.

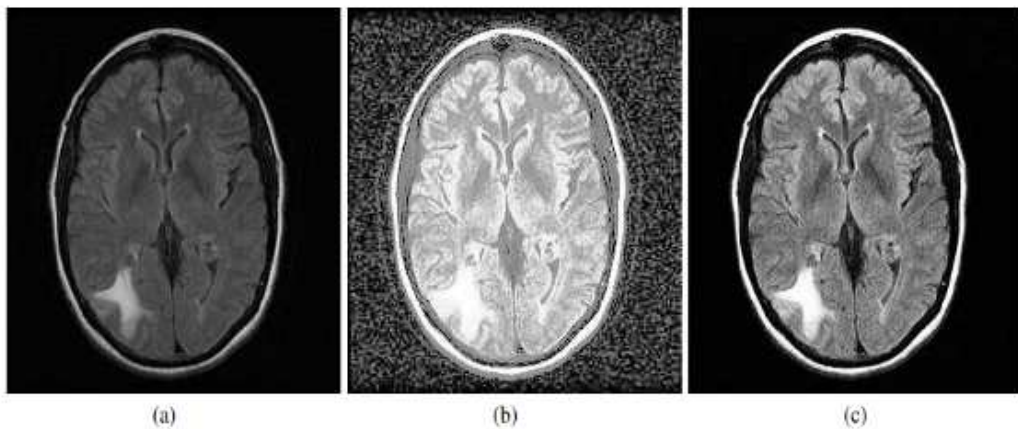


Figura 2.12: Resultado de Yu e Bajaj (2004), mostrando uma ressonância magnética de um cérebro, onde: (a) é a imagem original; (b) imagem com aumento de contraste utilizando equalização de histograma e; (c) imagem com aumento de contraste pelo método desenvolvido por Yu e Bajaj (2004). Fonte: Zeyun Yu e Chandrajit Bajaj, 2004.

### 2.3.9. Imagem Gordon e Rangayyan

Gordon e Rangayyan (1984), trabalhando com imagens sintéticas, desenvolveram um algoritmo de aumento de contraste que envolve uma janela variável. Este algoritmo considera o contraste  $C$  entre o *pixel*  $p$  e a média dos seus oito vizinhos (no caso de janela  $3 \times 3$ ) como:

$$C = |p - a| / (p + a) \quad \text{Eq. 25.}$$

Esta definição tem como variação de contraste 0 a 1 e é aumentada segundo a função  $C' = \sqrt{C}$ . Uma nova imagem é computada a partir de  $C'$  e “ $a$ ”, como segue:

$$p' = a \times (1 + C') / (1 - C') \quad \text{se } p \geq a \quad \text{Eq. 26.}$$

$$p' = a \times (1 - C') / (1 + C') \quad \text{se } p < a \quad \text{Eq. 27.}$$

Normalizando os valores para obter estimativas entre 0 e 255, tem-se:

$$p'' = 255 \times (p' - \min') / (\max - \min') \quad \text{modo positivo} \quad \text{Eq. 28.}$$

$$p'' = 255 \times (\min - p') / (\max - \min') \quad \text{modo negativo} \quad \text{Eq. 29.}$$

A relação que os autores sugerem para a aplicação deste algoritmo em relação ao *pixel* central e aos vizinhos, para diferentes dimensões de janela (Ex.  $1 \times 1$ ,  $3 \times 3$ ;  $5 \times 5$ ,  $9 \times 9$ ;...), é apresentado na figura 2.13.

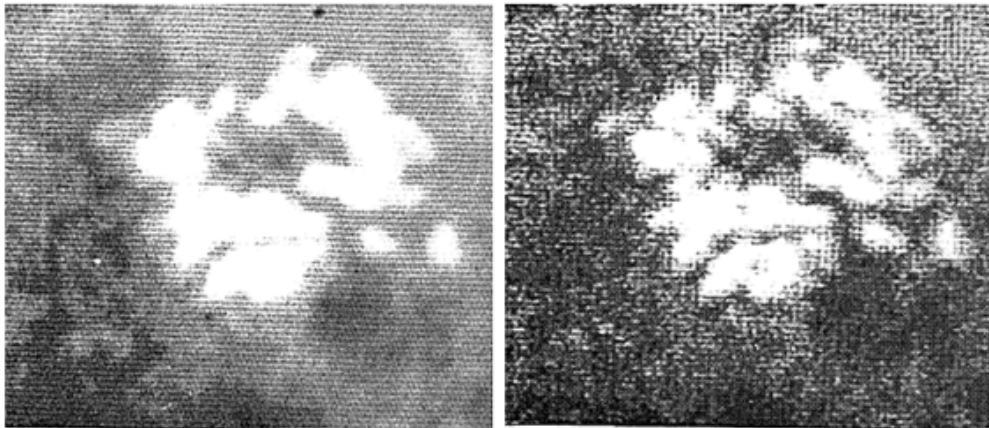


Figura 2.13: Resultado de Gordon e Rangayyan (1984), mostrando imagem original de microcalcificação de uma mamografia (esquerda) e imagem com aumento de contraste com janela  $3 \times 3$ . Fonte: Richard Gordon e Rangaraj M. Rangayyan, 1984.



### 2.3.10. Imagem Beghdadi e Le Negrate

Azeddine Beghdadi e Alain Le Negrate (1988) criaram um algoritmo similar ao de Gordon e Rangayyan (1984), no entanto, estes autores propõem uma abordagem diferente para a definição do contraste  $C_{kl}$ . Os estudiosos criam um valor de borda  $\Delta_{ij}$  baseado no módulo da diferença entre um determinado *pixel* ( $X_{ij}$ ) e a média dos oito *pixels* vizinhos ( $\bar{X}_{ij}$ ), que compõem a janela  $W_{kl}$ :

$$\Delta_{ij} = |X_{ij} - \bar{X}_{ij}| \quad \text{Eq. 30.}$$

Para cada janela  $W_{kl}$ , os autores calculam um valor de cinza da imagem, definido por:

$$E_{kl} = \frac{\sum_{(i,j) \in W_{kl}} \Delta_{ij} \times X_{ij}}{\sum_{(i,j) \in W_{kl}} \Delta_{ij}} \quad \text{Eq. 31.}$$

Após definir o valor de cinza, é definido o contraste  $C_{kl}$  associado ao *pixel* central  $X_{ij}$  a partir de:

$$C_{kl} = |X_{kl} - E_{kl}| / |X_{kl} + E_{kl}| \quad \text{Eq. 32.}$$

Com o intuito de conseguir um aumento do contraste, os autores criaram  $C'_{kl} = \sqrt{C_{kl}}$ . A partir deste novo contraste, obtém-se uma imagem nova (Figura 2.14):

$$\left\{ \begin{array}{ll} X'_{kl} = E_{kl} \times (1 - C'_{kl}) / (1 + C'_{kl}) & \text{se } X_{ij} \leq E_{kl}; \\ X'_{kl} = E_{kl} \times (1 + C'_{kl}) / (1 - C'_{kl}) & \text{se } X_{ij} > E_{kl}; \end{array} \right. \quad \text{Eq. 33.}$$

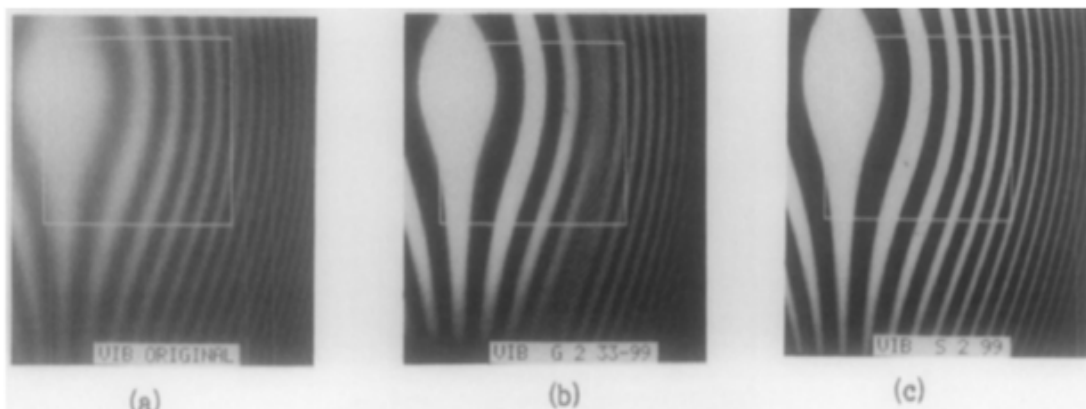


Figura 2.14: Resultado de Beghdadi e Le Negrat (1988). Uma imagem original (a); outra na qual foi aplicado o método de aumento de contraste por Gordon e Rangayyan (1984) (b) e outra com o método de Beghdadi e Le Negrat (c) (1988)

Fonte: Azeddine Beghdadi e Alain Le Negrat, 1988.

## 2.4. *Net Pay*

Os termos *Net Pay*, assim como *Net-to-Gross*, utilizados como sinônimos na indústria de petróleo, não possuem definição única. Segundo Worthington (2009), o termo *Net Pay*, além de não possuir uma definição universal, não apresenta um método único para ser identificado, além de existirem pontos de vista distintos de como utilizá-lo.

O *Net Pay* é largamente utilizado na indústria para estimar o volume total de hidrocarbonetos do reservatório e também é determinado como principal variável para a simulação de fluxo do reservatório. A cada poço de petróleo perfurado é realizada uma estimativa de *Net Pay*, a partir do mapeamento detalhado de quais zonas realmente contribuem para a produção de hidrocarbonetos.

Worthington (2009) afirma que o *Net Pay* permite que a taxa de recuperação do reservatório seja avaliada de forma significativa em relação a uma análise volumétrica inicial de hidrocarbonetos contidos no reservatório. Segundo este autor, a não utilização do cálculo de *Net Pay* pode distorcer a estimativa da taxa de recuperação devido à inclusão de zonas com volume de hidrocarboneto que não contribuirão para a produção do reservatório.

Worthington (2009) infere que experiências recentes confirmaram que, caso o *Net Pay* seja sistematicamente quantificado, o desempenho de modelos de reservatório irá melhorar significativamente em relação a ajustes históricos de produção.

Inúmeros autores procuraram classificar o *Net Pay* utilizando-se de diferenciadas técnicas. Uma série de dados é utilizada para gerar esta estimativa, entre estas informações podemos apontar o volume de argila ( $V_{sh}$  - calculado a partir da curva Raios Gama), a porosidade ( $\phi$  - estimado a partir da curva de densidade), a permeabilidade ( $k$  - extraída da análise laboratorial de *plugs* e testemunhos), a saturação de água ( $S_w$  - estimado a partir da resistividade) e o índice de hidrocarboneto móvel (*MHI* - pode ser estimado a partir da ressonância magnética) (WORTHINGTON *et al.*, 2003).

Uma prática comum para a estimativa de *Net Pay* é a utilização de *cut-offs*. *Cut-offs* são valores máximos ou mínimos de um determinado perfil (raios gama

ou porosidade) que excluem as zonas potencialmente não contribuintes para a produção do reservatório, ou seja, o *cut-off* é um filtro passa-alto, sendo que todo valor de porosidade acima do valor determinado é considerado como intervalo que contribuirá para a produção. Com a aplicação desses cortes, os petrofísicos e geólogos de reservatório procuram eliminar a porcentagem de rochas que contenham altos valores de argila ou de cimentação e até mesmo de arenitos menos permeáveis.

Autores como Worthington e Consentino (2003); Egbele *et al.* (2005) e Worthington (2009), entre outros, formularam diferentes rotinas de utilização de perfis para gerar uma classificação de espessuras de intervalo avaliado, associada à real contribuição e ao fluxo de hidrocarbonetos. Em síntese, grande parte dos autores utiliza o  $V_{sh}$  para delimitar a espessura de rocha reservatório (*Net Reservoir*, *Net Sand*, *Gross Sandstone* ou *Net-to-Gross Sand*). A partir das espessuras delimitadas pelo  $V_{sh}$ , utiliza-se o perfil de  $\phi$  para determinar a espessura de reservatório que contribui para a produção (*Gross Pay*, *Net Reservoir*, *Net Sandstone* e *Net-to-Gross Reservoir*). Em seguida, é determinada, a partir da  $S_w$ , a zona que contribuirá para a produção de hidrocarboneto (*Net Pay* ou *Net-to-Gross Pay*) (Tabela 2.2). Por fim, com os perfis de ressonância magnética, pode-se determinar o volume de fluido livre da formação (BVW), ou seja, dentro da área de interesse, é possível determinar qual é o volume de fluido que será produzido.

A maior parte dos estudos realizados abordando o tema acima está associada à caracterização de reservatórios a partir de poços verticais. O tema sobre *Net Pay* em poços horizontais é pouco discutido em trabalhos técnicos, mas é aceito que, devido à anisotropia do reservatório, a análise de *Net Pay* deva ser realizada de maneira distinta entre poços verticais e horizontais (LEMOS, *et al.*, 2006).

A utilização do perfil de imagens em poços horizontais tem mostrado que nem sempre o poço está inserido em rochas produtoras. É possível visualizar, com frequência, que parte do poço não está exposta ao fluxo de fluidos do

reservatório por possuir uma exposição parcial à argila ou às zonas com cimentação, como exemplo.

Tabela 2.2: Esquema de classificação de *Net Pay* adotado por alguns autores

<b>Egbele, et. al.</b>	<b>Etris e Stewart</b>	<b>Worthington e Consentino</b>	<b>Pfeffer Theory</b>
	Gross Thickness <i>None</i>		
Gross Reservoir <i>None</i>	Gross Reservoir <i>None</i>	Gross Rock <i>None</i>	
Net Reservoir $V_{sh} \text{ \& } \phi$	Net Reservoir $V_{sh}$	Net Sand $V_{sh}$	Gross Sandstone $V_{sh}$
Gross Pay $S_w \text{ \& } OWC$	Gross Pay $OWC$	Net Reservoir $\phi$	Net Sandstone $\phi$
<i>Net Pay</i> <i>BVW</i> <sup>5</sup>	<i>Net Pay</i> $S_w$	<i>Net Pay</i> $S_w$	Gross Pay $S_w$
			<i>Net Pay</i> <i>BVW</i>

Fonte: Modificado de Egbele, et. al., 2005.

Radtke, et. al. (2007) chamam a atenção sobre as diferenças fundamentais da resposta da ferramenta de densidade exposta em poços horizontais e em poços verticais. Em poços verticais, as laminações são perpendiculares ao poço, gerando um fator geométrico ou uma variação axial (na direção do poço). Para os poços horizontais, onde a variação da formação é subparalela à direção do poço, a variação de densidade ocorre de forma radial.

Nos poços horizontais, a profundidade de investigação da ferramenta é um fator crucial para a compreensão da variação dos níveis de densidade. Ao se aproximar de uma camada pelo lado baixo do poço, devido à profundidade de investigação da ferramenta, o valor de densidade varia antes mesmo de o sensor passar efetivamente pela camada (RADTKE, 2007). Quanto maior for o contraste de densidade entre as camadas, maior será esta variação, podendo gerar erros no cálculo de *Net Pay*.

Outra discussão apontada por Radtke, et. al. (2007) está relacionada ao método de correção do dado de densidade a partir do  $\Delta\rho$ . Esta correção é baseada no fator geométrico axial considerando dois receptores (próximo e distante) e uma fonte.

Segundo Radtke, *et. al.* (2007), o fator determinante da resposta da ferramenta é a resolução vertical, ou seja, a característica física da medida e a distância entre sensores. Nos poços horizontais, a resposta dos sensores é governada pela profundidade de investigação dos sensores e transmissor.

Para o cálculo de *Net Pay* em poços horizontais, é possível estimar uma saturação de água constante para determinadas zonas do reservatório, sendo assim, para este estudo, não será considerado  $S_w$  como classificador de zona produtora de hidrocarboneto. Desta forma, *Net Pay* será classificado como sendo estimado a partir da análise de *cut-off* de  $V_{sh}$  e  $\phi$ .

Tendo em vista estas variações de valores de densidade, devido à proximidade de camadas subparalelas ao poço, é imprescindível a utilização de um perfil de imagem, a fim de avaliar não somente o valor utilizado do *cut-off*, mas de verificar se este valor se aplica à determinada região. Um exemplo claro é quando um poço horizontal está passando no meio de uma interface entre uma camada de arenito e uma camada de folhelho. Quando isso ocorre, parte do poço (metade de cima) fica exposta ao folhelho e a outra metade exposta ao arenito. Apesar da porção de arenito contribuir para o fluxo de hidrocarboneto, ela pode ser considerada como não produtora, dependendo do contraste de densidade e da forma como está posicionada, ou seja, acima ou abaixo do *cut-off* (Figura 2.15).

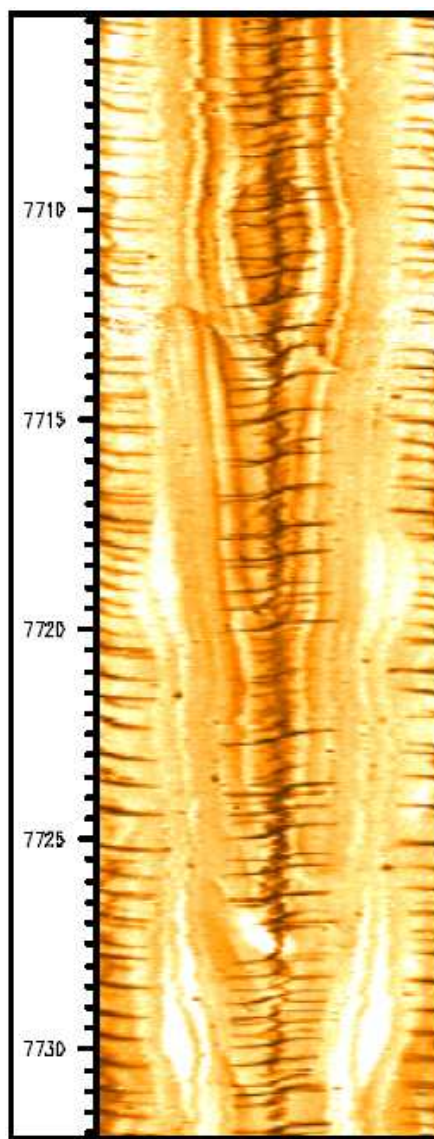


Figura 2.15: Exemplo de imagem de resistividade de um poço horizontal. O poço está passando por laminações, onde é possível ver que parte do poço está exposta a camadas produtoras (arenitos – regiões claras) e camadas não produtoras (argilas camadas escuras). As senoides horizontalizadas que não tem continuidade são fraturas induzidas

Fonte: Stamm, *et. al.*, 2007.

## 2.5. Navegação de Reservatório

Segundo Lesso e Kashikar (1996), o *Geosteering* (Navegação de Reservatório, *Reservoir Navigation* ou Geo-Direcionamento) pode ser definido como a colocação de um poço por planejamento interativo utilizando critérios geológicos. No caso de poço horizontal, a utilização correta do Geosteering evita uma série de problemas de produção em campos em desenvolvimento (cone de água ou gás, baixa produção devido às formações fechadas ou completação complicadas e resultado pobre devido à presença de zonas isoladas).

Esta solução, no entanto, depende da colocação do poço em posição estratégica, com baixa tolerância ao erro no posicionamento. Ao longo da perfuração do poço, informações de perfis adquiridos e analisados em tempo real, juntamente com informações geológicas pré-existent, auxiliam na caracterização do reservatório.

Com isso, um projeto de geonavegação deve ser organizado da seguinte forma:

- 1) Avaliar dados sísmicos disponíveis;
- 2) Qualificar e avaliar dados (perfis) de poços adjacentes;
- 3) Selecionar a formação alvo;
- 4) Projetar e otimizar a trajetória do poço;
- 5) Estabelecer tolerância e risco de posicionamento apropriado do poço na formação alvo;
- 6) Perfurar poço vertical até KOP (*Kick Off Point* – ponto de início do ganho de ângulo do poço para começar poço direcional) e iniciar fase direcional do poço;
- 7) Estabelecer correlação geológica e controle de alvo;
- 8) Ajustar projeto de trajetória quando necessário, na fase final de ganho de ângulo (aterriçamento);
- 9) Aterrisar o poço no ponto de início do poço horizontal;
- 10) Revisar a trajetória do poço da seção com alto ângulo e capacidade de direcionar o poço;



- 11) Estabelecer distância da broca dos sensores, para compreender a estrutura geológica e localização de anomalias a serem antecipadas (falhas, afinamento de camadas, mudança lateral de canal, etc.);
- 12) Perfurar a seção horizontal, mudando direção do poço e rotacionando para manter ângulo;
- 13) Com o surgimento de um evento inesperado (surpresa geológica), iniciar ação corretiva, para determinar a causa, tomar a ação evasiva, quando necessário, ou avaliar a necessidade de realizar um *sidetrack*;

O serviço de Navegação de Reservatório é dividido em três categorias (SPE, 2001b):

**Nível 1 (Passivo):** - Plano de poço geométrico;  
- Confirmação e correlação geológica;  
- Não são tomadas decisões em tempo real, relacionados aos dados coletados durante a perfuração.

**Nível 2 (Reativo):** - Utilização de ferramentas com baixa profundidade de investigação, possivelmente distantes da broca;  
- Permite correlação e confirmação geológica baseadas no que já foi perfurado;  
- Permite a tomada de decisões e a mudança de trajetória baseadas no que já foi perfurado.

**Nível 3 (Pro-ativo):** - Utilização de ferramentas com baixa e alta profundidade de investigação, o mais próximo possível da broca;  
- Permite correlação e confirmação geológica baseadas no que já foi perfurado e, em certos ambientes, permite a capacidade preventiva;  
- Permite a tomada de decisões e a mudança de trajetória baseadas não só no que já foi perfurado, mas no que é provável que seja perfurado.

Lesso e Kashikar (1996) descrevem que um trabalho de Navegação de Reservatório, além de necessitar de uma equipe multidisciplinar, precisa ter uma

compreensão da geologia estrutural e dos dados petrofísicos; assim como identificar o limite das camadas e a realização de modelagem de resistividade, além de outras necessidades. Os autores explicam que é necessário realizar uma análise detalhada das estruturas geológicas, combinando dados sísmicos, correlação de perfis de poços adjacentes e outros dados petrofísicos.

O principal perfil utilizado na realização do serviço de Navegação de Reservatório é o perfil de resistividade. Este é utilizado com frequências diferentes (400 KHz e 2 MHz geralmente), atingindo diferentes profundidades de investigação, permitindo identificar a aproximação de uma formação geológica e a aplicação de desvio do poço antes que atravesse a formação (Figura 2.16). Quando dentro de uma formação homogênea, os perfis de 400 KHz e 2 MHz devem apresentar o mesmo valor de resistividade. A frequência de transmissão diferente resulta em profundidades de investigação diferentes, sendo assim, quando o poço estiver próximo de uma rocha com diferente valor de resistividade, o perfil que possuir a maior profundidade de investigação (400 KHz) será afetado por esta formação, mudando de valores em relação ao perfil de menor profundidade de investigação (2 MHz).

O posicionamento dos poços em subsuperfície é guiado pelos horizontes sísmicos mapeados. A partir do posicionamento estratigráfico é gerado o modelo geológico; o operador analisa curvas de resistividade com diferentes profundidades de investigação para identificar a aproximação de camadas geológicas. A utilização de outros perfis como raios gama, densidade, neutrão e ressonância magnética permite uma correlação do posicionamento do poço com o modelo do reservatório (Figura 2.17).

Os perfis de imagem tornaram-se indispensáveis na aplicação deste serviço, não apenas por mostrarem com clareza se o poço está subindo ou descendo na estratigrafia (Figura 2.17), mas também por permitirem avaliar o ângulo e a direção de mergulho das camadas, assim como a presença de falhas, as fraturas, as anisotropias ao longo do poço, entre outras feições.

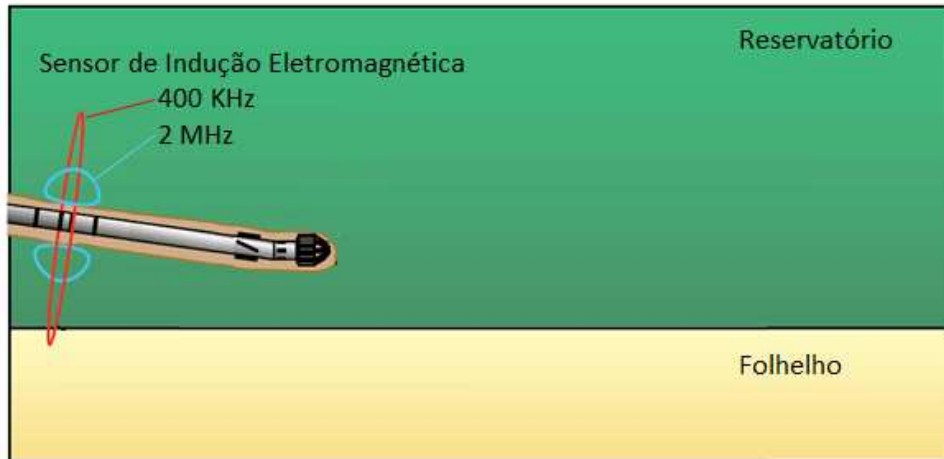


Figura 2.16: A profundidade de investigação do perfil de resistividade pode identificar a fronteira entre formações nos três casos acima, permitindo uma tomada de decisão antes do poço atingir esta fronteira.

Fonte: Modificado de Lessa e Kashikar, 1996.

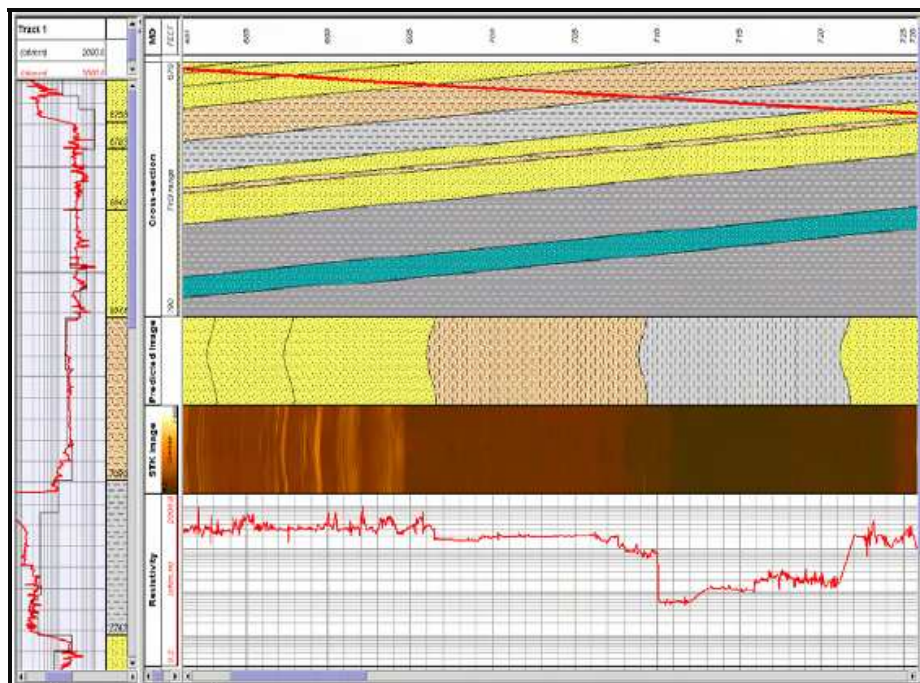
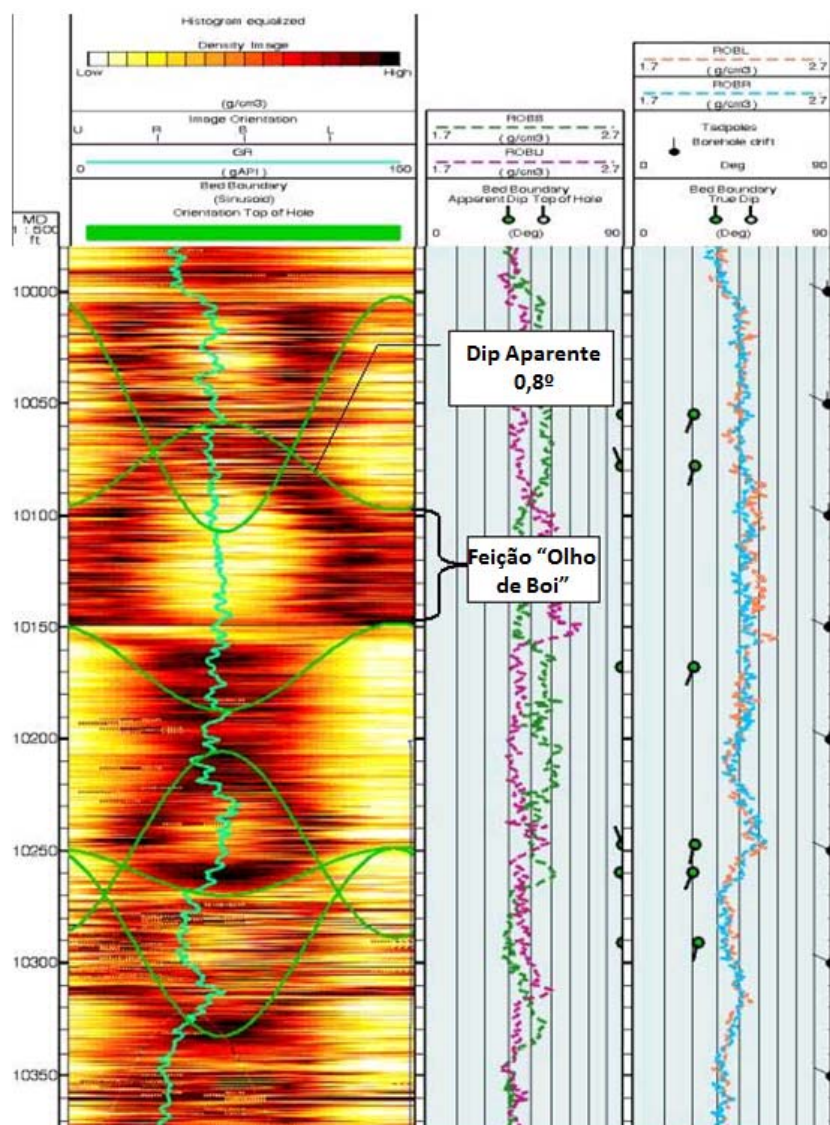


Figura 2.17: Janela de software de Navegação de Reservatório, ilustrando posicionamento estratigráfico de um poço, imagem de resistividade de 64 setores e curva de resistividade

Fonte: Fulda, *et. al.*, 2006.

Apesar do modelo geológico como guia para manter o poço na melhor porção do reservatório, a existência de incertezas geológicas no modelo é comum e ocasiona o posicionamento do poço em zonas não desejadas. Uma ocorrência

frequente é quando o poço atinge camadas de folhelho, permanecendo metade no reservatório e metade no folhelho, como pode ser visto na profundidade aproximada de 10.200 ft da figura 2.18, situação que será analisada nesta dissertação.



**Figura 2.18:** Imagem de densidade mostrando a passagem do poço por camadas reservatório e não reservatório, às vezes mantendo metade do poço exposta ao reservatório e metade não exposta ao reservatório, como pode ser observado nas proximidades da profundidade de 10200 ft (escala da esquerda)

Fonte: Ingerbrigtsen, *et. al.*, 2003.

## CAPÍTULO 3

### METODO DE TRABALHO

Para a realização deste estudo, foi utilizado o perfil de imagem de densidade. A decisão por utilizar esta tecnologia foi tomada devido ao fato de ser uma imagem que possui resolução superior à imagem de raios gama e por ter um custo de aquisição inferior ao custo de imagens resistivas em LWD (que é a que possui maior resolução). Além disso, a imagem de densidade é adquirida com frequência em poços direcionais e horizontais.

A imagem real de densidade foi adquirida de um poço horizontal, perfurado em formação siliciclástica, com o objetivo de produzir óleo (Figura 3.1). A partir da imagem, foram extraídas as curvas de densidade volumétrica e as densidades azimutais. Esses quatro conjuntos de dados (imagem de densidade, densidade volumétrica, densidade *up* e densidade *down*) foram utilizados para gerar cinco modelos de *Net Reservoir*: 1) a imagem de densidade; 2) a densidade volumétrica; 3) a densidade *up*; 4) a densidade *down*, e 5) a combinação das densidades *up* e *down*.

A partir do perfil de imagem de densidade, foi possível extrair os outros três perfis. Como o perfil de imagem de densidade é um dado azimutal, o qual é dividido em 16 setores, as curvas de densidade podem ser extraídas a partir deste dado. A densidade volumétrica é o resultado da média de todos os setores, já as densidades azimutais, como *up* e *down* são representadas pela densidade dos setores alto e baixo do poço.

O *Net Reservoir* é calculado aplicando-se um *cut-off* nos dados de densidade. Caso o valor de densidade seja maior que o *cut-off*, esta unidade é considerada como não reservatório e, caso o valor de densidade seja menor, esta unidade é considerada como sendo reservatório.

Modelos de geonavegação foram criados utilizando o *software* RNS 2.3 da Baker Hughes com o objetivo de demonstrar como ocorrem, durante a perfuração do poço, certas exposições do poço às formações produtoras e as formações não produtoras, que são responsáveis por um maior ou por um menor *Net Reservoir*.

O resultado da exposição do poço às formações produtoras ou não é consequência da geonavegação, a qual busca manter o poço dentro do reservatório, mudando sua trajetória (inclinação e direção) conforme a heterogeneidade geológica.

Outro tema discutido é a aplicação dos algoritmos de aumento de contraste. A partir de uma imagem de densidade real, de um poço horizontal, foram aplicados diversos métodos de aumento de contraste, podendo avaliar os diferentes resultados.

A imagem de densidade utilizada nesse trabalho permite a identificação de algumas feições sedimentológicas, diagenéticas e estruturais. Este poço foi perfurado em um reservatório composto por arenitos depositados por fluxo gravitacional em ambiente marinho profundo. Com base na associação de imagem e perfis é possível separar três conjuntos de rocha: o folhelho, apresentado por lâminas mais escuras; o arenito, pela coloração mais clara; e o arenito com cimentação carbonática, reconhecido na imagem como nódulos escuros.

O mosaico (Figura 3.2) ressalta feições geológicas visualizadas nesta imagem, como laminações de folhelho (Figura 3.2 – A), contato por superfície erosiva (Figura 3.2 – B), arenito com cimentação carbonática (Figura 3.2 – C) e mudança de ângulo entre camadas (Figura 3.2 – D).

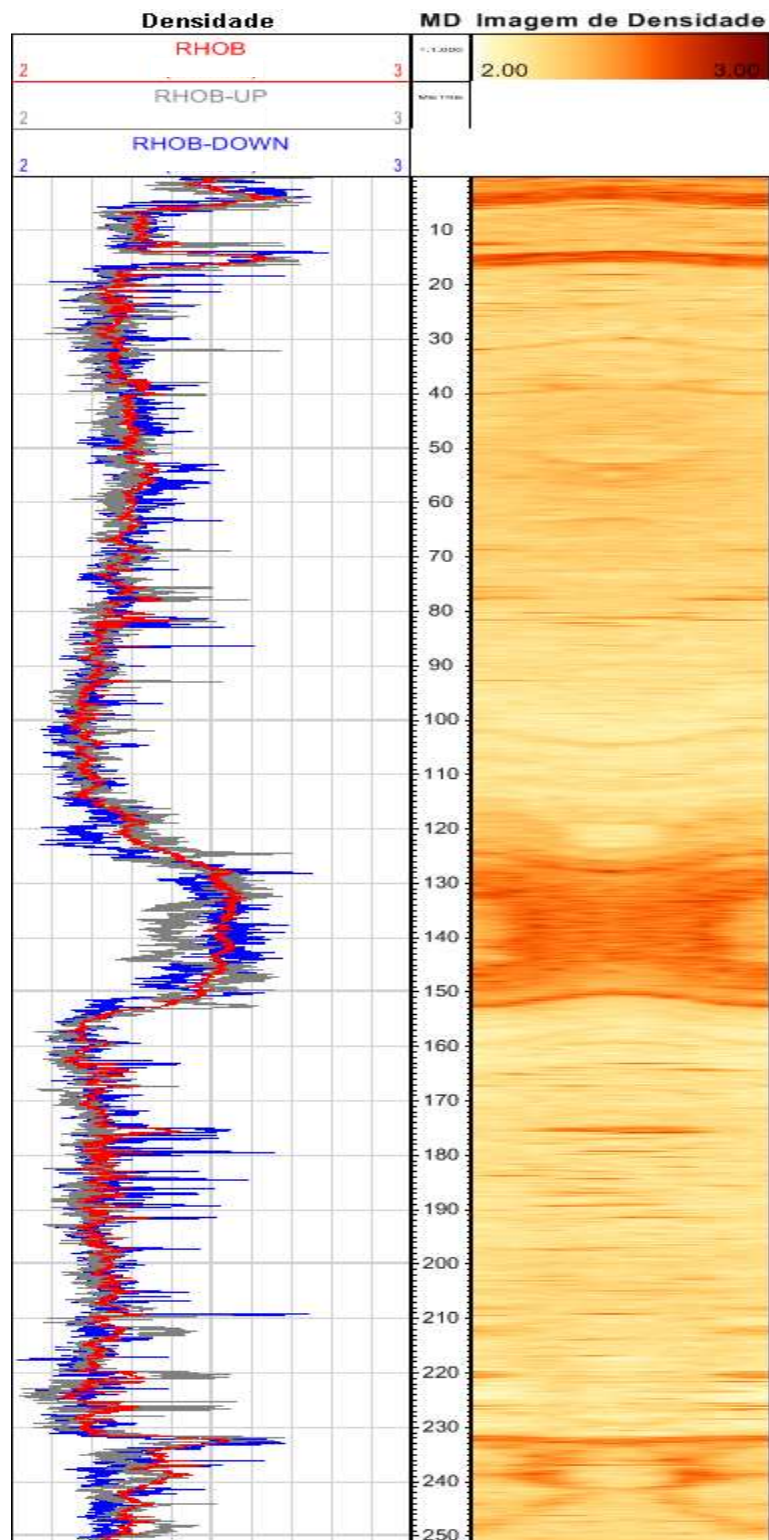


Figura 3.1: A coluna da direita contém uma imagem de densidade que possui escala de cores variando de 2 a 3 g/cm<sup>3</sup>. As três curvas apresentadas na coluna da esquerda representam os perfis de densidade volumétrica (Rhob), densidade *up* (Rhob-up) e densidade *down* (Rhob-down), todas em g/cm<sup>3</sup>.



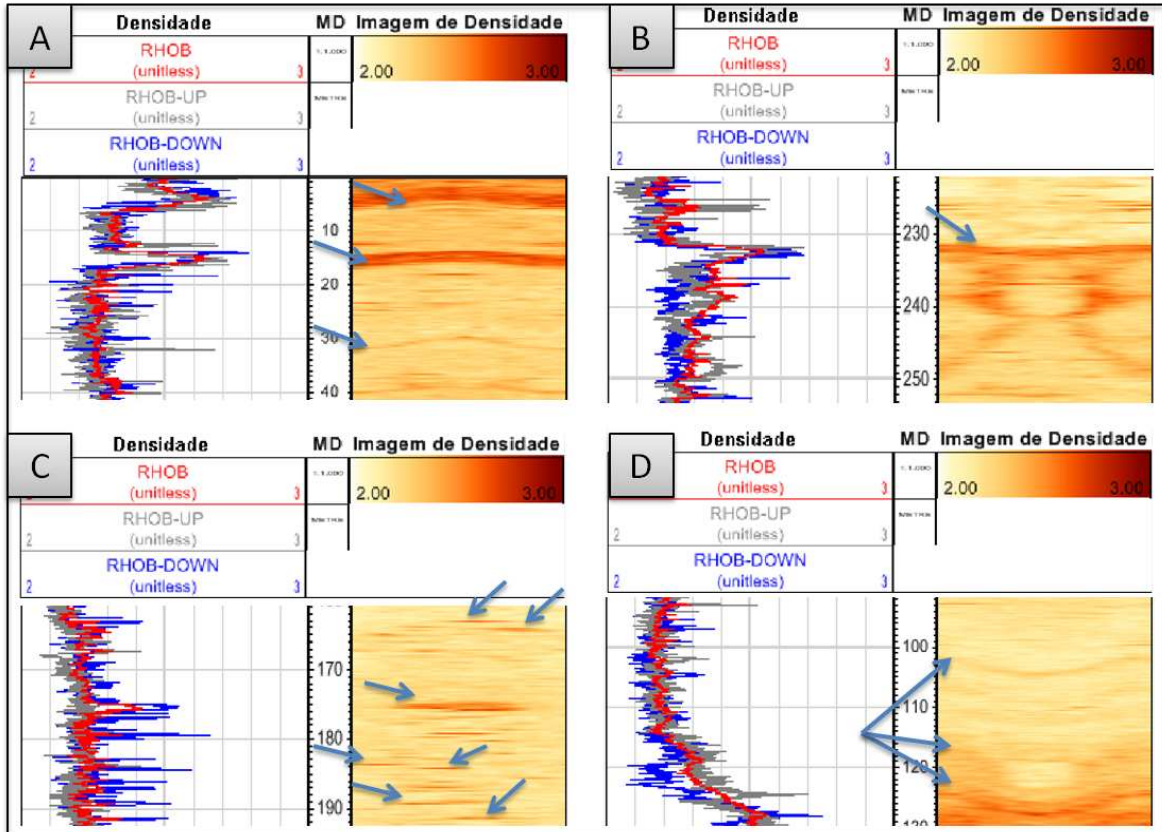


Figura 3.2: Mosaico dos dados de densidade utilizados nesse trabalho, destacando a presença de laminações de folhelho (Figura 3.2 – A), contato por superfície erosiva (Figura 3.2 – B), arenito com cimentação carbonática (Figura 3.2 – C), mudança de ângulo entre camadas (Figura 3.2 – D).



### 3.1. Avaliação de *Net Reservoir*

Conforme abordado no Capítulo 2.4, vários autores descrevem que o *Net Pay* é o cálculo final de quanto óleo está disponível para produção, com base na porosidade e saturação de água. Como este trabalho baseia-se apenas no perfil de densidade, seria inconsistente tratar o dado como *Net Pay*, já que todos os cálculos apresentados referem-se à extração da porosidade a partir do perfil de densidade. Portanto, o cálculo apresentado nesse trabalho refere-se ao *Net Reservoir*.

Na figura 3.1, a coluna da direita contém a imagem de densidade, que é apresentada em uma escala de cor variando de 2 g/cm<sup>3</sup> a 3 g/cm<sup>3</sup>, sendo as cores mais claras representadas por densidades baixas e as cores escuras representadas por densidades altas.

A diferença entre os valores de densidade adquiridos pela imagem de densidade, pelas densidades *up* e *down* e pela volumétrica pode ser bem observada na profundidade de 140 (m) da figura 3.1. Nesta profundidade, pode-se notar, pela curva cinza, que a densidade *up* possui valores menores que a densidade *down* (curva azul). A densidade volumétrica apresenta valores intermediários às densidades *up* e *down*. Nesta região, aproximadamente de 125 a 155 m, os valores de densidade altos predominam nos 360° do poço. Por isso, os valores de densidade volumétrica apresentam-se mais próximos da densidade *down*.

Com o objetivo de demonstrar como é possível, a partir de distribuição das camadas geológicas e da geometria de um poço, obter feições similares às vistas na figura 3.1, foi gerado um modelo sintético no *software* RNS 2.3 (Figura 3.3). O modelo sintético foi realizado simulando uma trajetória do poço, o qual ganha ângulo até chocar-se com uma camada geológica que está acima da que ele se encontra e, após isso, o poço diminui o ângulo, apresentando uma feição na qual o poço (360°) não se encontra exclusivamente exposto a uma única camada.

A exposição parcial do poço às rochas não produtoras (folhelho) ocorre por diversos motivos, que estão geralmente ligados às incertezas geológicas do

modelo de reservatório, encontradas durante a perfuração do poço. Esse fenômeno é frequente e por muitas vezes ocorre em extensões consideráveis, que constantemente ultrapassam 50 metros (Figura 3.4 e 3.5).

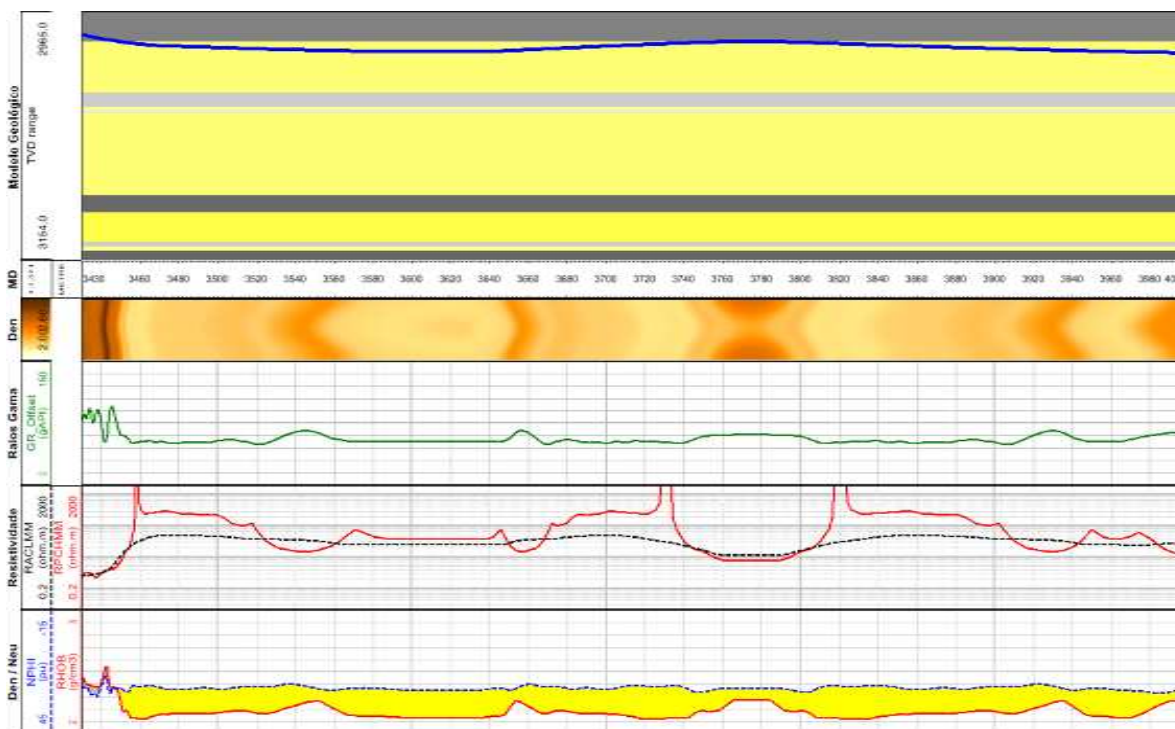


Figura 3.3: Modelo geológico gerado a partir dos perfis do poço 3-NA-1A-RJS. De cima para baixo cada *track* representa o modelo geológico (representação de camadas em amarelo e cinza e trajetória do poço em azul), profundidade do poço, imagem de densidade sintética, perfil de raios gama (verde), perfil de resistividade (vermelho e preto), perfis de densidade e neutrão (vermelho e azul). (GRAFM: raios gama; RPCHM: resistividade rasa; RACLM: resistividade profunda; BDCUFM: densidade; NPCKLFM: neutrão).

Os modelos de navegação de reservatório demonstrados na figura 3.5 procuram ilustrar situações reais de perfuração. No modelo “A”, é demonstrada a mudança da inclinação do poço, que pode ocorrer por diversos motivos, como confirmação de topo ou até para procurar manter o poço o mais próximo possível do topo do reservatório. O modelo “B” demonstra o poço cruzando uma falha de baixo rejeito, também conhecida como falha subssísmica. Por último, o modelo “C” demonstra uma mudança no ângulo de inclinação da camada, obrigando o poço a acompanhar essa mudança, para se manter no reservatório.

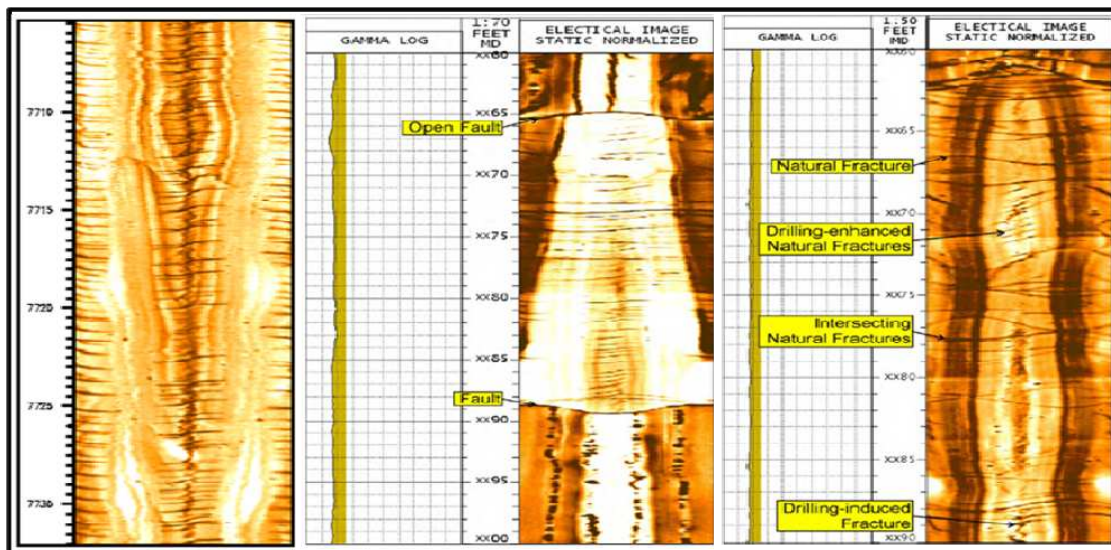


Figura 3.4: Ilustração de poços apresentando exposição parcial a camadas diferentes  
 Fonte: Modificado de Loftis e Morris, 2001.

A exposição do poço ao folhelho na sua porção superior pode ocorrer em qualquer posição do poço ao longo da sua perfuração. Geralmente o cálculo de *Net Pay* não considera a existência desse fenômeno nem o local exato da ocorrência.

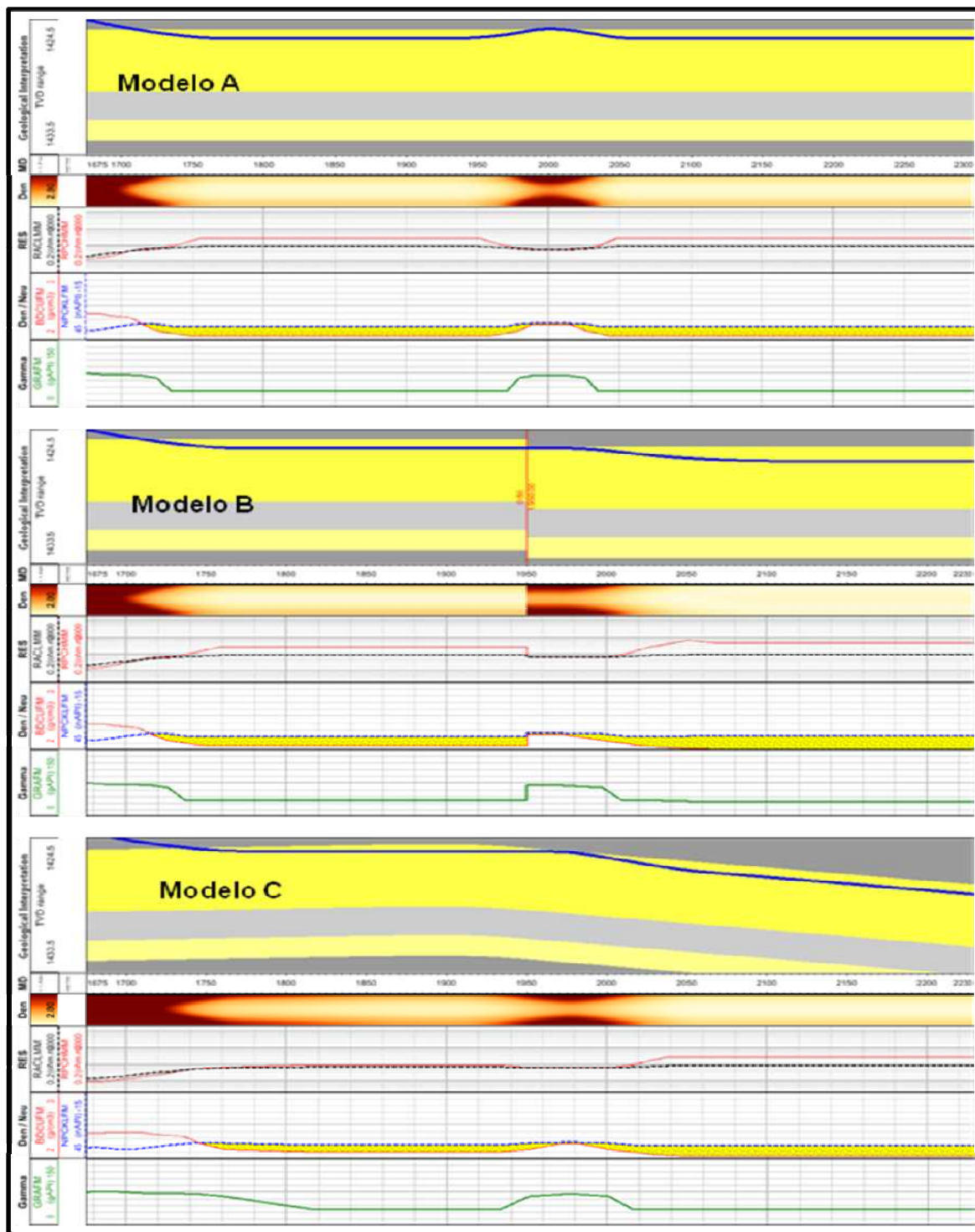


Figura 3.5: Modelos de navegação de reservatório mostrando exposição parcial à folhelho. Os modelos A, B e C apresentam 3 interações distintas, mas apresentando o mesmo resultado quanto a exposição parcial. O modelo A demonstra uma mudança de ângulo do poço, o B uma falha geológica e C mudança de ângulo da camada.

Os perfis de densidade apresentados na figura 3.1 foram utilizados para realizar a análise de *Net Reservoir*, do qual foi definido um *cut-off* de porosidade ( $\phi$ ) de 10% para diferenciar as formações produtora e não produtora. Esse valor é definido empiricamente para cada reservatório, podendo variar muito em função da viscosidade do óleo e do tipo de reservatório, como arenito, carbonato, reservatório fraturado, etc. Para obter os valores de porosidade pelo perfil de densidade, foram realizados os cálculos básicos de petrofísica apresentados por Serra (1984) no Capítulo 2.1, os quais são representados pela equação 5:

$$\rho_b = \rho_f \cdot \phi + \rho_{ma} (1 - \phi) \quad \text{Eq. 34.}$$

Para obter o valor de densidade a partir do valor de porosidade adotado como *cut-off*, foram utilizados os valores de 2,65 g/cc como densidade da matriz ( $\rho_{ma}$ ) e 1 g/cc, como densidade do fluido ( $\rho_f$ ). Com isso, obteve-se o valor de densidade utilizado como *cut-off*, 2,485 g/cc. Portanto, valores de densidade acima deste são tidos como pertencentes à formação não produtora e os valores abaixo são entendido como pertencentes à formação produtora. Este método foi aplicado aos cinco conjuntos de dados de densidade (imagem, volumétrica, *up*, *down* e *up* ou *down*).

### 3.2. Algoritmo de Aumento de Contraste

O calculo do *Net Pay* é baseado em dados provenientes de imagem, por isso, as melhores qualidade e resolução da informação podem resultar na maior precisão dos resultados obtidos.

Segundo Gonzalez e Woods (2001), o principal objetivo do aumento de contraste é o de processar uma imagem para que o resultado deste processamento seja mais adequado que a imagem original para uma aplicação específica.

Considerando a variedade de rochas sedimentares e suas estruturas deposicionais e diagenéticas, é extremamente conservador concluir que a utilização de apenas um método de aumento de contraste é suficiente para interpretar qualquer perfil de imagem de poço de petróleo.

Para realizar a avaliação do efeito de algoritmos de aumento de contraste em imagem de densidade, foram aplicados 14 diferentes métodos de aumento de contraste, em uma única imagem de densidade:

- ✓ Imagem Dinâmica;
- ✓ Negativa;
- ✓ Logaritmo na base 10;
- ✓ Potência de 2ª Ordem;
- ✓ Alargamento de Contraste;
- ✓ Corte de Nível de Cinza;
- ✓ Histograma;
- ✓ Média;
- ✓ Média Ponderada;
- ✓ Mediana;
- ✓ Derivada de 2ª Ordem;
- ✓ Método de Yu e Bajaj;
- ✓ Método de Gordon e Rangayyan;
- ✓ Método de Beghdadi e Le Negrate.

A imagem de densidade analisada é formada por uma matriz de dados, composta por 16 colunas (representando os 16 setores) e por 5001 linhas, cada linha representando uma profundidade equidistante em 5 cm (Tabela 3.2), sendo representada por  $a_{ij}$ . Por ser uma representação de 360° do poço, a imagem foi tratada de forma que o setor 16 possuisse continuação, retornando para o setor 1, permitindo a continuidade da imagem.

Para realizar os cálculos de aumento de contraste, foi considerada a média entre os nove *pixels* para cada *pixel* da imagem, sendo aplicado para todos os processamentos realizados.

Tabela 3.2: Exemplo do formato dos dados da imagem de densidade fornecida

Depth	Rhob1	Rhob2	Rhob3	Rhob4	Rhob5	Rhob6	Rhob7	Rhob8	Rhob9	Rhob10	Rhob11	Rhob12	Rhob13	Rhob14	Rhob15	Rhob16
0.00	2.578	2.619	2.644	2.691	2.602	2.535	2.583	2.599	2.565	2.433	2.367	2.497	2.653	2.694	2.715	2.602
0.05	2.652	2.574	2.698	2.694	2.609	2.592	2.492	2.537	2.490	2.463	2.409	2.507	2.577	2.614	2.640	2.664
0.10	2.595	2.620	2.650	2.709	2.682	2.565	2.493	2.484	2.478	2.646	2.485	2.502	2.516	2.577	2.541	2.643
0.15	2.545	2.640	2.662	2.709	2.560	2.567	2.546	2.554	2.444	2.438	2.525	2.594	2.595	2.541	2.567	2.579
0.20	2.563	2.599	2.667	2.658	2.575	2.501	2.446	2.529	2.461	2.484	2.574	2.472	2.422	2.627	2.540	2.602
0.25	2.574	2.625	2.620	2.602	2.518	2.604	2.505	2.426	2.442	2.529	2.454	2.490	2.492	2.543	2.547	2.660
0.30	2.675	2.605	2.586	2.468	2.460	2.455	2.498	2.485	2.456	2.474	2.450	2.488	2.545	2.526	2.599	2.612
0.35	2.757	2.603	2.565	2.608	2.562	2.569	2.466	2.429	2.479	2.439	2.493	2.495	2.594	2.510	2.520	2.623
0.40	2.734	2.554	2.537	2.590	2.573	2.541	2.460	2.466	2.448	2.452	2.484	2.488	2.576	2.553	2.503	2.563
0.45	2.711	2.504	2.508	2.573	2.583	2.513	2.454	2.504	2.418	2.465	2.476	2.480	2.559	2.595	2.486	2.503
0.50	2.450	2.499	2.453	2.551	2.434	2.381	2.417	2.505	2.390	2.447	2.484	2.424	2.533	2.511	2.530	2.575
0.55	2.551	2.430	2.544	2.593	2.483	2.461	2.422	2.420	2.500	2.417	2.403	2.478	2.410	2.572	2.548	2.458
0.60	2.585	2.522	2.509	2.509	2.386	2.494	2.430	2.441	2.458	2.410	2.444	2.520	2.419	2.438	2.498	2.589

O dado fornecido está no formato “txt”, que foi transferido para o *Microsoft Excel* e para o *MatLab*, com o intuito de realizar todos os processamentos e apresentações. O *Microsoft Excel* foi, em grande parte, utilizado para a realização do cálculo de aumento de contraste. O uso do *Excel* permitiu a aplicação de rotinas em VBA (*Visual Basic for Applications*) que automatizou rotinas de tratamento das imagens.

O *MatLab* foi utilizado para a apresentação do dado e para a aplicação de alguns algoritmos. Este *software* contém uma biblioteca de rotinas (*toolbox*) para tratamento de imagens.

Com o intuito de possibilitar a utilização de diversos métodos de aumento de contraste, os valores de densidade foram normalizados para uma escala de tons de cinza que compreende valores de 0 a 255.





## CAPÍTULO 4

### RESULTADOS E DISCUSSÕES

O desenvolvimento desse trabalho pode ser dividido em duas partes, uma referente ao cálculo diferenciado de *Net Reservoir*, e outra relativa ao aumento de contraste em imagens, o que corresponde a dois métodos de processamento ou de tratamento da imagem de densidade. É demonstrado o valor da utilização de imagem de densidade na estimativa de *Net Reservoir*, tanto quantitativamente (cálculo de *Net Reservoir*) quanto qualitativamente (algoritmo de aumento de contraste).

Os tópicos discutidos nos capítulos anteriores, 2.2 e 2.5 (Imagem de Densidade e Geonvegação, respectivamente) foram abordados para demonstrar não só a melhora na capacidade de identificar estruturas geológicas, a qual é apresentada pelo perfil de imagem em relação aos perfis convencionais, mas também a maneira como estas feições são geradas e visualizadas.

As figuras 4.1 e 4.2 mostram o histograma dos dados de densidade utilizados nesse trabalho, de acordo com a figura 3.1. A partir da distribuição das frequências dos dados de densidade dos perfis *Rhob* (volumétrico), *Rhob-up* (densidade *up*), *Rhob-down* (densidade *down*) e *Rhob-imagem* (imagem de densidade) pode-se perceber que qualquer cálculo realizado utilizando estes dados deve ser diferente.

Estes histogramas provam que a não linearidade das feições geológicas resulta na não homogeneidade da densidade da rocha ao longo de uma seção (360°), portanto, se considerarmos o dado (1) volumétrico, ou seja, uma média dos 360°; ou um dado (2) azimutal do lado baixo ou alto do poço; ou mesmo dados (3) pontuais a partir de uma imagem, teremos diferentes medidas de densidade. Consequentemente, quando realizado o cálculo de *Net Reservoir*, deve-se obter diferentes resultados, dependendo de qual perfil ou imagem é utilizado.

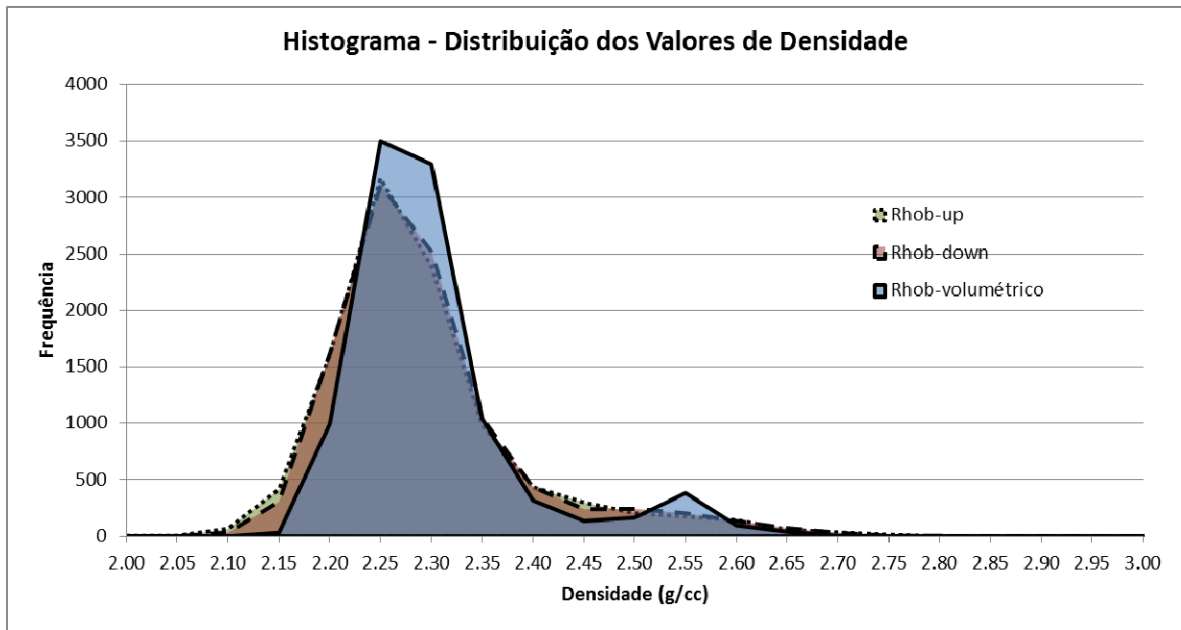


Figura 4.1: Histograma apresentado a distribuição de frequência dos valores de densidade dos perfis de densidade *up*, *down* e volumétrico.

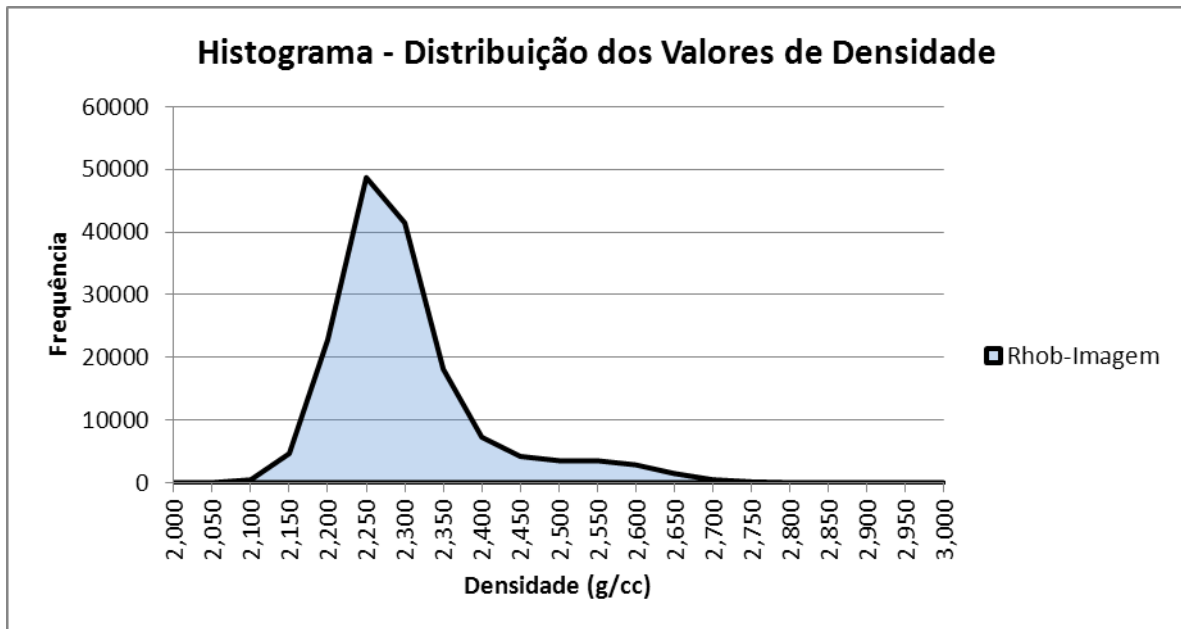


Figura 4.2: Histograma apresentado a distribuição de frequência dos valores de densidade do perfil de imagem

Para a obtenção do Net Reservoir foram aplicados cinco métodos, utilizando densidade *up*, densidade *down*, densidade volumétrica, imagem de densidade e combinação de densidade *up* ou *down*.

Caso o valor de porosidade (convertida a partir do valor de densidade pela equação 4) seja maior do que o *cut-off*, a unidade é tida como reservatório. No caso dos dados de densidade *up*, densidade *down* e densidade volumétrica, este cálculo é direto. Já no caso da densidade *up* ou *down*, considera-se que, caso qualquer uma das duas seja maior que o *cut-off* em uma mesma profundidade, é possível considerar a unidade como sendo um reservatório. Este mesmo princípio é aplicado à imagem, sendo considerados os 16 setores apresentados.

Como resultado desses cálculos temos uma variação de *Net Reservoir* do poço de até 10,71%, considerando o *Net Reservoir* extraído da imagem (99,14%) e o *Net Reservoir* extraído da densidade volumétrica (88,42%) (Tabela 4.1). Sendo assim, o simples cálculo de *Net Reservoir* não é suficiente para realizar uma caracterização de reservatório adequada, sendo necessário elaborar uma análise para definir qual cálculo deve ser utilizado em determinada profundidade.

Tabela 4.1: Resultado do cálculo de *Net Pay*

Perfil	Net Reservoir
<i>Rhob</i> – UP	91,44%
<i>Rhob</i> – Down	89,86%
<i>Rhob</i> - Volumétrico	88,42%
<i>Rhob</i> - <i>Up</i> ou Down	96,62%
<i>Rhob</i> – Imagem	99,14%

A diferença dos resultados apresentados nesta tabela ocorre, principalmente, por motivos de assimetria das características geológicas. Como as camadas estão distribuídas de forma aleatória na imagem e como os valores de densidade estão distribuídos por três litologias distintas, arenito com cimentação, folhelho e arenito poroso, é possível dizer que esses dados irão influenciar na densidade volumétrica, por não haver distribuição homogênea destas litologias no poço.

Na figura 4.3, é possível ver a diferença da distribuição de *Net Reservoir* em parte da imagem de densidade apresentada na figura 3.1. Ao lado da imagem de densidade, é apresentado o cálculo de *Net Reservoir*, considerando a densidade *up*, a densidade *down*, a densidade *bulk* e a densidade *up* ou *down* (quatro colunas à direita das imagens).

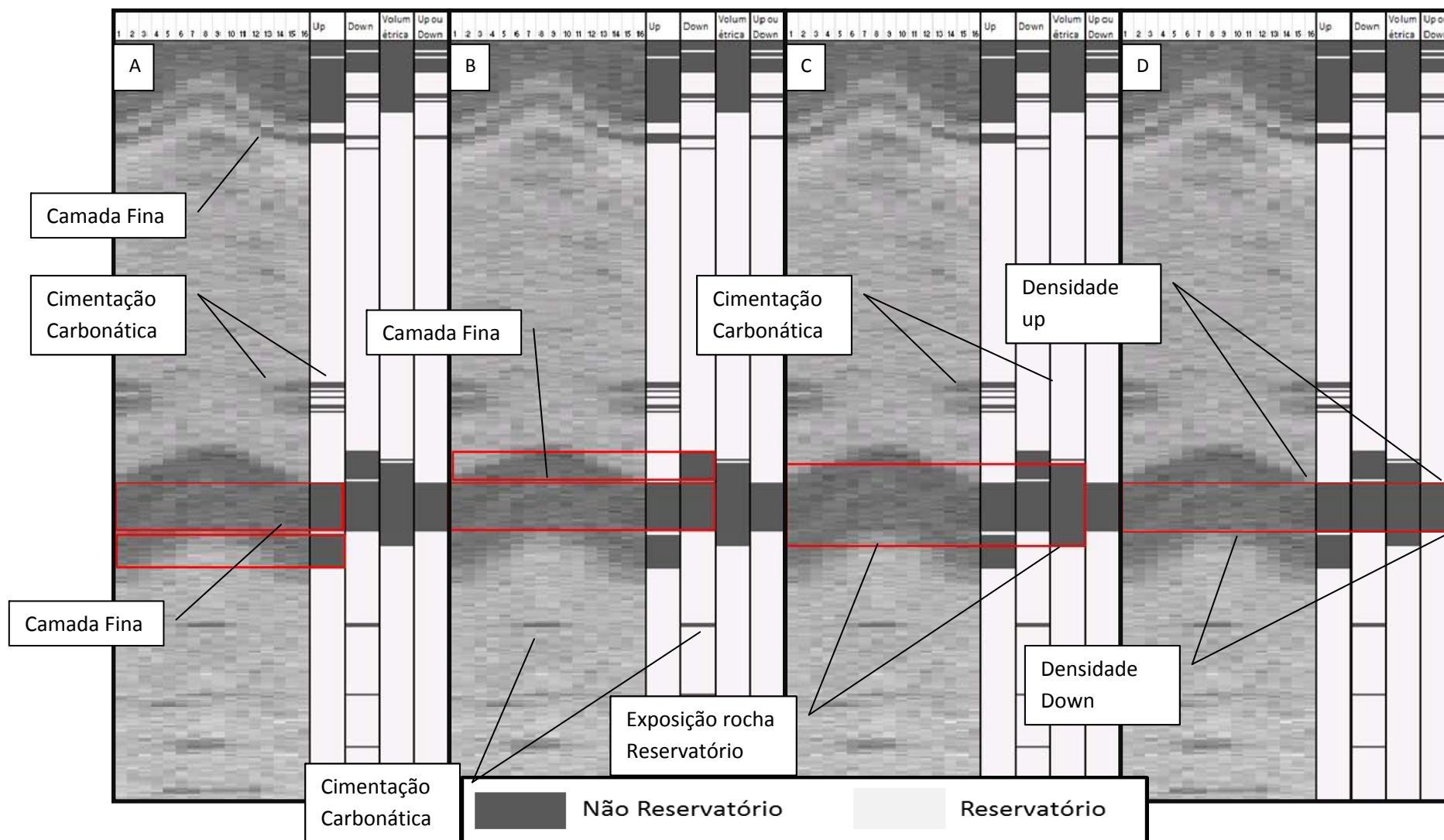


Figura 4.3: Mosaico apresentado a mesma imagem em quatro vezes e ao lado direito de cada imagem. Na imagem é mostrada a distribuição de *Net Pay* calculada a partir das densidade *up*, densidade *down*, densidade volumétrica e densidade *up ou down*.

As setas vermelhas foram inseridas para destacar algumas feições geológicas da imagem de densidade, as quais resultam na diferença de *Net Reservoir*. Pode-se realizar uma análise separada do cálculo de *Net Reservoir*, considerando os quatro métodos cujos resultados são apresentados na Figura 4.3 em relação à imagem de densidade.

Na Figura 4.3A, destaca-se o cálculo de *Net Reservoir* realizado a partir da densidade *up*. Nesta figura (4.3A) é possível destacar duas feições geológicas que afetaram o cálculo de *Net Reservoir* utilizando a Densidade *Up*, de forma diferente a dos outros cálculos. Nesta, pode-se ver a presença de cimentação carbonática do lado alto do poço e a presença de camadas finas. É possível perceber que, assim que o lado alto atinge o folhelho, a coluna de *Net Reservoir* fica escura, indicando formação não produtora, até que o lado alto do poço sai da camada de folhelho.

Na imagem apresentada na figura 4.3B, é possível ver o cálculo de *Net Reservoir* à direita, em destaque, utilizando a densidade *down*. Este cálculo é similar ao apresentado pela densidade *up*, sendo possível notar que há uma camada de arenito no meio do folhelho e que ocorre o início de formação não produtora ao centro do perfil (camada fina). Uma observação importante é a presença de uma concreção carbonática exatamente no centro da imagem, ou seja, no lado baixo do poço. Esta resulta em um cálculo de *Net Reservoir* negativo, mesmo que o poço esteja exposto à formação produtora nesta profundidade.

A Figura 4.3C foi analisada utilizando o cálculo de *Net Reservoir* a partir da densidade volumétrica. Com base neste cálculo, é possível ver que, apesar de haver uma exposição grande à formação produtora, há também profundidades que são estimadas como *Net Reservoir* negativo, ou seja, não produtoras (região cinza na direita). Pode-se notar ainda que o cálculo utilizando a densidade volumétrica não considerou a presença da camada de arenito no meio do folhelho. Outro fato que pode ser notado é que neste caso, o cálculo de *Net Reservoir* não identificou os arenitos com cimentação carbonática, considerando tudo como formação produtora.

Na Figura 4.3D, destaca-se o cálculo de *Net Reservoir* pelo método densidade *up* e *down*. Neste método, caso qualquer uma das curvas de densidade (*up* ou *down*) estiver abaixo do *cut-off*, considera-se a porção do reservatório como sendo produtora. Na área vermelha em destaque, percebe-se que a região que não contribui para a produção do poço (cinza escuro) apresenta-se bem menor, comparando aos outros métodos. Isto ocorre, pois, seguindo de cima para baixo, o cálculo de *Net Reservoir* baseou-se na densidade *up* (na direita); e depois de passar a espessa camada de folhelho (cinza escuro), foi considerada a densidade *down* (no meio do poço).

Apesar de o cálculo de *Net Reservoir* utilizando o método de densidade *up* ou *down* apresentar a grande diferença dos resultados, existem outras considerações que devem ser feitas, as quais podem apresentar diferenças no cálculo. Uma das considerações é: se existir uma grande diferença de azimuth entre o poço e a direção de caimento da camada, a senoide não será apresentada da mesma forma, ou seja, centralizada. Sendo assim, o método de densidade *up* ou *down* não será o mais eficiente, tendo que considerar a utilização de outro setor da imagem.

Tendo como base a mesma imagem utilizada na Figura 4.3, também foi realizado o cálculo de *Net Reservoir* para o perfil de imagem de densidade. O resultado do cálculo de *Net Pay* é apresentado na Figura 4.4. A imagem a esquerda é a imagem bruta e a imagem a direita é a imagem resultante do cálculo de *Net Reservoir*. A imagem de densidade é um dado bidimensional, enquanto o dado de *Net Reservoir* ou o perfil de densidade convencional é unidimensional. Portanto, antes de apresentar um dado unidimensional, deve-se realizar o cálculo de *Net Reservoir* na imagem e só depois converter para dado unidimensional. Sendo assim, o cálculo de efetivado a partir da Equação 4 é realizado para cada *pixel* da imagem. A representação do resultado deste cálculo é realizada de forma visual, sendo que o cinza da imagem da direita representa que a porosidade é inferior a porosidade de *cut-off*, portanto, o *pixel* cinza é considerado não reservatório, enquanto o *pixel* branco é reservatório, sendo que o valor de sua porosidade é superior ao *cut-off*.

A partir da imagem de *Net Reservoir* gerada, deve-se representar o *Net Reservoir* do poço, considerando uma unidade como sendo uma profundidade e não um *pixel*. Para isso, considera-se uma linha de profundidade do poço (360°) que passa pelos 16 setores da imagem. Ao transferir o resultado de *Net Reservoir* da imagem para uma dimensão, considera-se que, caso nesta linha de profundidade haja um único *pixel* que seja considerado como reservatório, esta linha inteira é tida como reservatório.

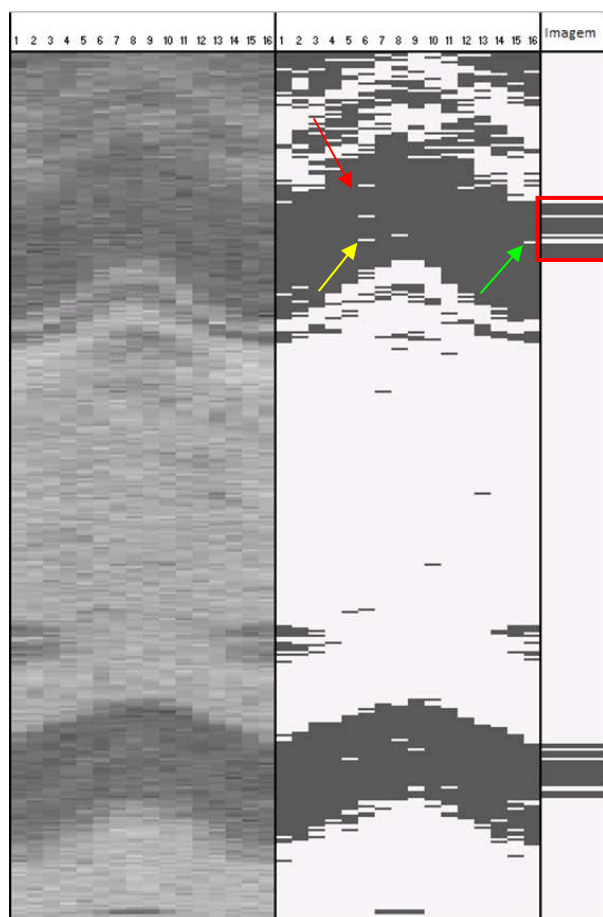


Figura 4.4: Imagem de densidade (esquerda), imagem na qual se aplicaram os cálculos de *Net Pay* (centro) e de *Net Pay* final calculados a partir da imagem (coluna da direita).

As setas inseridas na figura 4.4 destacam *pixels* que estão posicionados no folhelho. Como resultado do cálculo de *Net Reservoir* utilizando a imagem, é possível perceber (coluna da direita) que, dentro desta zona (quadrado vermelho) predominantemente não produtora, há algumas profundidades marcadas como



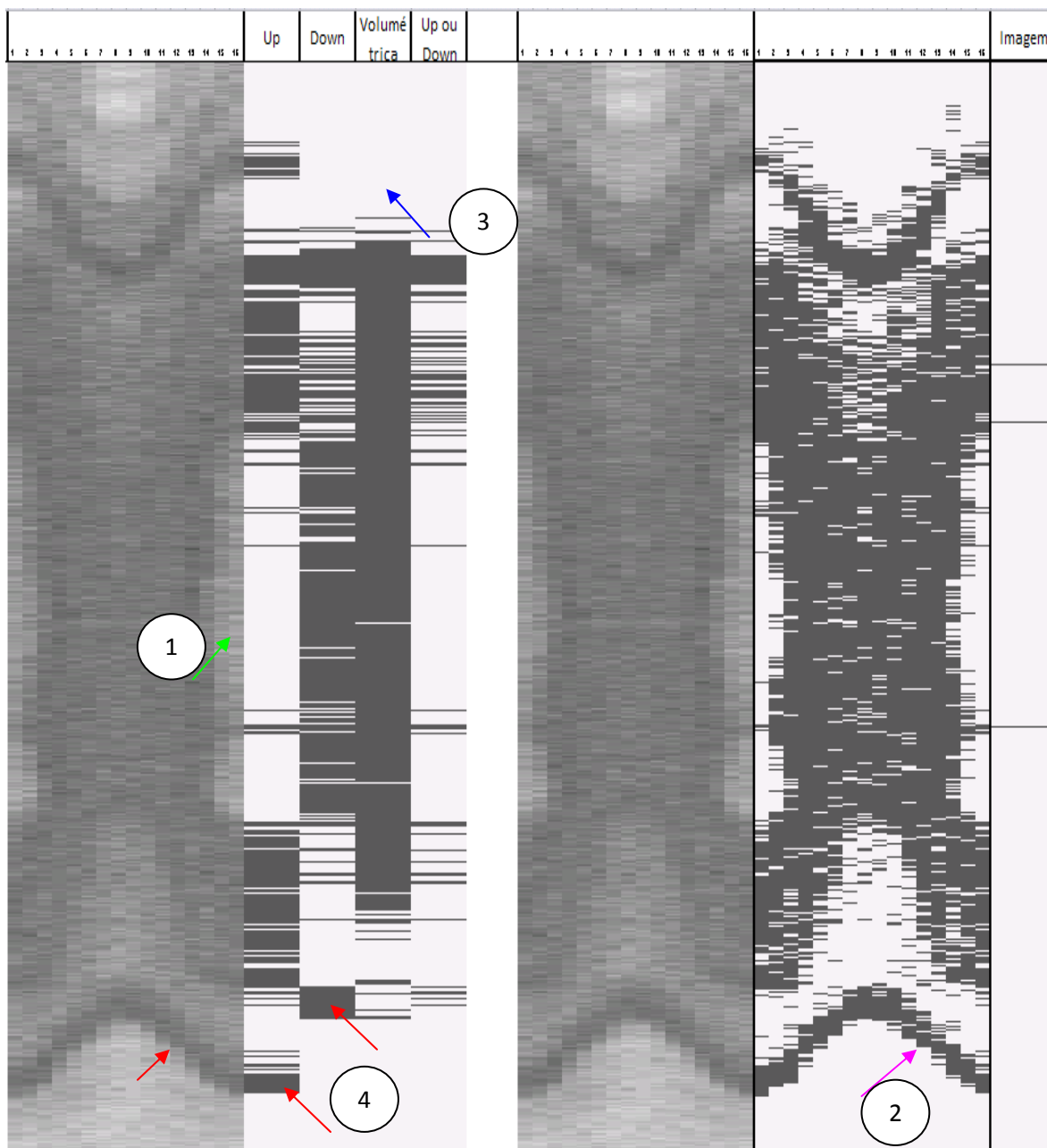
linhas brancas, as quais são consideradas produtoras. Isto ocorre pelo fato de haver um único *pixel* abaixo do *cut-off* na profundidade em destaque.

As diferenças de cálculo de *Net Reservoir* utilizando os diferentes métodos podem ser notadas de forma mais expressiva quando estes cálculos são realizados em uma porção do poço que possui uma exposição parcial à formação produtora e não produtora. O caso apresentado na Figura 4.5, mostra uma porção do poço que passou por uma região laminada e depois ficou exposta ao folhelho na parte baixa e à arenito na parte alta (seta verde (1)).

Quando observada a profundidade em que se encontra a seta verde, podemos notar que o *Net Pay* calculado pela densidade *up* apresenta-se como profundidade produtora, enquanto a densidade *down* é não produtora, bem como a densidade volumétrica. Por ser estimada como sendo produtora, caso a densidade *up* ou *down* seja exposta à formação produtora, o cálculo realizado a partir da densidade *up* ou *down* permitirá que a unidade seja considerada como produtora.

Apesar do poço atravessar algumas lâminas de folhelho (seta roxa (2)), o cálculo de *Net Pay* resultante da utilização da imagem de densidade, apresenta todo o poço exposto à formação produtora. Este cálculo pode ser considerado otimista, pois não considera a presença de camadas finas e as camadas espessas de folhelho, pois qualquer *pixel* existente na mesma profundidade, que possua valores de densidade abaixo do *cut-off*, qualifica esta profundidade como formação produtora.

Nesta imagem, é possível notar que o *Net Pay* resultante da utilização do cálculo por densidade volumétrica também não é uma boa representação da realidade. Pode-se perceber que, devido ao contraste de valores de densidade entre folhelho e arenito, a porção do poço que apresenta exposição parcial é tida como não produtora. As lâminas mais finas de folhelho (seta azul (3)) não são consideradas por este método, o qual é contrário ao cálculo demonstrado pela densidade *up* e pela densidade *down* (setas vermelhas (4)).



**Figura 4.5:** Imagem de densidade junto com o cálculo de *Net Pay* a partir dos cinco diferentes métodos: densidade *up*, densidade *down*, densidade volumétrica, densidade *up* ou *down* e imagem de densidade.

No caso específico da imagem 4.5, é possível avaliar que o método mais realista é o método de cálculo utilizando a densidade *up*, que claramente considera as laminações de folhelho (setas vermelhas e azuis) e a exposição parcial (seta verde).

Os cinco métodos de cálculo de *Net Reservoir* apresentam resultados distintos, entre os quais é possível interpretar que o método utilizando a imagem é extremamente otimista para certas formações e não representa de forma adequada a realidade. Já o método de *Net Reservoir*, estimado a partir da densidade volumétrica, é extremamente pessimista e, com isso, deve-se considerar o contraste de densidade entre o folhelho e a arenito.

Os métodos de densidade *up*, densidade *down* e densidade *up* ou *down*, apresentam-se como os métodos que melhor representam a realidade, no entanto, isso depende da relação entre o poço e a formação exposta. Aparentemente, cada um destes métodos funciona melhor em determinadas situações, gerando a necessidade de avaliar com atenção o resultado gerado por cada método e de buscar qual é a melhor metodologia para representar o *Net Pay* em determinada profundidade.

Quando um poço horizontal é avaliado, devem-se utilizar perfis de imagem para visualizar se alguma profundidade está sendo classificada como não produtora ou produtora de forma errônea, e se realmente possui uma porção significativa do poço exposto à formação produtora de hidrocarbonetos. As figuras 4.3, 4.4 e 4.5 ilustraram esta questão de forma a demonstrar com clareza a diferença no cálculo de *Net Reservoir* e a necessidade de avaliar a imagem para julgar qual o melhor método de cálculo para determinada área.

Avaliando o *Net Reservoir* de uma forma mais qualitativa, é imprescindível a análise crítica ao verificar a imagem de densidade. Para avaliar o melhor método a ser utilizado em determinadas profundidades, é fundamental, portanto, compreender a distribuição de feições geológicas, como o acamamento, os arenitos com cimentação carbonática, as descontinuidades, os contatos erosivos, as falhas e as fraturas, entre outras.

Para poder realizar uma interpretação minuciosa da imagem, é necessário proceder a aplicação de algoritmos de aumento de contraste, possibilitando a melhor visualização de feições com diferentes características físicas, que, neste caso, é a densidade. Esta análise auxilia na avaliação da formação, de maneira

qualitativa, podendo tornar mais fácil a interpretação e a visualização de feições geológicas.

O segundo tópico desenvolvido nesse trabalho foi o de aplicar diferentes algoritmos de aumento de contraste em uma imagem de densidade, para avaliar se há ou não ganho na análise qualitativa do *Net Reservoir*. Para isso, foram aplicados 14 algoritmos de aumento de contraste, que podem ser vistos na Figura 4.6. Para auxiliar na análise apresentada na Figura 4.6, é apresentada também a Figura 4.7, que contém o histograma de todas as imagens geradas, comparando-as à imagem estática inicial.

Na Figura 4.7, é possível comparar cada método de aumento de contraste, possibilitando avaliar se, para a imagem de densidade de poço horizontal, o método utilizado gera ou não um aumento de contraste. A partir desta figura, é possível compreender que o método de histograma gera um espalhamento dos dados, ocupando, de forma mais homogênea, todo o espectro de cor, enquanto o método potencial, por exemplo, concentra mais o espectro de cor.

Outra resultado é referente ao método de derivada de segunda ordem, que elimina completamente a forma original do histograma. No entanto, ao visualizar a imagem gerada por este método (Figura 4.6), é possível observar que o método não só conserva as feições originais da imagem, como também gera uma melhor visualização das feições claras e escuras.

Para facilitar a visualização das feições geológicas das imagens geradas a partir dos 14 algoritmos de aumento de contraste utilizados, são apresentadas as figuras de 4.8 até 4.12 (estas figuras são contínuas, sendo que a 4.9 é continuação em profundidade da 4.8 e assim por diante, até a 4.12).

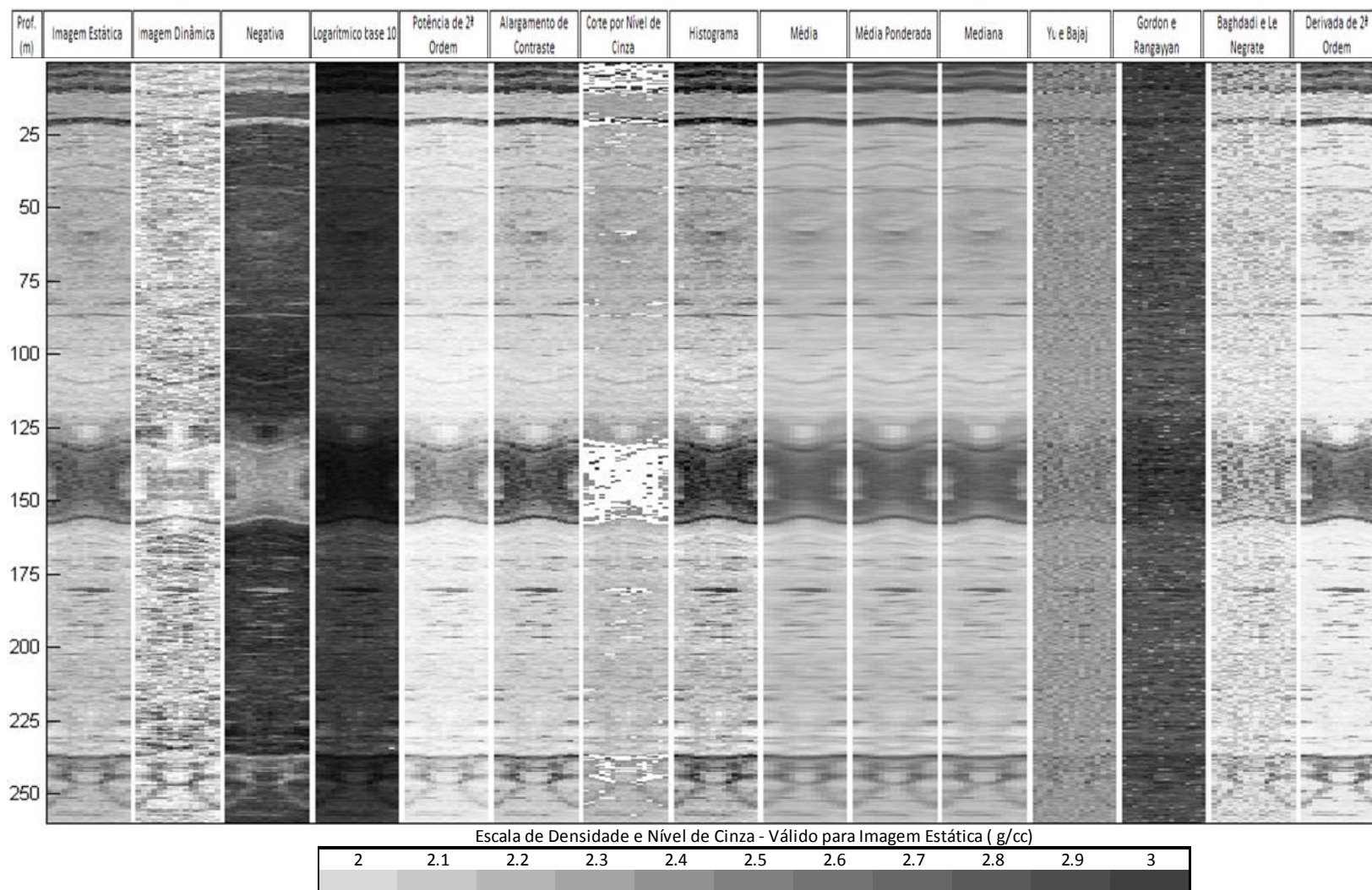


Figura 4.6: Imagem de densidade bruta (esquerda) apresentada junto com os 14 métodos de aumento de contraste descritos nesse trabalho (Imagem Dinâmica, Negativa, Logaritmo na base 10, Potência de 2ª Ordem, Alargamento de Contraste, Corte de Nível de Cinza, Histograma, Média, Média Ponderada, Mediana, Derivada de 2ª Ordem, Método de Yu e Bajaj, Método de Gordon e Rangayyan e Método de Baghdadi e Le Negrate).

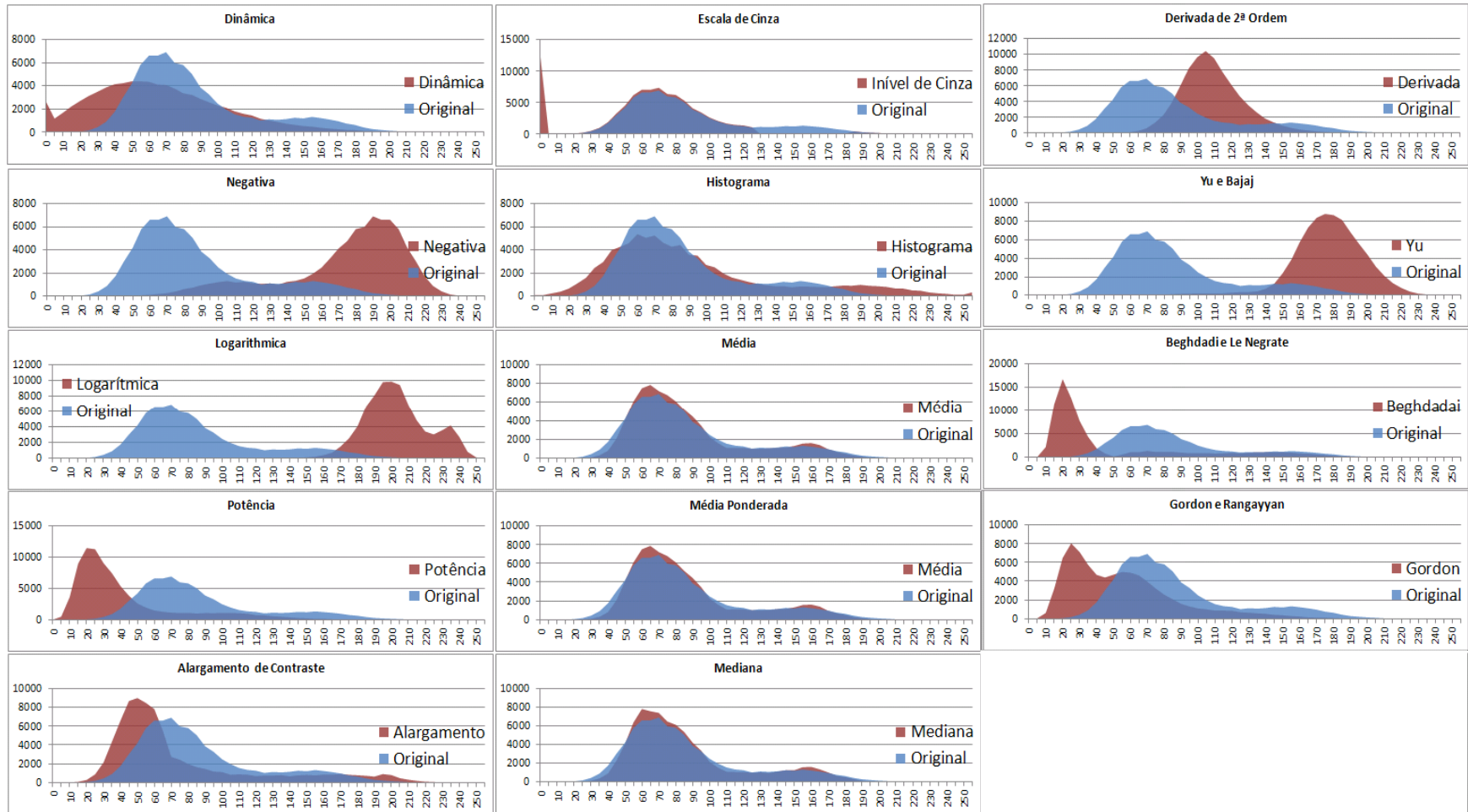


Figura 4.7: Histograma comparativo de todos os métodos de aumento de contraste aplicados na imagem de densidade bruta. Estes histogramas têm escala de frequência (ordenada) e de escala de cinza, variando de 0 a 255 (abscissa) (Imagem Dinâmica, Negativa, Logaritmo na base 10, Potência de 2ª Ordem, Alargamento de Contraste, Corte de Nível de Cinza, Histograma, Média, Média Ponderada, Mediana, Derivada de 2ª Ordem, Método de Yu e Bajaj, Método de Gordon e Rangayyan, Método de Beghdadi e Le Negrate, Média 2)



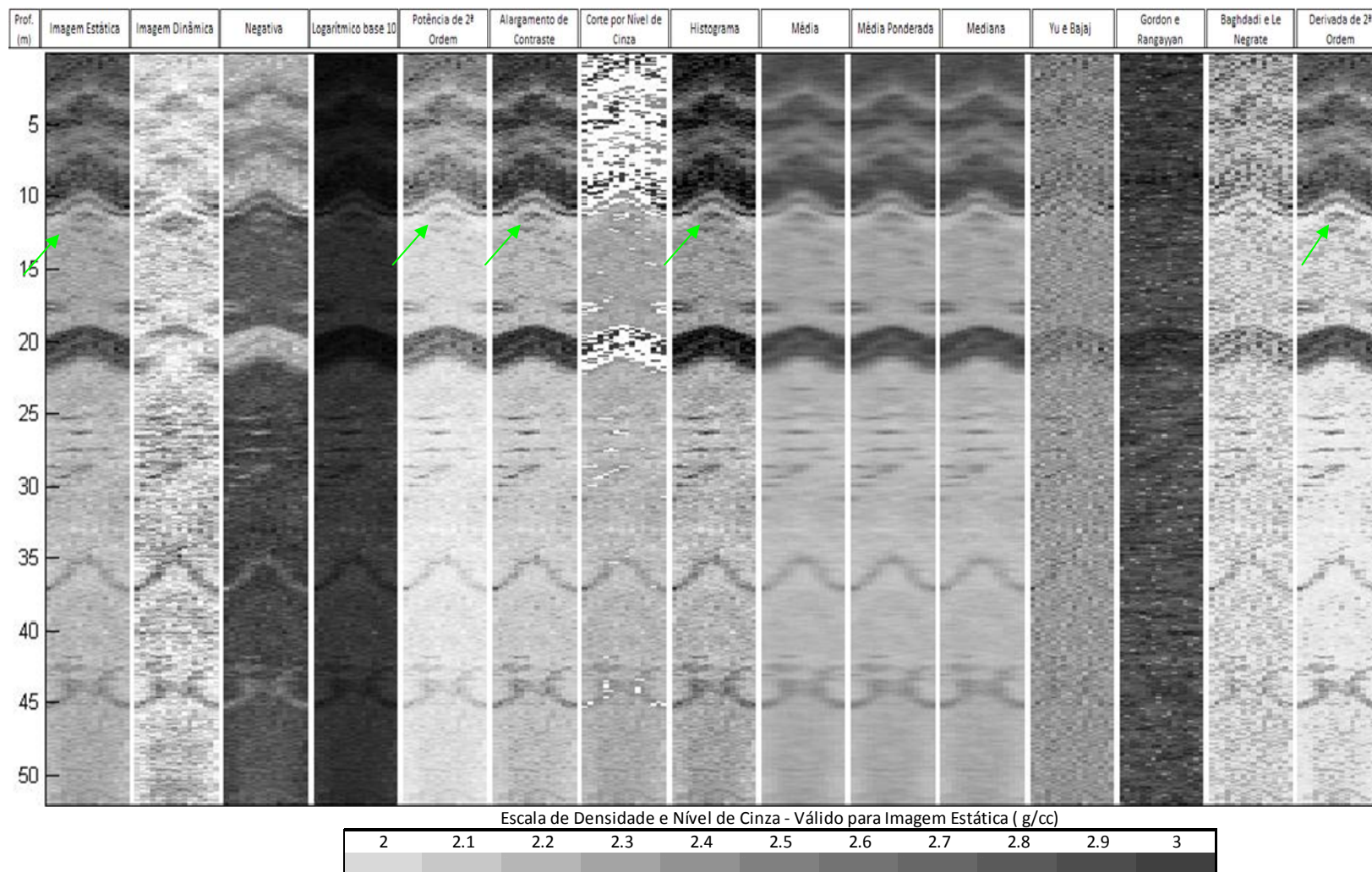


Figura 4.8: Imagem de densidade bruta (esquerda) apresentada junto com os 14 métodos de aumento de contraste descritos nesse trabalho (Imagem Dinâmica, Negativa, Logaritmo na base 10, Potência de 2ª Ordem, Alargamento de Contraste, Corte de Nível de Cinza, Histograma, Média, Média Ponderada, Mediana, Derivada de 2ª Ordem, Método de Yu e Bajaj, Método de Gordon e Rangayyan e Método de Beghdadi e Le Negrate)

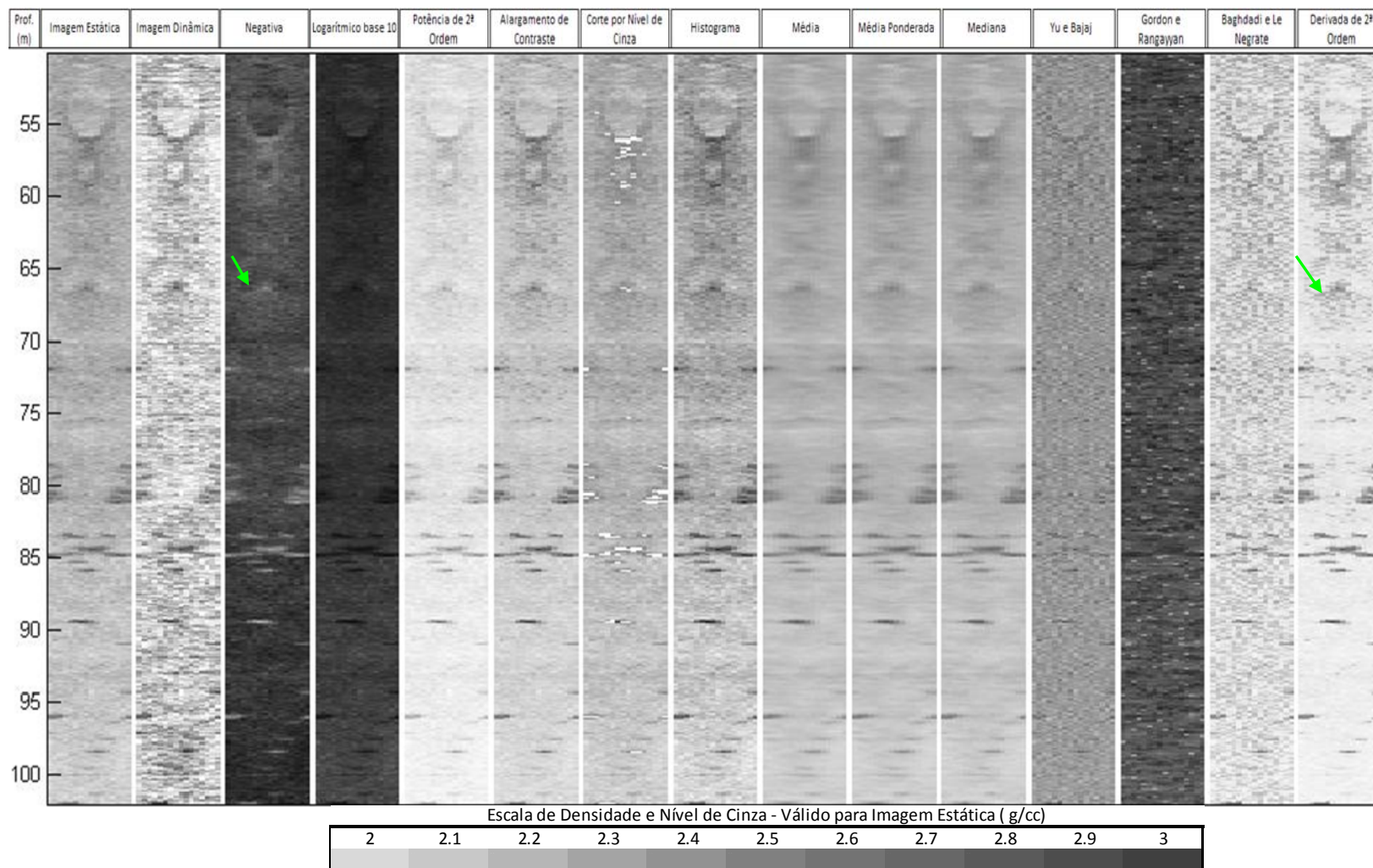


Figura 4.9: Continuação - Imagem de densidade bruta (esquerda) apresentada junto com os 14 métodos de aumento de contraste descritos nesse trabalho (Imagem Dinâmica, Negativa, Logaritmo na base 10, Potência de 2ª Ordem, Alargamento de Contraste, Corte de Nível de Cinza, Histograma, Média, Média Ponderada, Mediana, Derivada de 2ª Ordem, Método de Yu e Bajaj, Método de Gordon e Rangayyan e Método de Beghdadi e Le Negrate)



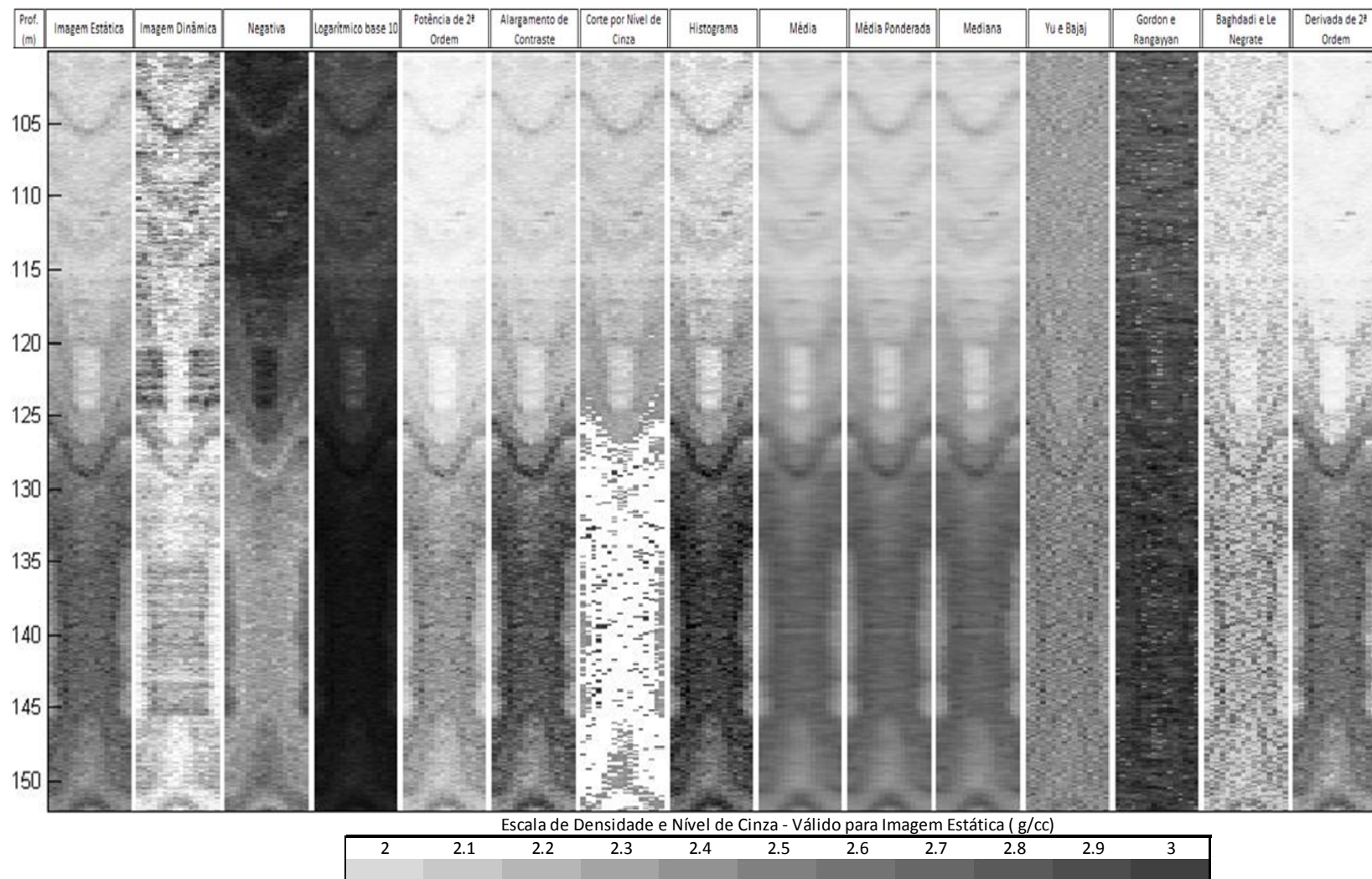


Figura 4.10: Continuação - Imagem de densidade bruta (esquerda) apresentada junto com os 14 métodos de aumento de contraste descritos nesse trabalho (Imagem Dinâmica, Negativa, Logaritmo na base 10, Potência de 2ª Ordem, Alargamento de Contraste, Corte de Nível de Cinza, Histograma, Média, Média Ponderada, Mediana, Derivada de 2ª Ordem, Método de Yu e Bajaj, Método de Gordon e Rangayyan e Método de Baghdadi e Le Negrate)

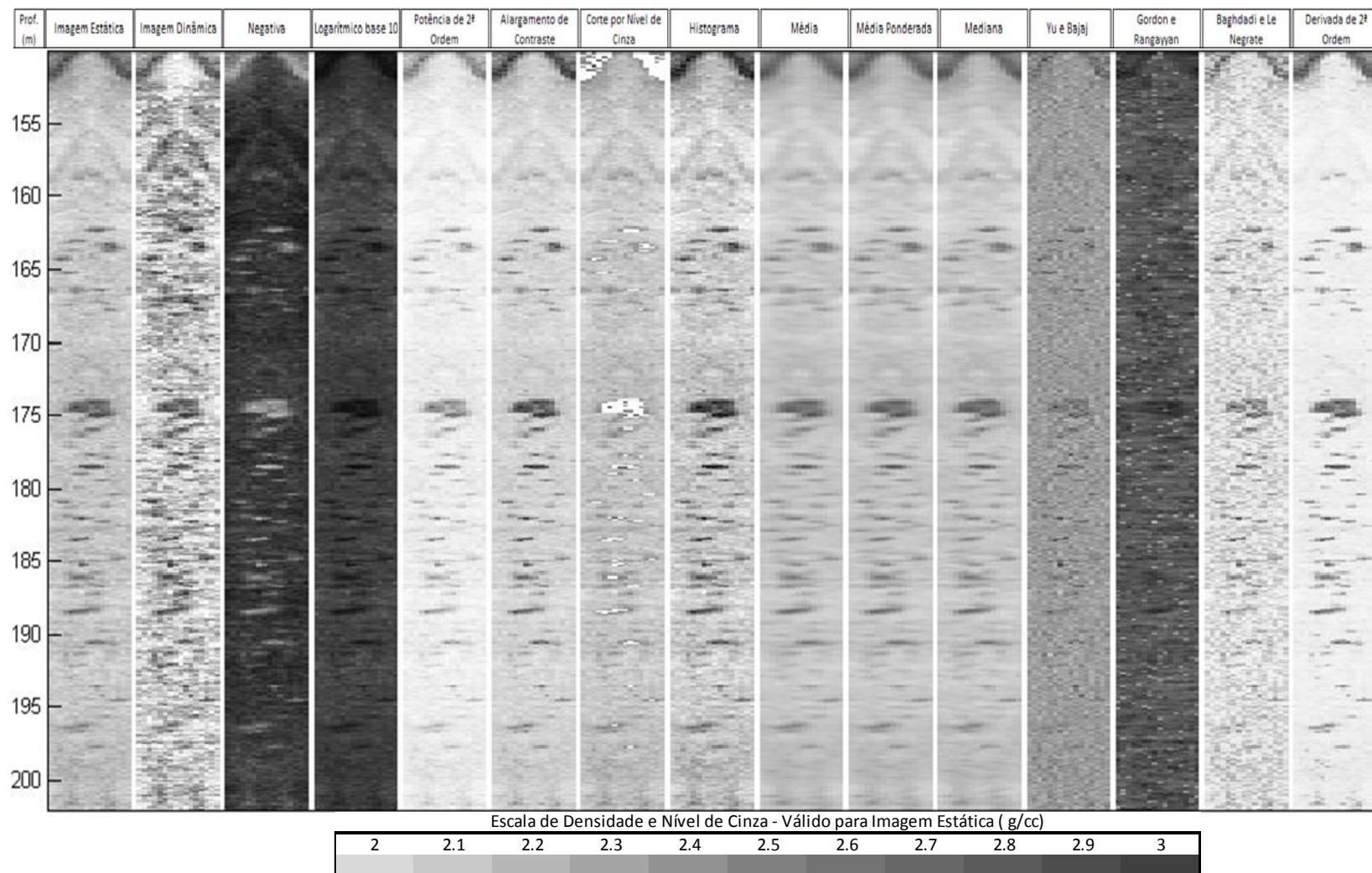


Figura 4.11: Continuação - Imagem de densidade bruta (esquerda) apresentada junto com os 14 métodos de aumento de contraste descritos nesse trabalho (Imagem Dinâmica, Negativa, Logaritmo na base 10, Potência de 2ª Ordem, Alargamento de Contraste, Corte de Nível de Cinza, Histograma, Média, Média Ponderada, Mediana, Derivada de 2ª Ordem, Método de Yu e Bajaj, Método de Gordon e Rangayyan e Método de Baghdadi e Le Negrate)

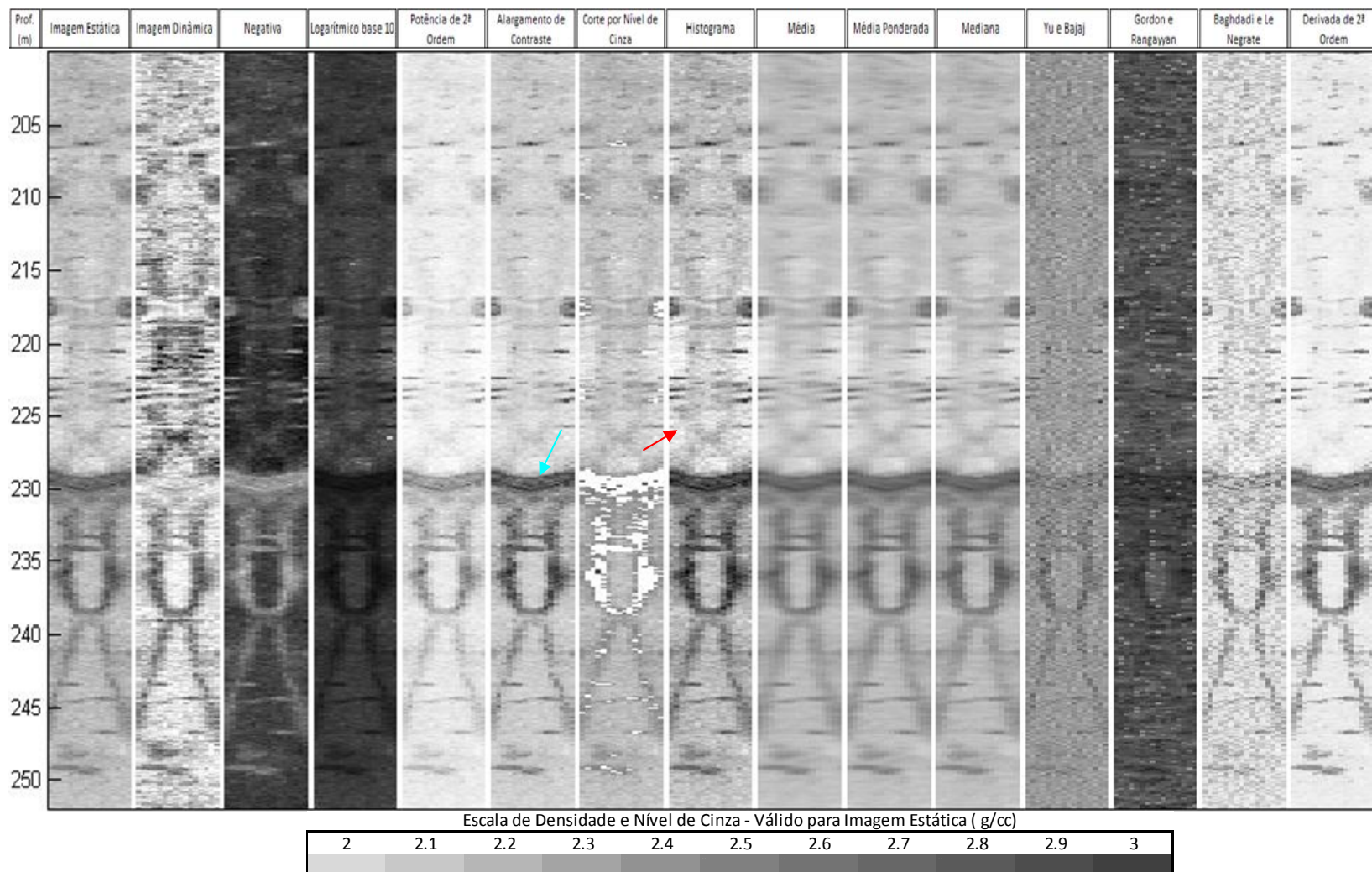


Figura 4.12: Continuação - Imagem de densidade bruta (esquerda) apresentada junto com os 14 métodos de aumento de contraste descritos nesse trabalho (Imagem Dinâmica, Negativa, Logaritmo na base 10, Potência de 2ª Ordem, Alargamento de Contraste, Corte de Nível de Cinza, Histograma, Média, Média Ponderada, Mediana, Derivada de 2ª Ordem, Método de Yu e Bajaj, Método de Gordon e Rangayyan e Método de Baghdadi e Le Negrate)



Na imagem em que foi aplicado o processamento de normalização, comumente utilizado para imagem de poços, é possível perceber com clareza que quando há presença de feições geológicas de grande contraste de densidade, estas que ocupam apenas parte do poço (em uma única profundidade), gerando grandes distorções. As setas roxas destacam a presença de arenitos com cimentação carbonáticas (figuras 4.8 e 4.12). Outra feição que pode gerar efeito negativo é, em alguns casos, a presença de laminações, como pode ser visualizado com o auxílio da seta amarela nas figuras 4.8 e 4.10.

Na profundidade de 10 m (figura 4.8), é possível identificar uma intercalação entre folhelho (escuro), arenito (claro), folhelho, arenito e um vestígio de folhelho, apenas no lado baixo do poço (centro). Este vestígio é acompanhado de uma descontinuidade, posicionando o poço em uma porção mais clara (após a descontinuidade). Esta feição, na imagem, pode ser interpretada como sendo uma falha geológica, que veio a posicionar o poço em uma porção mais limpa do reservatório. A imagem dinâmica (normalizada) distorce esta feição, impossibilitando sua identificação; no entanto, é possível perceber que outros métodos de processamento, como o Potencial de 2ª Ordem, o Alargamento de Contraste e o Histograma destacam esta feição (verificar setas verdes na figura 4.8).

Esta última interpretação é fundamental para a caracterização de reservatórios e para a avaliação de formação, possibilitando uma atualização do modelo geológico com presença de falha, que, no caso, pode ser considerada como sendo um preenchimento de baixa densidade (coloração mais clara) ou um posicionamento do poço em formação diferente e mesmo uma profundidade diferente dentro do reservatório. Estas atualizações auxiliam na geração de modelos geológicos mais próximos do modelo real do reservatório.

Na profundidade próxima de 67 m (Figura 4.9), as setas verdes destacam a presença de mais uma descontinuidade, podendo ser interpretada com falha geológica. Esta descontinuidade apresenta uma coloração mais escura que o seu entorno. Nesta mesma profundidade, a seta roxa destaca a presença de uma camada geológica de difícil identificação nas imagens estática e dinâmica, no

entanto, pode ser melhor identificada nas imagens de média, de média ponderada, de mediana e de derivada de 2ª ordem. Como a senoide apresentada por esta camada tem início no centro do poço e cresce para as extremidades e o centro do poço é o lado baixo, pode-se concluir que esta camada é classificada como *down-dip*, ou seja, descendo na estratigrafia. Com isso, é possível identificar que o poço desce na estratigrafia, expondo primeiro a parte baixa do poço à nova formação; e completando a senoide até a parte alta do poço, também exposta à formação.

Na figura 4.12, a seta vermelha (profundidade de 227m) destaca a presença de uma fina camada de folhelho no meio do arenito. Esta camada encontra-se em uma porção considerável do poço, sendo uma divisão de poucos centímetros de espessura que está com ângulo de inclinação paralelo ao ângulo de inclinação do poço. Na profundidade aproximada de 228 m, é possível ver um contato abrupto, podendo ser interpretado como sendo um contato erosional. A estrutura abaixo desta fina camada de folhelho no meio do arenito é composta por laminações de folhelho e de arenito (seta azul). É possível perceber que a imagem que melhor destaca todo o conjunto é a imagem resultante do processamento por Histograma.

Ao longo de toda a imagem, é possível perceber que existem muitas feições geológicas que se destacam em alguns dos métodos de processamento de aumento de contraste, mas em outras metodologias de análise, as mesmas estruturas são imperceptíveis ou de baixo contraste. Esta situação não é constante para cada método de processamento, demonstrando que cada situação de distribuição de contraste permite uma melhor interpretação com a aplicação de diferentes algoritmos de aumento de contraste.

A avaliação das 15 imagens apresentadas a partir dos 14 métodos de aumento de contraste utilizados é possível, pois permite perceber que as imagens resultantes dos algoritmos de média, de média ponderada e de mediana geram uma perda na resolução da imagem, trazendo muito pouco benefício à interpretação. Da mesma forma, as imagens resultantes da aplicação de logaritmo base 10 e da potência de 2ª ordem concentram a imagem nas extremidades dos níveis de cinza, trazendo prejuízo à visualização global da imagem.

Os métodos de aumento de contraste de imagem sugeridos por Yu e Bajaj (2004), Gordon e Rangayyan (1984), e por Beghdadi e Le Negrate (1988), quando utilizados em imagem de densidade de poço horizontal, geram muitas distorções, resultando em imagens ruidosas, sem aplicação para a interpretação de feições geológicas, apesar de serem utilizados com frequência em imagens médicas. Este fato ressalta que cada método tem sua aplicação.

A imagem negativa causa apenas uma inversão nos valores de cinza, gerando pouco ou nenhum ganho, apenas permitindo a visualização da mesma imagem com tons de cinza inversos. Outra imagem que trouxe prejuízo à interpretação foi a imagem de corte de nível de cinza. Neste caso, muita informação é perdida, tornando a imagem inútil para fins de interpretação geológica.

O algoritmo de aumento de contraste utilizado na indústria de petróleo (histograma dinâmico ou imagem dinâmica), apesar de apresentar algum prejuízo em regiões que contém muito contraste, também apresenta ganhos em algumas regiões, facilitando a visualização de acamamentos.

Os algoritmos que geraram o maior ganho em relação à possibilidade de visualizar feições geológicas presentes nesse poço, com maior clareza, foram os algoritmos de alargamento de níveis de cinza, de histograma normalizado e de derivada de 2ª ordem. Tais algoritmos permitem visualizar falhas geológicas, acamadamento, arenitos com cimentação carbonática e também geram pouca distorção dos níveis de cinza, mantendo características originais da imagem.

## CAPÍTULO 5

### CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

Tratando-se da avaliação de *Net Reservoir*, dos cinco métodos de cálculo que utilizam perfis azimutais de densidade e imagem de densidade apresentados nesse trabalho, foi possível demonstrar a necessidade de realizar uma avaliação minuciosa de todos os métodos, principalmente da densidade *up*, da densidade *down* e da densidade *up* ou *down*, para possibilitar uma melhor avaliação dos resultados. Foi possível perceber que a distribuição das feições geológicas na imagem afeta significativamente o cálculo de *Net Reservoir* e que cada método de cálculo identifica estas feições de forma diferente, sendo necessária uma avaliação conjunta dos métodos para obter o *Net Reservoir* mais próximo do real.

Apesar de ser um dado mais preciso e possibilitar a visualização das mais diferenciadas feições geológicas, a imagem de densidade é otimista ao ser utilizada para realizar o cálculo de *Net Reservoir*. Para cada profundidade, caso ocorra apenas um dado abaixo do *cut-off*, esta é apresentada como profundidade produtora de hidrocarboneto. Apesar de ser otimista para a realização do cálculo de *Net Reservoir*, a possibilidade de interpretação da imagem, em termos de feições geológicas e de qualidade do poço, torna este dado indispensável no entendimento da estimativa de *Net Reservoir*. Sendo assim, mesmo que não seja utilizada para a realização direta do cálculo de *Net Reservoir*, a imagem de densidade deve ser considerada de forma qualitativa, a fim de avaliar a presença de arenitos com cimentação carbonáticas, de acamamento, de falhas, de espiralamento de poço e de *break out*, entre outras feições geológicas. Além disso, é possível avaliar a qualidade da parede do poço.

Em contrapartida, considerando o dado de densidade do poço avaliado nesse trabalho, o perfil de densidade volumétrica apresenta um cálculo de *Net Reservoir* pessimista em relação a todos os outros métodos. Isto ocorre pelo fato do dado volumétrico ser uma média dos dados de densidade em uma única profundidade. Quando realizada esta média, o contraste entre arenito e folhelho, a

diferença de ângulo entre poço e camada geológica e a presença de feições geológicas pontuais ou nodulares podem distorcer significativamente o resultado do cálculo de *Net Reservoir*.

Tratando-se de poços horizontais, o cálculo de *Net Reservoir* deve considerar os perfis azimutais, não se restringindo a apenas um. O conjunto de perfis de densidade *up* ou *down* apresenta os resultados que melhor representam a realidade, principalmente quando utilizados em conjunto. O uso destes perfis em conjunto é uma ferramenta importante para diminuir a incerteza no cálculo de *Net Reservoir*, principalmente tratando-se de poços horizontais.

A estimativa de produtividade do poço não é uma função apenas do cálculo de *Net Reservoir*, mas também deve considerar a condição do poço e a distribuição de camadas e danos. Portanto a identificação e o mapeamento de estruturas como camadas, falhas e arenito com cimentação carbonática agrega valor para se realizar uma caracterização de reservatório o mais próximo possível da situação geológica real.

A aplicação de algoritmos de aumento de contraste em imagens de densidade demonstrou uma melhora na capacidade de interpretação geológica da imagem do poço. A utilização destes algoritmos destacou feições geológicas como falhas, camadas e laminações que não tinham muito destaque nas imagens estática e dinâmica.

A análise dos algoritmos de aumento de contraste foi realizada baseando-se em uma única imagem, que apresenta características geológicas de um único poço. Certamente, a utilização destes algoritmos em imagens com diferentes características geológicas irá ressaltar estas feições de forma diferente, sendo necessário avaliar o comportamento de cada método com feições geológicas que não foram possíveis serem vistas na imagem analisada.

O fluxograma apresentado na figura 5.1 é um resumo de como é realizada a estimativa de *Net Pay* em poços verticais e de qual abordagem deve ser adicionada ao se tratar de poços horizontais. A grande diferença quando avaliados poços horizontais é, portanto, a necessidade de verificar as curvas azimutais para obter o *Net Reservoir* de forma a visualizar o máximo possível de diferenças



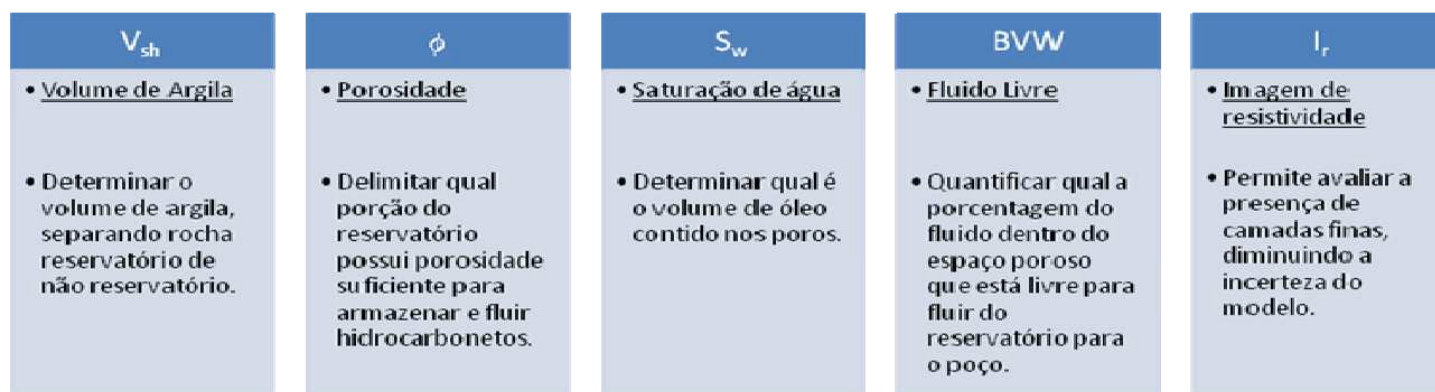
geológicas ao redor do poço. Também é importante utilizar a imagem para servir de controle de qualidade na escolha do melhor método de cálculo de *Net Reservoir* para cada nível de profundidade e utilizar os algoritmos de aumento de contraste para destacar feições geológicas imperceptíveis devido à falta de contraste.

Outro estudo complementar que poderia ser realizado com base nesse trabalho é a utilização da mesma metodologia com o objetivo de verificar as imagens com base na resistividade e nos raios gama. Devido à grande diferença nas propriedades físicas de aquisição destes dados, é importante saber se seriam obtidos resultados diferentes dos apresentados aqui.

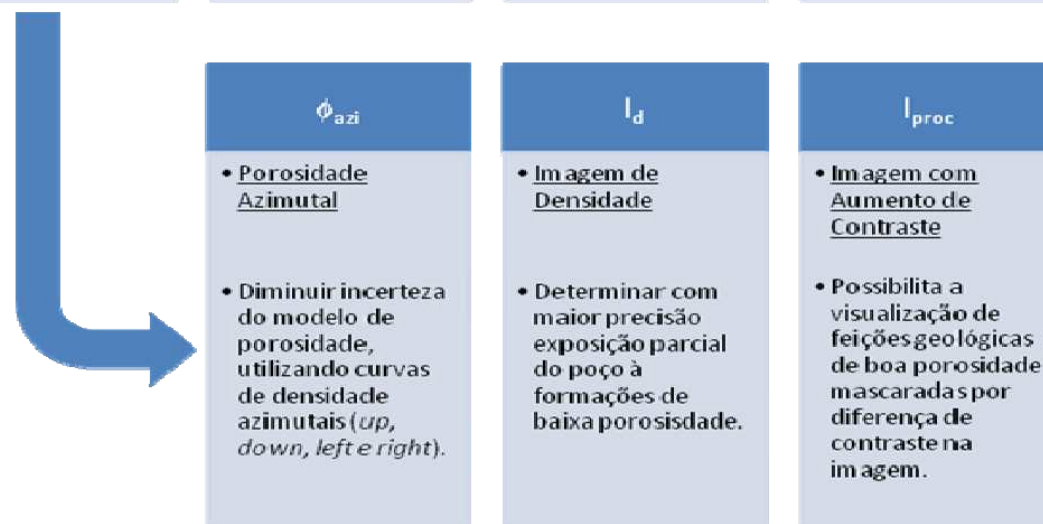
Tratando-se de algoritmo de aumento de contraste, seria prudente aplicar os mesmos métodos em imagem de resistividade. Esta imagem apresenta uma resolução vertical maior do que a imagem de densidade, além disso, o dado de resistividade possui uma natureza logarítmica, que é muito diferente da natureza linear do dado de densidade. Estas duas características podem ser responsáveis por gerar resultados diferentes dos obtidos no presente trabalho.

## Modelo de diminuição de incerteza para o cálculo de Net Pay

Modelo de cálculo de Net Pay para poços Verticais.



Modelo de cálculo de Net Pay para poços Horizontais.



**Figura 5.1:** Fluxograma de avaliação de *Net Pay* para poços verticais e horizontais, demonstrando a diminuição de incerteza para o cálculo de *Net Pay*.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL-AMRI, S. S. KALYANKAR, N. V. KHAMITKAR, S. D. **Linear and Non-linear Contrast Enhancement Image**. IJCSNS – International Journal of Computer Science and Network Security, Vol. 10, n. 2, 2010.

ASQUITH, G.; KRYGOWSKI, D. **Basic Well Log Analysis**. AAPG – Methods in Exploration Series, n. 16, 2004.

BAKER HUGHES. **MWD Image Manual**. Confidential Baker Hughes, 2007.

BAKER HUGHES; RIG COUNT. Disponível em: [http://investor.shareholder.com/bhi/rig\\_counts/rc\\_index.cfm](http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm). Acesso em: abr. 2011.

BAKER HUGHES; RIG COUNT. Disponível em: <http://gis.bakerhughesdirect.com/RigCounts/default2.aspx>. Acesso em: jan. 2013.

BATEMAN, R. M., **Open-hole log analysis and formation evaluation**. International Human Resources Development Corporation: Boston, 1985.

BEGHDADI, A.; LE NEGRATE, A. Contrast Enhancement Technique Based on Local Detection of Edges. **COMPUTER VISION, GRAPHICS AND IMAGE PROCESSING**, Vol. 46, 1989.

BIGELOW, E.L. **Introduction to Wireline Log Analysis**. Western Atlas International. Western Atlas International, 1995.

BOURDET, D. **Well test analysis the use of advanced interpretation models**. Paris: Elsevier, 2001.

BUILDER **User's Guide** 2009.

CONCI, A.; AZEVEDO, E.; LETA, F.R. **Computação Gráfica teoria e Prática**, Vol.2. Elsevier, 2008.

EGBELE, E., EZUKA, I.; ONYEKONWU, M., **Net-To-Gross Ratios: Implications in Integrated Reservoir Management Studies**. SPE-98808, 2005.In:

ELLIS, D.V.; SINGER, J.M., **Well Logging for Earth Scientists** Springer, 2007.

FULDA, C.; et. al. **Real-time Transmission of High Resolution Images**. SPE Europec/EAGE In: Annual Conference and Exhibition.Vienna/ Austria, 12–15, SPE-100358-PP, 2006.

GEM User's Guide. 2009.

GONZALEZ, R. C. WOODS, R. E. **Digital Image Processing**. Prentice Hall, 2001.

GORDON, R.; RANGAYYAN, M. R. **Feature Enhancement of Film Mammograms Using Fixed and Adaptive Neighborhoods**. Applied Optics, Vol. 23, n. 4, 1984.

HUNT, E. R.;PURSELL, D. A. **Fundamentals of Log Analysis**, World Oil, Vol. 217, n. 6, jun. 1996.

INGEBRIGTSEN, E.; *et. al.* **Real Time Dip Applications for Geosteering Horizontal Wells, Onshore Nigeria**. In: SPE International Technical Conference and Exhibition.Abuja/ Nigeria, SPE 85660, 2003.

KOBRANOVA, V. N. **Petrophysics**. Springer-Verlag,1986

LABAT, C.P.; DOGHMI, M.; TOMLINSON, J.C. **Image-Dip Calculation Using New-Generation LWD Density-Porosity Tools**. In: SPE International Petroleum Conference and Exhibition, SPE 74370-MS, 2002.

LE MOS, W. P.; *et. al.* **Albacora Leste Field Development: Reservoir Aspects and Development Strategy**. In: OTC Paper 18056, SPE, 2006.

LESSO, W. G.; KASHIKAR, S. V. **The Principles and Procedures of Geosteering**, IADC/SPE 35051, IADC/SPE Drilling Conference, 1996.

LINDSAY, G.; *et. al.* **Using Real Time High-Resolution LWD Resistivity Images for Sedimentary Steering**. SPWLA 47<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, SPWLA, 2006.

LOFTS, J.C.; *et. al.* **Feature recognition and interpretation of images acquired from horizontal wellbores**, Geological Society, London, Special Publication,1997.

LOFTS, J.C.;MORRIS, S. **High Resolution Electrical Borehole Images While-Drilling**. AAPG Memoir 92; 2010.

LOFTS, J.C.; *et. al.* **High Quality Electrical Borehole Images While-Drilling Provides Faster Geological-Petrophysical Interpretation, with Increased Confidence**. SPWLA 46<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, SPWLA, 2005.

MANNARINO, R. **Introdução à Engenharia Econômica**. Ouro Preto: Ed. UFOP, 1985.

MENDOZA, A.; *et. al.* **Inversion of Sector-based LWD Density Measurements Acquired in Laminated Sequences Penetrated by High-Angle and Horizontal Wells**. SPWLA 48<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, SPWLA, 2007.

MENDOZA, A.; TORRES-VERDÍN, C.; PREEG, B. **Environmental and Petrophysical Effects on Density and Neutron Porosity logs Acquired in Highly Deviated Wells**. SPWLA 47<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, SPWLA, 2006.

NEWENDORP, P. D.; SCHUYLER, J. R. **Decision Analysis for Petroleum Exploration**. 2 ed., Planning Press: Aurora, 2000.

PETERS, E. J. **Advanced Petrophysics – Geology, Porosity, Absolute Permeability, Heterogeneity, and Geostatistics**. Live Oak Book Company: Austin, 2012.

RADTKE, R.J.; **LWD Density Response to Bed Lamiations in Horizontal and Vertical Wells**. Petrophysics. Vol. 48, n. 2, p. 76-89, abril/ 2007.

RIZZI, G.; **LWD Azimuthal Density Logging in Liverpool Bay, UK as an Aid to Completion Planning Via Fault and Fracture Detection**. SPWLA 48<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, SPWLA, 2007.

SERRA, O. - **Fundamentals of well-log interpretation – the acquisition of logging data**. Amsterdam/Oxford/New York/Tokyo: Editora 1984.

SHLUMBERGER, **Log Interpretation Principles/Applications**. Shlumberger Educational Services: Houston, 1987.

SPE. **Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources**, Society of Petroleum Engineers: 2001a.

SPE. **Levels of Geosteering, SPE Forum Series in Europe, Topic: Geosteering Technologies**, Society of Petroleum Engineers: St. Maxime. 9-14 Sept., 2001b.

Stamm, C.; et. al. **Barnett Shale – New LWD sensor technology provides crucial formation evaluation information at reduced cost and risk for land operations**. SPWLA 48<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, SPWLA, 2007.

TANG, J.; PELI, E.; ACTON, S. **Image Enhancement Using a Contrast Measure in the Compressed Domain**. IEEE Signal Processing Letters. Vol. 10, n. 10, 2003.

THOMPSON, L. **Atlas of Borehole Imagery**. 2 ed.. AAPG Discovery Series.n. 13. AAPG/Datapages, 2009.

WORTHINGTON, P. F.; COSTENITO, L. **The Role of Cut-offs in Integrated Reservoir Studies**. SPE-84387, 2003.

WORTHINGTON, P. F. **Net Pay: What is it? What does it do? How do we quantify it? How do we use it?**. SPE-123561, 2009.

YU, Z.; BAJAJ, C. **A Fast and Adaptive Method for Image Contrast Enhancement.** IEEE, 2004.