
 <b>PETROBRAS</b>	<b>ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA</b>		Nº: ET-2000.00-1100-612-PPQ-002						
	PROGRAMA: <b>POÇOS</b>		Folha 1 de 15						
POCOS/SPO/PEP	ÁREA: <b>PERFURAÇÃO DE POÇOS</b>		NP-1						
	TÍTULO: <b>TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA</b>		PÚBLICA						
POÇOS/CTPS/QC									
<b>ÍNDICE DE REVISÕES</b>									
<b>REV.</b>	<b>DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS</b>								
	REV. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G	REV. H
DATA	25/06/2019								
PROJETO	CTPS								
EXECUÇÃO	EXP/GEOP/								
VERIFICAÇÃO	EXP/GEOP/								
APROVAÇÃO	CTPS/CIF-PERF								
AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.									
FORMULÁRIO PERTENCENTE À PETROBRAS									

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	POÇOS	
	TÍTULO:	TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA	
		Folha 2 de 17	NP - 1

## SUMÁRIO


### 1 INTRODUÇÃO

Os perfis de imagem de poço permitem a detecção, orientação e classificação das estruturas geológicas planares e indicadores de tensões in situ (i.e. *breakouts* e fraturas induzidas) através da interpretação manual interativa das imagens que pode ser feita após o processamento das mesmas em um dos diversos softwares no mercado (*Techlog, IP, Geolog, Decision Space Petrophysics*). Além disso, a estes dados junta-se a interpretação das texturas das rochas no intervalo perfilado, a qual calibrada com rocha pode resultar em uma interpretação faciológica. Estas informações geológicas de detalhe podem ser utilizadas durante a avaliação de formações por perfis para auxiliar na tomada de decisões (seleção de intervalo para amostragem de fluido, contagem de *netpay*, identificação de possíveis causas de perda de perfuração etc), e/ou posteriormente em diversas análises que irão ser importantes insumos na elaboração dos modelos geológicos, geomecânicos e petrofísicos do poço e da área ou campo.

As ferramentas de imagem microrresistivas foram desenvolvidas inicialmente para o ambiente de fluido de perfuração condutivo (i.e. lama condutiva ou à base de água), utilizando o mesmo princípio dos antigos perfis de mergulho. Neste princípio, os eletrodos são mantidos com uma diferença de potencial conhecida entre eles e com isto a corrente flui passivamente dos eletrodos no patim para o eletrodo superior, passando pela formação. Ao sair do eletrodo do patim, a corrente é inicialmente proporcional à resistividade do pequeno volume de rocha em frente ao mesmo (componente de alta resolução), e adquirem imagens de alta resolução formadas por inúmeras medidas azimutais (ex.: 144, 150 e 192 medidas) da corrente de eletrodos com resolução intrínseca de 0,2in, dispostos geralmente em 6 ou 8 patins (flap considerado como patim dobrável) que precisam ter bom contato com a parede do poço.

No ambiente com fluido de perfuração resistivo (i.e. lama à base de óleo ou sintética), as primeiras ferramenta de imagem microrresistiva desenvolvidas utilizam o princípio dos 4 terminais, sendo que 2 terminais são injetores de corrente alternada e estão localizados nas extremidades do patim e 2 terminais medem a diferença de potencial no centro do patim. As imagens destas ferramentas que são formadas por um menor número de medidas azimutais (ex.: 20, 36,...) e recobrem uma menor área da parede do poço (32% a 57% da parede de um poço de 8 in). Destas características e da menor resolução intrínseca ao princípio físico, surgem as diversas limitações destas imagens: ausência de sensibilidade às feições verticais, ausência de sensibilidade à textura e contraste de resistividade e elevada sensibilidade à artefatos de parede tais como fraturas de dessecamento formadas no folhelho ao reagir com o fluido de perfuração sintético ou à base de óleo.

Assim sendo, temos uma necessidade real de obter imagens microrresistivas de alta resolução/alta definição em fluido sintético, que poderá vir a ser atendida por ferramentas de imagem de impedância específica da formação. Considerando entretanto, que algumas destas imagens de impedância não podem ser usadas para as mesmas aplicações petrofísicas quantitativas (ex.: contagem de *netpay*) que as tradicionais imagens de microrresistivas, é mandatário que estejam disponíveis nos *softwares* comerciais utilizados pela Petrobrás, módulos que forneçam imagens de microrresistividade, standoff e permissividade elétrica obtidas a partir de inversão das medidas de impedância específica da formação.

	<b>ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA</b>	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	<b>POÇOS</b>	
	TÍTULO:	<b>TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA</b>	
		Folha 3 de 17 NP - 1 POÇOS/CTPS/QC	

## 2 ESCOPO


As ferramentas de imagem de impedância resistiva produzem uma imagem resistiva de alta definição a partir da medida da impedância através do uso de múltiplas frequências de medição. Assim como em outras ferramentas de imagem para fluido de perfuração não condutivo (ex.: sintético) a física está toda no patim da ferramenta de impedância o qual é equipado com uma fileira de eletrodos de medida no centro, eletrodos de guarda circundando-os, e eletrodos de retorno da corrente injetada posicionados acima e abaixo dos eletrodos de medida para propiciar uma resposta simétrica da camada.

Os eletrodos centrais e os eletrodos de guarda formam o injetor e são mantidos aproximadamente no mesmo potencial. Os eletrodos de retorno também são mantidos aproximadamente no mesmo potencial. Uma voltagem de medição da ordem de mega-hertz é aplicada entre os injetores e os eletrodos de retorno fazendo com que a corrente flua dos eletrodos no centro do patim através da lama não condutiva para a formação e desta novamente sua pela lama para um dos eletrodos de retorno.

A impedância complexa do eletrodo de medida central é dada pela razão entre a voltagem do eletrodo de retorno e a corrente do eletrodo central. Além da amplitude a impedância complexa do botão traz também a informação sobre mudança de fase entre esses dois sinais.


A impedância do botão e o caminho da corrente formam um circuito fechado que consiste da impedância complexa da lama e da impedância complexa da formação em série. A imagem é construída a partir da impedância complexa da formação e para remover a contribuição da lama são usadas as frequências da ordem de megahertz bem como processamento de proprietários.

As imagens 'brutas' de cada ferramenta são as imagens adquiridas para cada uma das frequências e/ou modos de processamento no módulo eletrônico da ferramenta e/ou no sistema aquisitor, e uma imagem 'composite' gerada a partir da fusão de intervalos das imagens das frequências selecionadas de acordo com a resistividade rasa da formação. Como esta imagem de impedância não é diretamente proporcional à microrresistividade, uma imagem microrresistiva deve ser passível de ser obtida a partir das primeiras.

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	POÇOS	
	TÍTULO:	TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA	
		Folha 4 de 17	NP - 1

### 3 DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

- 3.1 **ISO 4259:2006(E)/ISO 4259-2:2017(E)**, Petroleum and related products -- Precision of measurement methods and results -- Part 1: Determination of precision data in relation to methods of test
- 3.2 **US 6191588 B1, 2001**, Methods and Apparatus for Imaging Earth Formation with a Current source, a Current Drain, and a Matrix of Voltage Eletronics Therebetween – Chen, M-Y, Feb. 20.
- 3.3 **US 6348796 B2, 2002**, Image Focusing Method and Apparatus for Wellbore Resistivity Imaging – Evans, M. T. & Burt, A. R., Feb. 19.
- 3.4 **US 7066282 B2, 2003**, Apparatus and Methods for Measuring Formation Characteristics in Presence of Conductive and Non-Conductive Muds – Chen, Y.-H. & Habashy, T. M. – Dec. 23.
- 3.5 **US 2007/0103162 A1, 2007**, Oil Based Mud Imaging Tool with Common mode Voltage Compensation – Morys, M. L., Schaecher, W. J., Goodman, e Raj Pai, May 10.
- 3.6 **Al Mutwali et al., 2015**, A Quantum Leap in Borehole Imaging for Formation Evaluation: Deciphering the Photo-Realistic Geology of Abu-Dabhi Carbonates in Oil Based Mud: International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, December 6-9.
- 3.7 **Al Mutwali et al., 2016**, A New Lab Device and Processing Method to Quantify Vuggy Porosity in OBM Logging Environments: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, Sep. 26-28.
- 3.8 **Al Mutwali et al., 2017**, A New Laboratory SCAL Device and Processing Method to for OBM Vug Density Quantification: SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Kingdom of Bahrain, Março. 6-9.
- 3.9 **Bloemenkamp et. Al., 2014**, Design and Field Testeing of a New High-Definition Microresistivity Imaging Tool Engineered for Oil-Based Mud: Transactions of the 55th SPWLA Annual Logging Symposium, Abu Dhabi, UAE, May 18-22.
- 3.10 **Chen et al., 2014**, Inversion-based workflow for quantitative interpretation of the new-generation oil-based mud resistivity imager: Transactions of the 55th SPWLA Annual Logging Symposium, Abu Dhabi, UAE, May 18-22.
- 3.11 **Cheung, P. et. Al., 2001**. Field Teste Results of a New Oil-Base Mud Formation Imager Tool. Transactions of the 42th SPWLA Annual Logging Symposium, June 17-20.
- 3.12 **Christie, R. and Schoch, P. 2007**. Structural and sedimentary features delineated using electrical borehole images in a non-conductive mud system. Transactions of the 48th SPWLA Annual Logging Symposium, June 3-6.
- 3.13 **Fatah, T. 2013**. Wireline Imaging in OBM – GeoExplorer Service. Presentation Baker Hughes Incorporated.
- 3.14 **Howard, T. M. et. Al., 2007**. The Use of Image Logs to Decipher Complex Structures And Aid In Well Completions Within Mature Basins. Transactions of the 48th SPWLA Annual Logging Symposium, June 3-6.

	<b>ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA</b>	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	<b>POÇOS</b>	
	TÍTULO:	<b>TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA</b>	
		Folha 5 de 17 NP - 1 POÇOS/CTPS/QC	

3.15 **Laronga, R. et. Al., 2011.** A High-Definiton Approach to Formation Imaging in Wells Drilled With Nonconductive Muds. Transactions of the 52th SPWLA Annual Logging Symposium, Abu Dhabi, UAE, May 14-18.


3.16 **Lofts, J. et. Al. 2002.** A New Micro-Resistivity Imaging Device for Use in Oil-Based Mud. Transactions of the 43th SPWLA Annual Logging Symposium, June 2-5.

3.17 **Safina, K. A. and Lan, P. Le., 1991.** Improved Formation Imaging with Extended Microelectrical Arrays. Society of Petroleum Engineers.

3.18 **US 7066282 B2, 2003,** Apparatus and Methods for Measuring Formation Characteristics in Presence of Conductive and Non-Conductive Muds – Chen, Y.-H. & Habashy, T. M. – Dec. 23.

3.19 **Weatherford tool brochure, 2016,** Compact Oil-Base Mud Microimager. Brochure Weatherford products and services.

3.20 **Yong-Hua et. Al., 2014.** Inversion-based workflow for quantitative interpretation of the new-generation oil-based mud resistivity imager. Transactions of the 55th SPWLA Annual Logging Symposium. May 18-22.

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	POÇOS	
	TÍTULO:	TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA	
		Folha 6 de 17	NP - 1

## 4 TERMOS DE DEFINIÇÕES

4.1 Alcance da medida – as ferramentas de imagem resistiva possuem um intervalo de resistividades dentro do qual é possível se obter uma imagem de boa qualidade. Para as ferramentas de impedância Quanta Geo (Bloemenkamp et al., 2014) e GeoXplorer (Le et al., 2014) estes são 0,2 a 20.000 ohm.m e 0 a 250 ohm.m.

4.2 Camadas-Sombra (*shadow beds*) - são camadas “artificiais” criadas acima e abaixo de uma camada com resistividade muito contrastante em função do efeito de camada adjacente a que estão sujeitas as ferramentas microrresistivas para lama não condutiva que utilizam o princípio físico dos quatro terminais (i.e. OBMI, OMRI).

4.3 Clareza fotorrealista (*photorealistic clarity de Bloemenkamp et al., 2014*) - refere-se à qualidade de uma imagem de possuir nitidez comparável à fotografia (luz visível) de testemunho que guarda correlação geológica com parte do intervalo perfilado.


4.4 Cobertura (percentual) da parede (*borehole surface coverage* ou *circumferential coverage*) - percentual da área próxima à parede do poço (atentar que o raio do cilindro é maior do que o diâmetro do poço, pois as ferramentas possuem uma profundidade de investigação) recoberta pelos patins das ferramentas microelétricas.

4.5 Efeito de afastamento da parede (*standoff*) - afastamento ou *standoff* entre o patim onde estão dispostos os botões/eletrodos de medida e a formação. Como cada patim tem uma curvatura fixa (ex.: patim para poço de 8in), há um *standoff* intrínseco à ferramenta entre botões das extremidades no caso de uso do patim em um poço com raio maior do que o raio de curvatura do patim. Quando o patim é corrido em um poço com raio de curvatura menor, este *standoff* ocorre entre os eletrodos do centro do patim. Este tipo de *standoff* é minimizado no processamento através da equalização da resposta dos eletrodos. Mas o ideal é que a ferramenta tenha patins com curvaturas adequadas aos diversos raios de curvatura dos poços (6,125in; 8 in; 8,5 in; 12,25 in). O afastamento da parede também pode surgir quando durante a aquisição, a pressão exercida pelo patim na formação não é suficiente por alguma razão, situação em que passa a haver entre os eletrodos e a formação um espaço que é preenchido pela lama no poço. O *standoff* tem que estar dentro do permitido para a ferramenta conforme suas especificações técnicas de modo a garantir uma boa razão sinal-ruído.

4.6 Efeito de camada adjacente (*shoulder-bed effect*) - efeito comum em imagens de ferramentas que usam o princípio de medida dos 4 terminais, podendo gerar camadas-sombras para camadas que apresentem contraste elevado de resistividade com as camadas adjacentes.

4.7 Efeito *Rollover* - O efeito de mudança de fase do sinal de feições resistivas na imagem de impedância ocorre devido à dependência não linear das medidas de impedância do botão em relação à impedância específica da formação. Esse efeito pode ser removido através do processamento.

4.8 Imagem microrresistiva (*microresistivity imager*) - Imagem adquirida por ferramenta com microeletrodos fixados na superfície dos patins, capazes de gerar uma imagem microrresistiva (no caso das ferramentas de imagem de fluido condutivo e das ferramentas de imagem de fluido não condutivo que usam o princípio de medida dos 4 terminais). A aquisição deste tipo de imagem é comumente referida por imageamento microrresistivo (*microresistivity imaging*).

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	POÇOS	
	TÍTULO:	TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA	
		Folha 7 de 17	NP - 1

4.9 Imagem microelétrica (*microelectrical imager*) - Imagem adquirida por ferramenta com microeletrodos fixados na superfície dos patins, capazes de gerar uma imagem microrresistiva (no caso das ferramentas de imagem de fluido condutivo e das ferramentas de imagem de fluido não condutivo que usam o princípio de medida dos 4 terminais) ou uma imagem de impedância específica correlacionável à microrresistiva (no caso das novas ferramentas desenvolvidas para fluido não condutivo). Estas imagens também podem ser referidas como imagens resistivas.

4.10 Imagens microrresistivas para fluido à base de óleo (*OBM-adapted microrresistivity images*) – imagens microrresistivas para lamas não condutivas adquiridas por ferramentas que medem a diferença de potencial elétrico entre botões (OMRI, OBMI). A corrente alternada é injetada por dois eletrodos posicionados acima e abaixo dos botões que medem a diferença de voltagem. Para cada par de botão calcula-se a resistividade da zona lavada (Rxo) a partir desta diferença de voltagem medida e dos valores conhecidos da corrente injetada e do fator geométrico da ferramenta (i.e. OBMI, OMRI). Portanto, essas ferramentas obtêm a medida de resistividade na zona invadida e não precisam ser calibradas.

4.11 Fraturas de ressecamento ou desidratação nos folhelhos em lama à base óleo ou sintética (*dehydration or desiccation cracks*<sup>1</sup>) - fraturas que se formam na superfície da parede do poço em litologias argilosas que perdem água para o fluido de perfuração não condutivo (i.e. lama à base de óleo ou sintética) no poço.


4.12 Interpretabilidade Geológica (*geologic interpretability*) – qualidade que um perfil de imagem possui de possibilitar, através da visualização direta, a detecção, orientação e classificação das superfícies planares geológicas, e a observação e classificação das texturas das rochas, as quais são usadas em análises de geologia estrutural e/ou sedimentológicas-estratigráficas.

4.13 Interpretabilidade Geomecânica – qualidade que um perfil de imagem possui de possibilitar, através da visualização direta, a detecção, orientação e classificação de indicadores de tensões *in situ* tais como *breakouts* e fraturas induzidas.

1.1 Interpretabilidade Petrofísica – qualidade que um perfil de imagem possui de possibilitar a sua utilização para aplicações petrofísicas qualitativas e/ou quantitativas (ex.: contagem de *netpay*, contagem de *vugs*,...).

4.14 Razão sinal-ruído (*Signal-to-Noise Ratio* ou SNR) - A razão sinal-ruído é um parâmetro inversamente proporcional à quantidade de ruído presente no sinal medido e, portanto, um indicador da qualidade do dado. Quanto menor for a razão sinal-ruído, maior será a quantidade de ruído e, conseqüentemente, a qualidade do dado é menor. No caso das ferramentas de imagem microrresistivas, o efeito de afastamento da parede (*standoff*) é uma das principais causas para a presença de ruído no sinal medido, o qual é oriundo da leitura do sinal na lama ao invés da formação quando há um *standoff* maior do que o tolerável pela ferramenta. A pressão inadequada do patim na formação também favorece a ocorrência de *standoff*. Outros exemplos de causa do aumento do sinal do ruído são a ferramenta operar em uma faixa de resistividade incompatível com a resistividade da formação, o que pode ser evitado com o planejamento adequado da operação de perfilagem, e a falha de funcionamento nos eletrodos.


<sup>1</sup> A utilização de *mudcrack* para estas estruturas ocorre mas é errada porquê este termo em inglês já designa uma estrutura sedimentar primária, a greta de contração.

	<b>ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA</b>	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	<b>POÇOS</b>	
	TÍTULO:	<b>TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA</b>	
			Folha 8 de 17
			NP - 1
			POÇOS/CTPS/QC

## 5 SIGLAS OU ABREVIATURAS

COI – *COMPACT OIL BASE MUD MICROIMAGER*  
 DLIS - *DIGITAL LOG INTERCHANGE STANDARD*  
 EARTH – *EARTH IMAGER*  
 EMeX – *ENHANCED IMAGER EXPLORER*  
 FMEA – *FAILURE MODE AND EFFECT ANALYSIS*  
 FMI – *FORMATION MICRO IMAGER*  
 FMI-HD – *HIGH DEFINITION FORMATION MICRO IMAGER*  
 GEOEXPLORER – *GEOEXPLORER IMAGER*  
 HFBI – *HIGH FIDELITY BOREHOLE IMAGER*  
 IMPEDÂNCIA DO BOTÃO ( $Z_b$ )  
 IMPEDÂNCIA DA FORMAÇÃO ( $Z_f$ )  
 IMPEDÂNCIA DA LAMA ( $Z_m$ )  
 OBMI – *OIL BASE MICRO IMAGER*  
 OMI – *OIL MUD IMAGER*  
 OMRI – *OIL MUD RESERVOIR IMAGER*  
 SPE – *SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS*  
 SPWLA – *SOCIETY OF PETROPHYSICISTS AND WELL LOG ANALYSTS*



	<b>ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA</b>	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	<b>POÇOS</b>	
	TÍTULO:	<b>TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA</b>	
		Folha 9 de 17 NP - 1 POÇOS/CTPS/QC	

## 6 DESCRIÇÃO DOS REQUISITOS FUNCIONAIS E TÉCNICOS

### 6.1 Da Ferramenta de Imagem por Impedância Específica

6.1.1 A ferramenta de perfil de imagem deverá ser composta de:

6.1.1.1 Sonda com braços articulados e patins;

6.1.1.2 Módulo eletrônico contendo ou não ferramenta de orientação;

6.1.1.3 Módulo de alimentação elétrica.

6.1.1.4 Módulo de navegação (i.e. inclinometria, orientação) que deverá ser constituído por acelerômetros triaxiais e magnetômetros triaxiais, cujas medidas dos campos gravitacional e magnético da Terra no sistema de orientação da ferramenta são usadas para calcular os ângulos de orientação da ferramenta e do poço. Este poderá estar inserido no módulo de eletrônica ou constituir ferramenta à parte.

6.1.2 A sonda da ferramenta de perfilagem deverá consistir de:

6.1.2.1 Mandril com seis ou mais braços articulados independentes entre si para otimizar o contato com a formação;

6.1.2.2 Seis ou mais patins articulados para otimizar a cobertura;

6.1.2.3 Os patins deverão conter pelo menos uma dezena de eletrodos de medida cada.

6.1.3 A resolução azimutal da ferramenta poderá variar entre 0,13 in e 0,3 in.

6.1.4 A resolução vertical da ferramenta poderá variar entre 0,24 in e 0,8 in.

6.1.5 A ferramenta deverá ser capaz de gerar uma imagem de boa qualidade passíveis de serem interpretadas com a finalidade de gerar informações para análises geológicas, geomecânicas e petrofísicas frente a formações com resistividade rasa variando de 0,5 ohm.m a 2.000 ohm.m

6.1.6 A velocidade máxima de perfilagem da ferramenta constante de suas especificações técnicas de medida e mecânicas não deverá ser inferior a 950 ft/h.

6.1.7 A ferramenta deverá possuir, no mínimo, a especificação ambiental padrão, que é de temperatura máxima de 350°F (175°C) e pressão de 25000psi.


6.1.8 A cobertura percentual da parede deverá ser de no mínimo 59% para uma fase com diâmetro de 8 in.


6.1.9 A ferramenta deverá ser capaz de registro em poços com diâmetro variando de 7 in a 16 in.


6.1.10 A amostragem vertical da ferramenta de imagem por impedância deverá variar entre 0,1 in e 0,2 in.


6.1.11 A ferramenta deverá ser capaz de registrar em meio a quaisquer fluidos sintéticos utilizados pela Petrobras em perfurações exploratórias e/ou de desenvolvimento.

### 6.2 Das imagens da Ferramenta de Impedância

	<b>ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA</b>	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	<b>POÇOS</b>	
	TÍTULO:	<b>TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA</b>	
		Folha 10 de 17 NP - 1 POÇOS/CTPS/QC	
<p>6.2.1 A ferramenta de imagem por impedância específica da formação deverá fornecer imagens de impedância específica da formação capazes de serem utilizadas para:</p> <p>6.2.1.1 Detecção, orientação e classificação de: superfícies planares geológicas (i.e. acamamentos, fraturas, falhas,...);</p> <p>6.2.1.2 Detecção, orientação e classificação de: indicadores de tensões in situ (breakouts e fraturas induzidas);</p> <p>6.2.1.3 Detecção, orientação e classificação de: artefatos úteis (para análises petrofísicas, geológicas e geomecânicas tais como marcas de amostras laterais, marcas de borracha de testador modular a cabo);</p> <p>6.2.1.4 Caracterização de texturas de rochas sedimentares siliciclásticas, carbonáticas e evaporíticas e de rochas ígneas vulcânicas.</p> <p>6.2.2 A ferramenta deverá fornecer:</p> <p>6.2.2.1 Uma imagem de todo o intervalo perfilado para cada frequência utilizada e/ou modo de processamento do sinal;</p> <p>6.2.2.2 Uma imagem composite constituída pela fusão dos segmentos de diferentes frequências e/ou modos de processamento da impedância específica da formação escolhidos com base na microrresistividade da formação.</p> <p>6.2.2.3 Uma imagem de microrresistividade passível de utilização para aplicações petrofísicas quantitativas (contagem de netpay, caracterização de vugs e fraturas naturais em carbonatos,...). Os módulos de processamento desta imagem deverão estar disponíveis em pelo menos um software comercial gratuitamente para garantir a competitividade deste tipo de ferramenta com outras tecnologias de imagem.</p> <p>6.2.3 A aquisição deverá fornecer dados capazes de gerarem imagens de boa qualidade portadoras de interpretabilidade geológica, geomecânica e petrofísica tanto em poços verticais (rasos ou profundos) quanto em poços direcionais e de alto ângulo (horizontais) independente da profundidade dos níveis investigados desde que as condições ambientais de tipo de fluido, diâmetro, temperatura e pressão estejam dentro das especificações da ferramenta.</p> <p>6.3 <b>Da Aquisição (equipamentos, calibrações, verificações, procedimentos de aquisição,...) de Imagens da Ferramenta de Impedância</b></p>			

	<b>ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA</b>	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	<b>POÇOS</b>	
	TÍTULO:	<b>TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA</b>	
		Folha 11 de 17 NP - 1 POÇOS/CTPS/QC	
<p>6.3.1 A empresa contratada deverá fornecer a ferramenta de perfil de imagem por impedância específica da formação, incluindo módulo de inclinometria em ferramenta à parte ou no próprio corpo da ferramenta de perfil de imagem.</p> <p>6.3.2 A empresa contratada deverá fornecer uma ferramenta reserva para o caso de falha da ferramenta principal.</p> <p>6.3.3 A empresa contratada deverá fornecer:</p> <p>6.3.3.1 Cabine de perfilagem incluindo computador com sistema operacional instalado e operante e monitor exclusivo para o geólogo de poço da Petrobras acompanhar a aquisição dos perfis;</p> <p>6.3.3.2 Contingência para este sistema (i.e. computador reserva com sistema aquisitor instalado).</p> <p>6.3.3.3 Bobina com cabo de perfilagem com extensão suficiente para atingir a profundidade final da fase a ser perfilada;</p> <p>6.3.3.4 Guincho e sistema de adaptação do guincho à torre da sonda de perfuração.</p> <p>6.3.4 O cabo de perfilagem deverá:</p> <p>6.3.4.1 Sustentar a ferramenta durante sua descida no poço, durante a perfilagem seja esta realizada na descida ou na subida, e durante a retirada da ferramenta do poço;</p> <p>6.3.4.2 Permitir a comunicação da mesma com o sistema aquisitor em superfície;</p> <p>6.3.4.3 Fornecer a energia elétrica necessária para o funcionamento adequado da ferramenta dentro do poço.</p> <p>6.3.5 A ferramenta principal e a ferramenta reserva devem estar com as calibrações validadas na base, e as mesmas devem ser apresentadas ao geólogo de campo representante da Petrobras para aprovação antes da ferramenta principal ser descida no poço. No caso de ferramenta que inclua em seu módulo eletrônico a ferramenta de orientação (acelerômetros e magnetômetros triaxiais), a calibração deste também deverá estar válida e ser apresentada.</p> <p>6.3.6 No caso de utilização de ferramenta de orientação à parte, as calibrações da principal e reserva também deverão estar válidas e ser apresentadas.</p> <p>6.3.7 A ferramenta deverá ser verificada no local imediatamente antes da perfilagem e após a realização da mesma. São verificações mínimas para as ferramentas de imagem:</p> <p>6.3.7.1 Verificação da comunicação com o sistema aquisitor e energização da ferramenta;</p>			

	<b>ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA</b>	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	<b>POÇOS</b>	
	TÍTULO:	<b>TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA</b>	
		Folha 12 de 17 NP - 1 POÇOS/CTPS/QC	
<p>6.3.7.2 Verificação dos eletrodos dos patins onde são verificadas as respostas dos eletrodos para resistividades conhecidas;</p> <p>6.3.7.3 Verificação dos calipers onde são registradas as leituras dos calipers da ferramenta com pelo menos dois anéis metálicos com diâmetros internos conhecidos que diferem entre si por pelo menos 3 in (ex.: 8 in e 12 in);</p> <p>Outras verificações poderão ser exigidas após análise dos documentos (publicação de lançamento da ferramenta, manuais da ferramenta,..) entregues como anexos em contratos de perfilagem.</p> <p>6.3.8 As ferramentas de orientação também deverão passar pela verificação de suas leituras conforme procedimento expresso em manual de aquisição, calibrações e verificações das mesmas entregue como anexo em contrato de perfilagem.</p> <p>6.3.9 Em cada descida da ferramenta no poço será realizada primeiramente uma passada repetida com aproximadamente 60 metros de extensão que tem como objetivos o ajuste dos parâmetros de aquisição próprios da ferramenta de forma a otimizar a qualidade da imagem e a comprovação da repetibilidade do registro, a qual é um critério de qualidade das medidas petrofísicas. O geólogo de poço da Petrobras deverá acompanhar a aquisição da corrida repetida em tempo real e alterar os parâmetros de aquisição conforme determinado no programa de perfilagem elaborado pela Aquisição Geológica e Avaliação de Formações.</p> <p>6.3.10 O movimento da ferramenta durante a aquisição dos dados não é uniforme e sua a velocidade não é constante e nem igual à velocidade do cabo de perfilagem. A ferramenta passa por processos de aceleração e desaceleração à medida que se desloca pelo poço devido às prisões e ameaças de prisões. Durante a aquisição esse efeito no perfil de imagem deve ser minimizado através da diminuição do atrito entre a ferramenta e a formação. Assim, no caso de ferramentas que além da pressão das molas, exerçam pressão hidráulica nos patins, a pressão exercida no patim durante a perfilagem deverá ser a menor pressão que possibilite ter a resposta adequada da leitura dos eletrodos de medida confirmada em apresentação de controle de qualidade padrão da ferramenta. O parâmetro da pressão no patim será determinado durante a corrida da seção repetida em concordância com o geólogo de poço, representante da Petrobras.</p> <p>6.3.11 A velocidade de perfilagem durante a aquisição será determinada no programa de perfilagem elaborado pela Aquisição Geológica e Avaliação de Formações da Petrobras respeitando a maior velocidade de perfilagem recomendada nas especificações de medida e mecânicas da ferramenta que constam da publicação de lançamento oficial da mesma e/ou das especificações técnicas entregues como anexo quando da assinatura de contrato de perfilagem. Em geral a velocidade de perfilagem real equivale a 75%-80% da velocidade máxima de perfilagem recomendada para a ferramenta. A velocidade será escolhida tendo como objetivos otimizar a resolução real passível de ser obtida considerando o ambiente de perfilagem real e minimizar as irregularidades no movimento da ferramenta no poço devidas ao arraste da mesma.</p> <p>6.3.12 Caso a ferramenta de imagem por impedância possua a capacidade de permitir a aquisição na descida, o modo de aquisição (se será realizada durante a subida e/ou a descida) será estabelecido no planejamento da operação de perfilagem realizado em conjunto com a equipe de Aquisição Geológica e Avaliação de Formações da Unidade Operacional da Petrobras responsável pelo poço. Entretanto, durante a operação, modificações no programa poderão ser realizadas pela equipe da Petrobras.</p> <p>6.3.13 Durante a aquisição, deverá ser realizado o controle de qualidade dos dados de orientação (i.e. navegação ou inclinometria) em tempo real. Os ângulos de desvio</p>			

	<b>ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA</b>	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	POÇOS	
	TÍTULO:	TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA	
		Folha 13 de 17	NP - 1

(DEVI) e azimute do desvio (HAZI) da ferramenta e/ou do poço calculados a partir das medidas dos acelerômetros e magnetômetros triaxiais e da declinação magnética (fornecida pela Petrobras na documentação de perfilagem oficial) deverão ser comparados com os valores dos mesmos ângulos oriundos do *survey* direcional. O controle de qualidade da orientação deverá ser feito de forma correlata à exposta em Cheung et al. (2007).

6.3.14 O sistema aquisitor deve proporcionar:

6.3.14.1 A verificação em tempo real da qualidade dos dados adquiridos através de: apresentação na forma de perfil na escala 1:40 e/ou em escala de maior detalhe (1:20 ou 1:10) que incluam todas as imagens adquiridas pela ferramenta;

6.3.14.2 Indicadores de qualidade específicos da ferramenta detalhados nos manuais da ferramenta entregues no contrato de perfilagem;

6.3.14.3 Raios independentes e calipers da ferramenta;

Outros requisitos poderão ser determinados em acordo com a Petrobras após análise dos anexos entregues no contrato.

#### 6.4 Do Processamento no Módulo Eletrônico da Ferramenta ou no Sistema Aquisitor da Unidade de Perfilagem

6.4.1 O sistema de aquisição deve ser capaz de armazenar os dados brutos adquiridos durante a perfilagem, os quais deverão ser entregues à Petrobras finda a corrida.

6.4.2 O processamento realizado no módulo eletrônico da ferramenta e/ou no sistema aquisitor deverá prover:

6.4.2.1 As imagens 'brutas' de impedância resistiva (uma para cada frequência utilizada na aquisição e/ou para cada tipo de processamento disponível);


6.4.2.2 Uma imagem 'composite' formada por intervalos das imagens brutas selecionados de acordo com a adequação da frequência de aquisição e/ou modo de processamento do sinal à resistividade rasa da formação.


6.4.3 O sistema aquisitor deverá exportar os dados da ferramenta de imagem por impedância específica no formato *Digital Log Interchange Standard* (DLIS).

#### 6.5 Processamento para Obtenção das Imagens de Microrresistividade e Imagens de Controle de Qualidade das Imagens de Impedância


6.5.1 No caso de ferramenta que não fornecer diretamente uma imagem bruta de microrresistividade passível de utilização em análises petrofísicas quantitativas (ex.: cálculo de *netpay*,...), a companhia prestadora de serviço de perfilagem deverá garantir que os módulos de processamento para obtê-la estejam disponíveis em softwares de processamento comerciais para garantir a competitividade com as demais tecnologias de imagem.

6.5.2 Devido ao princípio físico de aquisição, as medidas realizadas pela ferramenta de imagem por impedância específica são sensíveis a grandes *standoff* e podem apresentar respostas não lineares, o que ocasiona artefatos na imagem gerada. A remoção de *standoff* através de inversão (Yong-Hua et. al., 2014) ou outra técnica também deverá ser passível de ser realizada em módulo de software de processamento e interpretação comercial.

	<b>ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA</b>	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	<b>POÇOS</b>	
	TÍTULO:	<b>TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA</b>	
		Folha 14 de 17 NP - 1 POÇOS/CTPS/QC	
<p>6.5.3 A imagem de microrresistividade proveniente de processamento posterior (ex.: inversão de Yong-Hua et al., 2014) deve ser:</p> <p>6.5.3.1 Consistente em todos os patins e deve promover uma boa delimitação das camadas da rocha.</p> <p>6.5.3.2 Corrigir o efeito de mudança de fase do sinal (<i>rollover effect</i>);</p> <p>6.5.3.3 Permitir a quantificação de <i>netpay</i>;</p> <p>6.5.3.4 Melhorar a acurácia da identificação de camadas resistivas, até mesmo as que possuem espessura fina (*);</p> <p>6.5.3.5 Facilitar a identificação do limite de estruturas como vugs, <i>breakouts</i>;</p> <p>(*) Espessura fina poderá variar de acordo com a resolução da ferramenta.</p>			

	<b>ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA</b>	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	<b>POÇOS</b>	
	TÍTULO:	<b>TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA</b>	
		Folha 15 de 17 NP - 1 POÇOS/CTPS/QC	

- 6.6 **Dos Canais Mínimos do DLIS de uma Imagem de Impedância Específica de Alta Definição**
- 6.6.1 Canais de raios independentes em número (n) correspondente ao número de patins da ferramenta.
- 6.6.2 Canais de calipers correspondentes (n/2).
- 6.6.3 Canais de medida da amplitude da voltagem de retorno do eletrodo que injeta a corrente para cada frequência (número de frequências) e cada patim, sendo o total equivalente ao número de frequências multiplicado pelo número de patins.
- 6.6.4 Canais de amplitude da voltagem de retorno dos eletrodos de retorno para cada patim e frequência, sendo o total equivalente ao número de frequências multiplicado pelo número de patins e pelo número de eletrodos de retorno.
- 6.6.5 Canais de medida da fase da voltagem de retorno de cada eletrodo de retorno de cada patim para cada frequência, sendo o total equivalente ao número de frequências multiplicado pelo número de patins e pelo número de eletrodos de retorno.
- 6.6.6 Canais da magnitude da impedância dos botões/eletrodos dos patins por frequência e, portanto, sendo o total equivalente ao número de impedâncias dos patins multiplicado pelo número de frequências.
- 6.6.7 Canais da fase da impedância dos botões/eletrodos dos patins por frequência e, portanto, sendo o total equivalente ao número de impedâncias dos patins multiplicado pelo número de frequências.
- 6.6.8 Canais com as imagens compostas de cada patim resultantes do processamento downhole/uphole que funde as imagens obtidas a partir do processamento adequado à resistividade do intervalo.


	<b>ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA</b>	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	<b>POÇOS</b>	
	TÍTULO:	<b>TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA</b>	
		Folha 16 de 17 NP - 1 POÇOS/CTPS/QC	

## 7 REQUISITOS TÉCNICOS COMPLEMENTARES

### 7.1 Documentação comprobatória:

- 7.1.1 Patente da ferramenta (detalha o princípio físico e o funcionamento da ferramenta) e patentes associadas à mesma.
- 7.1.2 Publicação técnica de lançamento comercial da ferramenta em fórum técnico de petrofísica e/ou engenharia de petróleo equivalente à SPWLA ou SPE. Publicações de eventos de Petróleo e Gás que não tenham sido revisadas por técnicos de conhecimento reconhecido não serão aceitas. A publicação deverá apresentar: princípio físico de medição incluindo estudos matemáticos e/ou de laboratório da resposta da ferramenta, tabela com especificações da medida e mecânicas, limitações da ferramenta e aplicações comprovadas com estudos de caso.
- 7.1.3 Publicações técnicas escritas posteriormente ao lançamento da mesma.
- 7.1.4 Estudos de caso que deverão contemplar:
- 7.1.4.1 Formações com características litológicas distintas (siliciclásticos, carbonatos, ígneas,...);
- 7.1.4.2 Formações com estruturas e texturas distintas (textura laminada; formações naturalmente fraturadas,...);
- 7.1.4.3 Formações com resistividades rasas distintas, incluindo formações com baixa resistividade rasa (próxima do limite inferior de operação da ferramenta) e baixo contraste de resistividade rasa até formações com resistividade rasa elevada (próxima do limite superior de operação da ferramenta).
- 7.1.5 Resumo dos testes de campo da ferramenta antes de seu lançamento comercial oficial, o qual poderá ser na forma de relatório ou apresentação técnica preparados por especialista na ferramenta da companhia de serviço e deverá incluir um detalhamento das condições de testes pilotos (tipo de fluido não condutivo, características do fluido não condutivo, diâmetro da fase, litologias atravessadas, temperatura, configurações usadas,...) realizados antes da comercialização da ferramenta.
- 7.1.6 Listagem dos principais artefatos (Bourke, 1989; Lofts & Bourke, 1999; Laronga et al., 2011; Bloemenkamp et al., 2014; Chen et al., 2014) aos quais as imagens oriundas da ferramenta estão sujeitas. Esta listagem deverá incluir a descrição detalhada dos mesmos e a forma de mitigação durante a aquisição e/ou o processamento caso exista.
- 7.1.7 Ficha de especificações técnicas
- 7.1.7.1 Das medidas: resolução espacial, resolução horizontal e resolução vertical e profundidade de investigação;
- 7.1.7.2 Mecânicas: número de braços e patins, número de eletrodos de medida, tipo de articulação dos braços, número de raios e calipers gerados, combinabilidade com demais ferramentas de perfilagem a poço aberto.
- 7.1.7.3 Ambientais: diâmetro máximo e mínimo da fase; geometrias de poço; temperatura; pressão;
- 7.1.8 Esquemas de Conjuntos de perfilagem dos quais fazem parte a ferramenta de imagem, procurando incluir as configurações mais usadas e demonstrar a combinabilidade com as ferramentas de imagem acústica.
- 7.1.9 Modelos de perfis de controle de qualidade de campo com canais, parâmetros e resultados das calibrações. Estes devem incluir além das imagens, indicadores de



	<b>ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA</b>	Nº ET-2000.00-1100-612-PPQ-002	REV. 0
	PROGRAMA:	<b>POÇOS</b>	Folha 17 de 17
	TÍTULO:	<b>TECNOLOGIA DE IMAGEM DE ALTA DEFINIÇÃO POR IMPEDÂNCIA RESISTIVA</b>	NP - 1
			POÇOS/CTPS/QC

qualidade específicos para cada ferramenta conforme o disposto no manual das mesmas (7.1.10).

- 7.1.10 Manual de operação da ferramenta com instruções detalhadas: das calibrações na base; dos cuidados no transporte, armazenamento e montagem; das verificações na sonda; dos parâmetros de aquisição com ênfase nos indicadores de qualidade específicos da ferramenta.
- 7.1.11 Listagem completa de parâmetros e canais da ferramenta, incluindo todos os parâmetros e canais conforme disponíveis no site da SPWLA.
- 7.1.12 Documento detalhando os modos de falha da ferramenta, sua criticidade e as formas de mitigação (FMECA).
- 7.1.13 Os documentos devem ser disponibilizados em meio eletrônico (ex.: formatos docx, pdf, tiff, xls,...) em português ou inglês, pelo potencial fornecedor e devem ser disponíveis para análise e aprovação técnica da Petrobras, a qual poderá eventualmente, solicitar os documentos também em papel.

Ferramentas que não possuam algum dos documentos mencionados acima à exceção das publicações adicionais do item 7.1.3 serão referidas como protótipos e não serão aceitas, devendo passar por processo de qualificação junto à Petrobras.