

***Well Logging Analysis* – Análise de diagrfias em  
poços na bacia de Rio Grande do Norte**

**Kâmia Denise Espírito Santo Craveiro**

Dissertação para obtenção de Grau de Mestre em

**Engenharia Geológica e de Minas**

**Júri**

Presidente: Prof. Doutor Amílcar de Oliveira Soares

Orientador: Prof. Doutor António João Couto Mouraz Miranda

Orientadora: Doutora Júlia Cristina da Costa Carvalho

Vogal: Prof. Doutor António José da Costa e Silva

Vogal: Prof. Doutor Manuel Francisco Costa Pereira

**Outubro, 2013**

## **Agradecimentos**

Em primeiro lugar quero agradecer a minha família, em especial a minha mãe e ao meu irmão.

Ao meu orientador, Professor Miranda por me ter sugerido este tema de tese e pelo apoio e grande disponibilidade ao longo de todo o trabalho. Agradeço também à minha co-orientadora Júlia Carvalho.

Aos professores do Departamento de Minas pelos ensinamentos ao longo destes anos em particular aos professores António Maurício, Manuel Francisco, Teresa Carvalho e Paula Neves e Maria Orquídea Neves.

À Partex Oil and Gas por ter fornecido os dados utilizados no presente trabalho e ao engenheiro Luis Guerreiro.

Aos investigadores do Cerena pela ajuda nesta fase, em especial ao Leonardo, Pedro, Ruben e Angela.

A todos os meus colegas e amigos mineiros e não mineiros, sem excepção de ninguém.

E por fim, um especial agradecimento ao Adolfo Cueto.

A todos um grande obrigada!

## **Resumo**

A informação inicial de um projecto de exploração e desenvolvimento petrolífero baseia-se em estimativas. Durante a perfuração de um poço é possível obter um leque variado de informação que permite realizar uma avaliação de formações completa e fidedigna de modo a confirmar e/ou adaptar as estimativas iniciais.

A conjugação de várias fontes de informação para a avaliação de formações é fundamental na redução das incertezas associadas a um projecto petrolífero aumentando assim a segurança nas operações e consequentemente evitando situações cujas consequências são incontrolláveis e/ou os custos impraticáveis.

A identificação da litologia e a determinação de certas características (petrofísicas) que permitem saber a capacidade de produção de um reservatório, podem ser obtidas de medições designadas de diagrfias e que são feitas no próprio poço de exploração ou desenvolvimento.

Neste trabalho começa-se com uma descrição teórica dos métodos ou técnicas deste tipo de avaliação, destacando-se as diagrfias. Posteriormente, recorre-se a um caso de estudo.

O caso de estudo utiliza diagrfias obtidas na bacia do Rio Grande do Norte no Brasil em diferentes áreas. No entanto, para este trabalho apenas se estudou as medições e a ressonância magnética nuclear de um único poço.

Do poço estudado foi possível verificar que algumas formações geológicas abrangidas apresentam comportamento carbonatado e outras comportamento clástico. Verificou-se a presença de água.

Palavras chave: Avaliação de Formações, Diagrfias, Petrofísica, Interpretação, Bacia de Potiguar.

## **Abstract**

During drilling activities it is possible to acquire a wide spread information that can be used in formation evaluation.

It is fundamental that the different sources of information are joined together in a way to reduce the project uncertainties. Because the safety of the operations is enhanced the unbearable costs and uncontrolled situations are prevented.

The lithology identification and the determination of petrophysical characteristics of the formations can be obtained throughout down hole measurements, called well logging. With the petrophysical characteristics it is possible to preview the production capacity of the reservoir.

This paper begins describing superficially the different methods or techniques for the mentioned evaluation focusing on well logging and its interpretation. At the end, to reinforce the acquired knowledge, it was taken as case study *Rio Grande do Norte* basin in Brazil.

For the case study was only used the measurements and the nuclear magnetic resonance of just one well.

On the well it was possible to ascertain that some formations were carbonates while others were clastics and the existence of not salted water. The presence of a pay zone was not clear.

Keywords: Formation Evaluation, Well logging, Petrophysics, Interpretation, *Rio Grande do Norte* Basin.

# Índice

Lista de figuras .....	vii
Lista de tabelas .....	ix
Lista de anexos .....	ix
Lista de abreviaturas .....	x
Lista de incognitas .....	xii
<b>1. Introdução .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Enquadramento geral da tese.....</b>	<b>1</b>
<b>1.2. Objectivos .....</b>	<b>1</b>
<b>1.3. Metodologia .....</b>	<b>2</b>
<b>1.4. Organização do trabalho .....</b>	<b>2</b>
<b>2. Avaliação de formações geológicas .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1. Mud logging.....</b>	<b>3</b>
<b>2.1.1. Análise de gases .....</b>	<b>4</b>
<b>2.1.2. Análise de cuttings .....</b>	<b>5</b>
<b>2.2. Carotagem.....</b>	<b>7</b>
<b>2.3. Testes feitos ao poço .....</b>	<b>8</b>
<b>3. Diagrafias.....</b>	<b>9</b>
<b>3.1. Propriedades das rochas mais importantes para as diagrafias .....</b>	<b>10</b>
<b>3.2. Tipos de diagrafias .....</b>	<b>11</b>
<b>3.2.1. Diagrafias eléctricas.....</b>	<b>12</b>
<b>3.2.1.1. Potencial espontâneo (SP) .....</b>	<b>12</b>
<b>3.2.1.2. Diagrafias de resistividade .....</b>	<b>13</b>
<b>3.2.2. Diagrafias nucleares .....</b>	<b>16</b>
<b>3.2.2.1. Radiação gama (GR) .....</b>	<b>17</b>
<b>3.2.2.2. Diagrafia da densidade (density log) .....</b>	<b>20</b>
<b>3.2.2.3. Diagrafia de neutrão (neutron log).....</b>	<b>21</b>
<b>3.2.2.4. Diagrafia do factor fotoeléctrico (photoelectric factor log) .....</b>	<b>22</b>
<b>3.2.3. Diagrafias acústicas .....</b>	<b>23</b>
<b>3.2.3.1. Diagrafias sónicas (sonic log) .....</b>	<b>24</b>
<b>3.2.3.2. Diagrafias da amplitude da onda sonora (sonic amplitude log) .....</b>	<b>25</b>
<b>3.2.3.3. Diagrafias que consideram todos os tipos de ondas acústicas (array sonic) ..</b>	<b>26</b>
<b>3.2.4. Diagrafias electromagnéticas .....</b>	<b>26</b>

3.2.5.	Diagrafias de Imagem .....	26
3.2.6.	Ressonância magnética nuclear (nuclear magnetic resonance – NMR) .....	29
3.2.7.	Medição do diâmetro do poço (caliper) .....	31
3.2.8.	Dipmeter .....	31
3.2.9.	Temperatura .....	32
3.2.10.	Outras diagrafias .....	32
4.	Aquisição de diagrafias .....	33
4.1.	Wireline .....	33
4.2.	Tough Logging Conditions (TLC) .....	35
4.3.	Measurements While Drilling (MWD) .....	36
4.4.	Logging While Drilling (LWD) .....	38
5.	Reservatórios siliciclásticos e carbonatados .....	40
5.1.	Rochas e reservatórios clásticos .....	40
5.1.1.	Minerais argilosos .....	41
5.2.	Rochas e reservatórios carbonatados .....	43
6.	Caso de estudo – Bacia de Potiguar .....	45
6.1.	Petrel E&P Software Platform .....	45
6.1.1.	Leitura de diagrafias no Petrel E&P Software Platform .....	47
6.2.	Material utilizado no caso de estudo .....	50
6.3.	Metodologia .....	50
6.3.1.	Calcular os parâmetros petrofísicos.....	51
6.4.	Bacia de Potiguar .....	53
6.4.1.	Caracterização Geológica e Estratigráfica .....	54
6.4.2.	Evolução tectónica e sedimentar da bacia .....	55
6.5.	Interpretação e conclusões .....	59
6.5.1.	Interpretação qualitativa .....	59
6.5.1.1.	Diferenciação entre camadas e caracterização litológica.....	59
6.5.1.2.	Identificação dos fluidos.....	64
6.5.1.2.1.	Conclusões da ressonância magnética nuclear (NMR).....	65
6.5.2.	Interpretação quantitativa.....	67
6.5.3.	Algumas considerações.....	67
7.	Conclusão .....	68
8.	Referências Bibliográficas .....	69
9.	Anexos.....	73

## Lista de figuras

Fig. 1 - Fontes de informação para a avaliação de formações. ....	3
Fig. 2 - Unidade de <i>mud logging</i> . Fonte: <a href="http://www.geologinternational.com">http://www.geologinternational.com</a> . ....	3
Fig. 3 - Exemplo de um registo obtido numa unidade de <i>mud logging</i> onde se pode observar diversas curvas, entre elas, no primeiro <i>track</i> o GR, o ROP e o SP, no <i>track</i> seguinte a descrição geológica de acordo com os <i>cuttings</i> . Fonte: <a href="http://www.fieldgeoservices.com/Pages/TraditionalMudlogging.aspx">http://www.fieldgeoservices.com/Pages/TraditionalMudlogging.aspx</a> . ....	4
Fig. 4 - Amostra de <i>Cuttings</i> . Fonte: Ablard, Peter; et al.; 2012. ....	5
Fig. 5 - <i>Shale shaker</i> . Fonte: <a href="http://en.wikipedia.org">http://en.wikipedia.org</a> . ....	6
Fig. 6 - Esq.: Sidewall coring (fonte: <a href="http://www.bakerhughes.com">http://www.bakerhughes.com</a> ). Dir.: Bottom hole coring (fonte: <a href="http://www.halliburton.com">http://www.halliburton.com</a> ). ....	7
Fig. 7 - Exemplo de uma diagrafia. ....	9
Fig. 8 - Representação esquemática do comportamento do SP. Fonte: Ellis, 2008. ....	12
Fig. 9 - Típicas reacções do SP em diferentes formações. Fonte: Glover, 2002. ....	13
Fig. 10 - Representação da zona invadida, zona de transição e zona não invadida. Fonte: Schlumberger, Log Charts. ....	14
Fig. 11 - Esquema da configuração normal (a esquerda) e da configuração lateral (a direita). Fonte: Glove, 2002. ....	15
Fig. 12 - Esquema da configuração dos eléctrodos para LL3 (a esquerda) e LL7 (a direita). Fonte: Glove, 2002. ....	15
Fig. 13 - Típicas reacções de resistividade encontradas nas formações representadas. Fonte: Glove, 2002. ....	16
Fig. 14 - Interações entre o raio gama e um átomo. Fonte: Gomes, 2012. ....	17
Fig. 15 - Exemplo de correlação entre poços. Fonte: <a href="http://www.mxcad.com/petrel01/stratigraphic-modeling">http://www.mxcad.com/petrel01/stratigraphic-modeling</a> . ....	18
Fig. 16 - Típicas reacções de GR para diferentes formações. Fonte: Glove, 2002. ....	19
Fig. 17 - Esquema de sonda para diagrafias de densidade. Fonte: <a href="http://www.glossary.oilfield.slb.com">http://www.glossary.oilfield.slb.com</a> . ....	20
Fig. 18 - Esquema do equipamento de diagrafia de neutrão. Fonte: Ellis, 2008. ....	21
Fig. 19 - Esquema das interações entre neutrões e átomos. Adaptado de Gomes, 2012. ....	22
Fig. 20 - Valores típicos de PEF. Fonte: Glover, 2002. ....	23
Fig. 21 - Ordem de recepção de ondas acústicas. Fonte: Glover, 2002. ....	24
Fig. 22 - Esquema da configuração de uma sonda com dois receptores (a esquerda) e sonda com compensação pela má posição da mesma no poço. Fonte: Glover, 2002. ....	24
Fig. 23 - Exemplo de uma diagrafia sónica. Fonte: Glover, 2002. ....	25
Fig. 24 - Exemplo de uma diagrafia de imagem: Fullbore Formation Microimager. ....	27
Fig. 25 - Exemplo de uma diagrafia de imagem acústica: ultrasonic image log. Fonte: <a href="http://www.spec2000.net/07-acousticimagelog.htm">http://www.spec2000.net/07-acousticimagelog.htm</a> . ....	28
Fig. 26 - Exemplo de uma diagrafia de imagem de densidade. Fonte: <a href="http://www.spec2000.net/07-acousticimagelog.htm">http://www.spec2000.net/07-acousticimagelog.htm</a> . ....	28
Fig. 27 - Representação do momento angular e momento magnético. Fonte: Ellis, 2008. ....	29
Fig. 28 - Esquema da distribuição ideal de T2. Fonte: Ellis, 2008. ....	30
Fig. 29 - Exemplo de uma distribuição T2 do NMR. Fonte: <a href="http://www.petrolog.net/webhelp/physical_analysis/Compute_NMR/CPX_Compute_NMR.htm">http://www.petrolog.net/webhelp/physical_analysis/Compute_NMR/CPX_Compute_NMR.htm</a> . ....	31

Fig. 30 - Unidade de MWD e LWD. Fonte: <a href="http://www.drillingcontractor.org">http://www.drillingcontractor.org</a> e <a href="http://www.worldoil.com">http://www.worldoil.com</a> .	33
Fig. 31 - Elementos de diagrfias Wireline: sonda no poço, o cabo e uma unidade à superfície para receber a informação. Fonte: Ellis, 2008.	34
Fig. 32 - Posicionamento de uma sonda no poço. A sonda estará centrada quando $\delta$ for igual em todas as direcções. Fonte: Serra, 1988.	35
Fig. 33 – A direita, equipamento de TLC. Fonte: <a href="http://www.slb.com">http://www.slb.com</a> .	36
Fig. 34 – <i>Bottom hole assembly</i> . Fonte: <a href="http://www.bakerhughes.com">http://www.bakerhughes.com</a> .	37
Fig. 35 – Exemplo de um bottom hole assembly. Fonte: <a href="http://www.slb.com">http://www.slb.com</a> .	39
Fig. 36 - Sistema petrolífero. Onde está indicada a migração do hidrocarbonetos (Migration) e a rocha selante (Entrapment). Fonte: <a href="http://ugmsc.wordpress.com/2011/03/30/one-day-course-review-hydrocarbon-prospect-in-western-indonesia/">http://ugmsc.wordpress.com/2011/03/30/one-day-course-review-hydrocarbon-prospect-in-western-indonesia/</a> .	40
Fig. 37 - Esquema dos diferentes tipos de dispersão que a argila pode apresentar. Fonte: Glover, 2002.	42
Fig. 38 - Classificação de Dunham de rochas carbonatadas. Por exemplo o <i>mudstone</i> (argilito) é uma rocha carbonatada cuja matriz é suportada por micrite e menos de 10% dos clastos são maiores de 0.25 mm. Adaptado de: <a href="https://www2.imperial.ac.uk/earthscienceandengineering/rocklibrary/">https://www2.imperial.ac.uk/earthscienceandengineering/rocklibrary/</a>	43
Fig. 39 – Arquitectura do poço interactiva para optimização da posição do poço em reservatórios argilosos. Fonte: <a href="http://www.software.slb.com">http://www.software.slb.com</a> .	45
Fig. 40 - Predição de uma falha na análise e fracturas. Fonte: <a href="http://www.software.slb.com">http://www.software.slb.com</a> .	46
Fig. 41 – Correlação entre poços e modelação petrofísica. Fonte: <a href="http://www.software.slb.com">http://www.software.slb.com</a> .	46
Fig. 42 - Definição da posição dos poços.	47
Fig. 43 - Definição do sistema de coordenadas de referência.	48
Fig. 44 - Funcionalidade " <i>New well section</i> ".	48
Fig. 45 - Janela do input onde se podem ver os poços inseridos.	49
Fig. 46 - Alteração de templates.	49
Fig. 47 - Calculadora.	50
Fig. 48 - Localização da bacia em estudo. Fonte: <a href="https://maps.google.pt">https://maps.google.pt</a> .	53
Fig. 49 - Separação do supercontinente Gondwana. Fonte: Bryant, Ian; et al., 2012.	56
Fig. 50 - Sistema de riftes cretácicos do nordeste brasileiro. Fonte: Soares, 2000.	57
Fig. 51 - Zona A.	59
Fig. 52 - Zona B.	60
Fig. 53 - Zona C1.	61
Fig. 54 - Zona C2.	62
Fig. 55 - Picos de GR na zona B3.	64
Fig. 56 - <i>Crossover</i> na zona de água.	65

## Lista de tabelas

Tabela 1 - Informações relacionadas com o tipo de isótopo radioactivo. ....	18
Tabela 2 - Informação que se obtém do rácio Th/U. ....	19
Tabela 3 - Densidades encontradas nas litologias mais comuns. Fonte: Rider, 2000.....	21
Tabela 4 - Classificação granulométrica. Fonte: Costa, 2008.....	41
Tabela 5 - Formações geológicas presentes na bacia de sedimentação em estudo. ....	55
Tabela 6 - Tabela cronoestratigráfica desde o Jurássico Médio ao Cretácico Superior. Adaptado de <a href="http://www.stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2013-01Portuguese_PT.pdf">http://www.stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2013-01Portuguese_PT.pdf</a> . ....	58
Tabela 7 - Resumo das conclusões da análise qualitativa.....	66
Tabela 8 - Resultados obtidos. ....	67

## Lista de anexos

Anexo A 1 - Resumo dos tipos de diagrfias. ....	73
Anexo A 2 - Diagrfia 1 - Track 1: radiação gama, caliper, e bit size. Track 2: Potencial espontâneo. Track 3: Resistividades. Track 4: Densidade e neutrão. Track 5: factor fotoeléctrico. Track6: tempo de propagação, sónico. Track 7: Profundidade.....	74
Anexo A 3 - Diagrfia 2 - Track 1: Radiação gama e radiação gama compensada. Track 2: Radioactividade do potássio. Track 3: Radioactividade do tório. Track 4: Radioactividade do urânio. Track 5: Rácio Th/U. Track 5: Profundidade. ....	75
Anexo A 4 - Poço produtor.....	75
Anexo A 5 - Poço seco. ....	75
Anexo A 6 - Ressonância magnética nuclear fornecida. ....	75
Anexo A 7 - Legenda da ressonância magnética nuclear.....	75

## Lista de abreviaturas

AHT20	<i>Array Induction Two Foot Resistivity A20</i>
AHT60	<i>Array Induction Two Foot Resistivity A60</i>
AHT90	<i>Array Induction Two Foot Resistivity A90</i>
BHA	<i>Bottom Hole Assembly</i>
BHTV	<i>Borehole Televiewer</i>
BS	<i>Bit size</i>
CGR	<i>Gamma Ray Contribution from Thorium and Potassium</i>
CSES	<i>Cable side entry sub</i>
DST	<i>Drillstem test</i>
DT	<i>Interval Transit Time over 24 Inch Interval</i>
DWCH	<i>TLC docking head</i>
Eon	<i>Eonotema</i>
Era	<i>Eratema</i>
ES	<i>Electrical survey</i>
FID	<i>Flame ionization detector</i>
GR	<i>Gamma ray</i>
HCAL	<i>Caliper Calibrated</i>
HMNO	<i>Micro Normal Resistivity</i>
IES	<i>Induction electrical survey</i>
IGR	<i>Gamma ray index</i>
ISFL	<i>Induction spherically focused log</i>
KB	<i>Kelly bushing</i>
LAS	<i>Log ASCII Standart</i>
LL	<i>Laterolog</i>
LWD	<i>Logging While Drilling</i>
M.a.	<i>Milhões de anos</i>
MDT	<i>Modular Formation Dynamics Tester</i>
ML	<i>Microlog</i>
MLL	<i>Microlaterolog</i>
MSFL	<i>Microspherically focused log</i>

MWD	<i>Measuring While Drilling</i>
NMR	<i>Nuclear Magnetic resonance</i>
NPHI	<i>Neutron Porosity</i>
PDC	<i>Polycrystalline diamond compact</i>
PEF	<i>Photoelectric factor</i>
PEFZ	<i>Standard Resolution Formation Photoelectric Factor</i>
PL	<i>Proximity log</i>
PLT	<i>Production logging tool</i>
POTA	<i>Potassium</i>
p.u.	<i>Porosity units</i>
PWCH	<i>Pump down wet connector head</i>
RCI	<i>Reservoir characterization Instrument</i>
RDI	<i>Reservoir description toll</i>
RHOZ	<i>Standard Resolution Formation Density</i>
ROP	<i>Rate of penetration</i>
SCAL	<i>Special core analysis</i>
SFL	<i>spherically focused log</i>
SP	<i>Spontaneous potential</i>
SPHI	<i>Sonic Porosity</i>
SSP	<i>Static Spontaneous potential</i>
T1	<i>Longitudinal relaxation time</i>
T2	<i>Transverse relaxation time</i>
THOR	<i>Thorium</i>
TLC	<i>Tough logging Conditions</i>
u.p.	<i>Unidades de profundidade</i>
URAN	<i>Uranium</i>

### Lista de incognitas

$\alpha$	Radiação alfa
$\beta$	Radiação beta
$\gamma$	Radiação gama
$R_o$	Resistividade da rocha quando 100% saturada de água
$R_w$	Resistividade da água presente na rocha
$R_i$	Resistividade da zona intermédia
$R_t$	Resistividade da zona virgem
$R_{xo}$	Resistividade da zona invadida
$\Delta t$	Intervalo de tempo de uma onda sonora
$F$	Factor de formação
$a$	Factor de tortuosidade
$k$	Permeabilidade
$m$	Factor de cimentação
$n$	Factor de saturação
$\phi$	Porosidade

# **1. Introdução**

## **1.1. Enquadramento geral da tese**

A recuperação de hidrocarbonetos, acumulados em rochas a diferentes profundidades, requer um projecto cujo desenvolvimento envolve um bom conhecimento de variadas disciplinas e de diversas especialidades.

Inicia-se o projecto com a pesquisa e a prospecção de sistemas petrolíferos em bacias de sedimentação. Esta prospecção é feita através de métodos indirectos, nomeadamente os métodos geofísicos, sendo a sísmica de reflexão a técnica mais utilizada na indústria petrolífera.

Caso sejam encontradas condições favoráveis a acumulação de hidrocarbonetos recuperáveis, inicia-se as fases de exploração e de desenvolvimento do(s) reservatório(s). Esta fase envolve a perfuração de um ou mais poços onde se fazem diversas medições para a avaliação das formações. Esta avaliação permite adaptar constantemente o modelo ou plano de perfuração previsto segundo a informação que vai sendo obtida e permite também, entre outros propósitos, a determinação da capacidade de recuperação de um reservatório. Na indústria petrolífera, as diagrfias podem ser utilizadas para esta avaliação de formações.

O presente trabalho dedica-se ao estudo e a aplicação de um caso prático da análise de diagrfias para uma avaliação de formações.

## **1.2. Objectivos**

Para a tese que se apresenta podem ser destacados dois objectivos gerais e outros objectivos secundários.

Como objectivos principais está a aquisição de competências necessárias para a análise e interpretação de diagrfias, o que inclui a compreensão dos seus fundamentos teóricos e princípios físicos bem como o funcionamento dos seus principais equipamentos e do programa de leitura das medições e por fim a interpretação das medições.

Relativamente ao caso prático em si, tem-se como objectivo principal reconhecer quais as camadas que poderão ser um reservatório petrolífero recuperável. Recorrendo as dados fornecidos pela Partex Oil and Gas referentes a uma bacia de sedimentação no Rio Grande do Norte no Brasil. Os nomes das formações geológicas apresentados são fictícios.

Para esse efeito, estabeleceram-se também varios objectivos secundários necessários para atingir os principais:

- Identificação da(s) formação(ões) que poderá(ão) ser reservatório(s);
- Identificar o tipo de fluido(s) que está(ão) presente/s;
- Determinar da saturação de fluidos da formação;
- Identificação das litologias;
- Analise doutras informações que possam ser obtidas dos dados disponíveis.

### **1.3. Metodologia**

O trabalho iniciou com um levantamento bibliográfico (presente nas referências bibliográficas), abrangendo a avaliação de formações mas dando maior destaque ao funcionamento, princípios de medições e aquisição de diagrfias. Fez-se também uma breve referência as principais características das principais rochas que formam reservatórios.

De seguida passou-se a análise dos dados fornecidos. Iniciou-se com o enquadramento geológico e tectónico da bacia estudada e posteriormente a análise propriamente dita das diagrfias. As diagrfias utilizadas para a interpretação, e as que se mostram no trabalho, provêm do software *Petrel E&P Software Platform*. Utilizou-se também como fonte de informação adicional a ressonância magnética nuclear fornecida do poço estudado.

### **1.4. Organização do trabalho**

Deste modo, o trabalho está organizado essencialmente em duas partes. A primeira, de cariz mais teórico, consiste na descrição das fontes de informação que podem ser utilizadas na avaliação de formações, dando maior destaque as diagrfias, aos principais tipos e respectivos princípios de funcionamento.

A segunda parte, mais prática, consiste na aplicação do conhecimento obtido na primeira parte ao caso de estudo, a bacia de Rio Grande do Norte. No final foram avançadas algumas conclusões da análise que foram confrontadas com os responsáveis da empresas fornecedora dos dados.

## 2. Avaliação de formações geológicas

Esta avaliação cobre um leque variado de medições e técnicas de análise que têm como objectivo complementar a definição dos limites dos reservatórios e determinar a capacidade de armazenamento de hidrocarbonetos, presença e tipo de hidrocarbonetos, capacidade de produção e valor económico (Gomes, 2011).

Recorre-se à amostras, como *cuttings* e carotes de sondagem, que se colhem durante a perfuração, a testes e a diagrfias. A figura abaixo apresenta esquematicamente a origem da informação para a avaliação de formações.

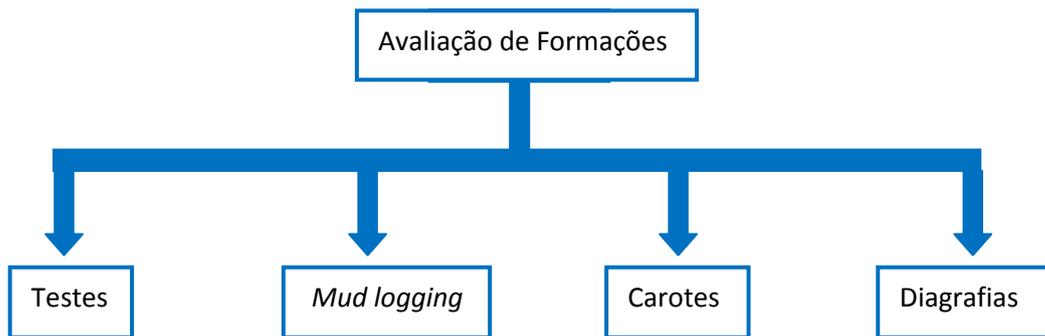


Fig. 1 - Fontes de informação para a avaliação de formações.

### 2.1. *Mud logging*

O *mud logging*, ou registo da lama, é uma operação de carácter contínuo feita durante a perfuração. Este tipo de medições podem apontar zonas que exijam obtenção de informação adicional, como por exemplo através de diagrfias e/ou testes mais extensivos. Podem também diminuir a ambiguidade de outras fontes de informação. A figura 2 mostra uma unidade de *mud logging*, instalada no local da perfuração.



Fig. 2 - Unidade de *mud logging*. Fonte: <http://www.geologinternational.com>.

A informação da unidade de *mud logging* provém de sensores colocados em vários pontos da sonda e da análise de *cuttings* e gases associados ao retorno da lama de perfuração.

É importante no controle de perdas de lama para a formação geológica e na avaliação da pressão da lama de perfuração, permitindo obter alguns parâmetros da formação, cálculo da profundidade, índice de penetração da perfuração (ROP) e otimização da perfuração, como na otimização da hidráulica da perfuração, percurso do poço, controlo de pressões, entre outros (Bradley, 1992).

A figura 3 mostra um exemplo da informação obtida nesta unidade.

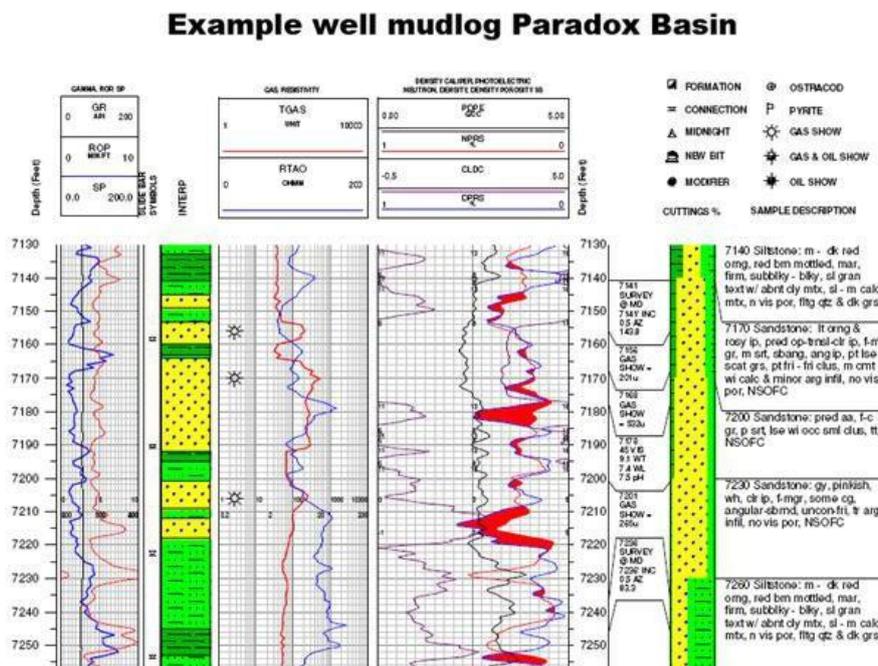


Fig. 3 - Exemplo de um registo obtido numa unidade de *mud logging* onde se pode observar diversas curvas, entre elas, no primeiro track o GR, o ROP e o SP, no track seguinte a descrição geológica de acordo com os *cuttings*. Fonte: <http://www.fieldgeoservices.com/Pages/TraditionalMudlogging.aspx>.

### 2.1.1. Análise de gases

A análise de gases é realizada com os seguintes objectivos:

- Controlo/monitorização do equilíbrio entre as pressões das formações geológicas e da lama evitando ocorrência de *kick* ou mesmo *blowout*;
- Verificar a presença ou não de hidrocarbonetos e obtenção da sua composição e concentração se possível;
- Controlo de outros gases que possam causar danos à saúde humana ou ao funcionamento do equipamento.

Para este tipo de análise é necessário recolher uma amostra de gás e para esse fim existem diversos métodos e equipamentos como, por exemplo, o dispositivo designado de armadilha de gás (*gas trap*).

Existem diversos equipamentos para a detecção de hidrocarbonetos e outros gases, os mais comuns são o detector de chama de ionização (*flame ionization detector* - FID) e a análise cromatográfica de gases. O primeiro é utilizado unicamente para a detecção de hidrocarbonetos através da combustão da amostra. O segundo permite obter a composição e concentração individual dos diferentes componentes dos hidrocarbonetos devido às diferenças de solubilidade ou através da difusão diferenciada por intermédio de uma membrana molecular.

A análise de gases é extremamente importante na detecção de gases que podem surgir numa exploração petrolífera para além de hidrocarbonetos, como é o caso do dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), o sulfureto de hidrogénio (H<sub>2</sub>S), o hélio (He), o azoto (N) e o hidrogénio (H). A detecção de H<sub>2</sub>S, por se tratar de um gás tóxico mesmo em pequenas concentrações, deve ser feita o mais rapidamente possível.

### 2.1.2. Análise de *cuttings*

Durante a perfuração, o corte da rocha origina detritos de variadas dimensões. Estes detritos, designados de *cuttings*, são recuperados através da circulação da lama de perfuração, o mais frequentemente possível. O estudo litológico da unidade de *mud logging* depende da análise deste tipo de amostras. A figura 4 mostra uma amostra de *cuttings*.

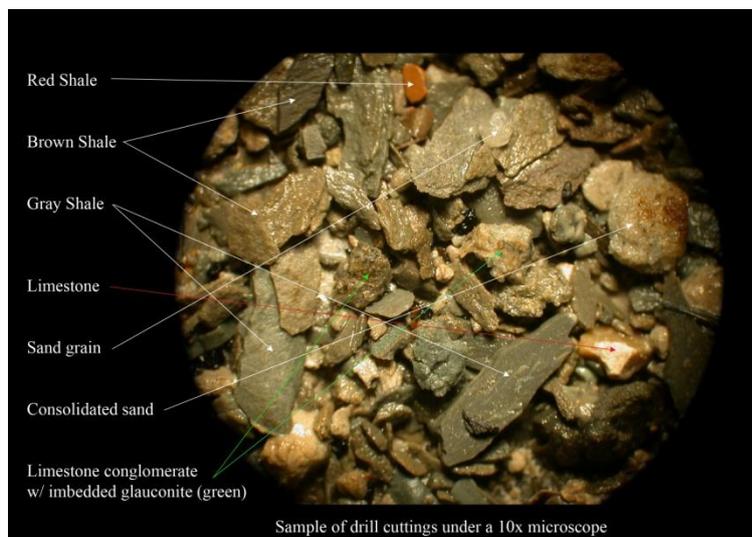


Fig. 4 - Amostra de *Cuttings*. Fonte: Ablard, Peter; et al.; 2012.

Os detritos de rocha são colhidos no *shale shaker* (fig.5). De seguida são lavados cuidadosamente em crivos para remoção da lama, *cavings* e areias. Após a lavagem, secam-se as amostras no forno na unidade de registo de lama, no entanto, uma parte é analisada ainda molhada ao microscópio.



Fig. 5 - Shale shaker. Fonte: <http://en.wikipedia.org>

O tamanho dos detritos depende do tipo de lama de perfuração, da consolidação, do tamanho dos grãos e da cimentação da formação geológica, do tipo de ferramenta de perfuração (Ablard, Peter; et al., 2012).

De seguida, são examinados ao microscópio para a determinação da litologia, manchas de óleo e porosidade. Feito este exame é possível realizar a descrição da amostra contendo:

- Tipo de Rocha;
- Cor;
- Dureza;
- Descrição dos grãos (relativamente ao tamanho, forma, distribuição);
- Cimentação e matriz (abundância, natureza);
- Acessórios (fósseis ou outros elementos não comuns);
- Estimação da porosidade;
- Indicações da presença de hidrocarbonetos.

Existem diversos métodos para detectar a presença de hidrocarbonetos em *cuttings*, nomeadamente através da fluorescência, reacções com alguns químicos, odor característico, entre outros.

A avaliação de *cavings* dá informação acerca da estabilidade do poço e permite avaliar as pressões das formações.

Para que a amostragem de *cuttings* seja precisa permitindo a correcta caracterização litológica e controle de *washouts* é necessário saber a que formações correspondem os *cuttings* que se vão obtendo durante a perfuração. Deste modo, é importante o cálculo do *lag time*, ou seja, do

tempo que os *cuttings* demoram a chegar desde o local onde foram originados até à superfície. O *lag time* depende das dimensões das tubagens por onde passa a lama, da capacidade de movimentação/bombagem da lama e das próprias características da lama, como por exemplo da sua capacidade de suspender *cuttings*.

## 2.2. Carotagem

A carotagem ou *coring* consiste na obtenção de amostras sólidas do subsolo em forma cilíndrica, chamadas *cores* ou carotes.

Na indústria petrolífera, as carotes são utilizados para avaliar o potencial de produção de um reservatório de hidrocarbonetos.



Fig. 6 - Esq.: Sidewall coring (fonte: <http://www.bakerhughes.com>). Dir.: Bottom hole coring (fonte: <http://www.halliburton.com>).

A carotagem pode ser feita através de uma broca de carotagem com movimentos percursivos ou rotativos.

Para a recuperação da carote utiliza-se um amostrador que é um equipamento específico tubular de aço colocado imediatamente acima da broca de carotagem, onde a carote obtida está, idealmente, o mais inalterada possível pelas actividades de perfuração. A estrutura de um amostrador depende do material a perfurar (brando ou não, estável, resistente, alterado, frágil) e do tipo de coroa de perfuração a ser utilizada.

A carotagem rotativa pode ser dividida em carotagem durante a perfuração (*bottom hole coring*) e a carotagem feita após a perfuração (*sidewall coring*) (fig.6). Esta última pode apresentar uma boa alternativa à carote contínua tendo em conta o custo, a eficiência e o tempo de recuperação.

Após a recuperação das carotes, estas são transportadas para um armazém de recolha de amostras para o seu processamento e onde, posteriormente, é feito o estudo de saturações, porosidade, permeabilidade, análise petrográfica ao microscópio e outros testes especiais designados por *Special Core Analysis (SCAL)*.

### 2.3. Testes feitos ao poço

Durante a perfuração são feitos diversos tipos de testes para diversos fins. Os resultados destes, em combinação com a informação geológica, geofísica e petrofísica, permitem fazer um modelo do reservatório para prever o comportamento e a recuperação de fluidos do poço para diferentes cenários (Bourdet, 2002).

Este tipo de testes podem ser feitos durante a perfuração ou durante a produção, deste modo não são apenas úteis na avaliação de formações. O *drillstem testing* (DST) é de utilização comum pois permite confirmar as hipóteses de exploração obtidas até ao momento e estabelecer um plano base da produção dinâmica que o poço possa vir a ter.

Existem muitos outros testes que se podem fazer num poço *open hole*, como é o caso dos testes feitos com ferramentas *Wireline*, tais como o MDT (*Modular Formation Dynamics Tester*) da Schlumberger, o RDT (*Reservoir Description Tool*) da Halliburton e RCI (*Reservoir Characterization Instrument*) da Baker Atlas. Além dos testes feitos em poços *open hole* também se fazem testes em poços completados como por exemplo testes de produção.

### 3. Diagrafias

Diagrafias (*well logging* em inglês) correspondem à informação relativa às características das formações rochosas, medidas a diferentes profundidades através de aparelhos introduzidos no poço. A informação recolhida tem a forma de registo gráfico *versus* profundidade. Na figura 7 pode ver-se um exemplo de uma diagrafia com várias medições, estando no primeiro track medições de radioactividade, tensão, potencial espontâneo, caliper, tamanho da broca. No segundo track pode observar-se medições de densidade, neutrão e da correcção da densidade.

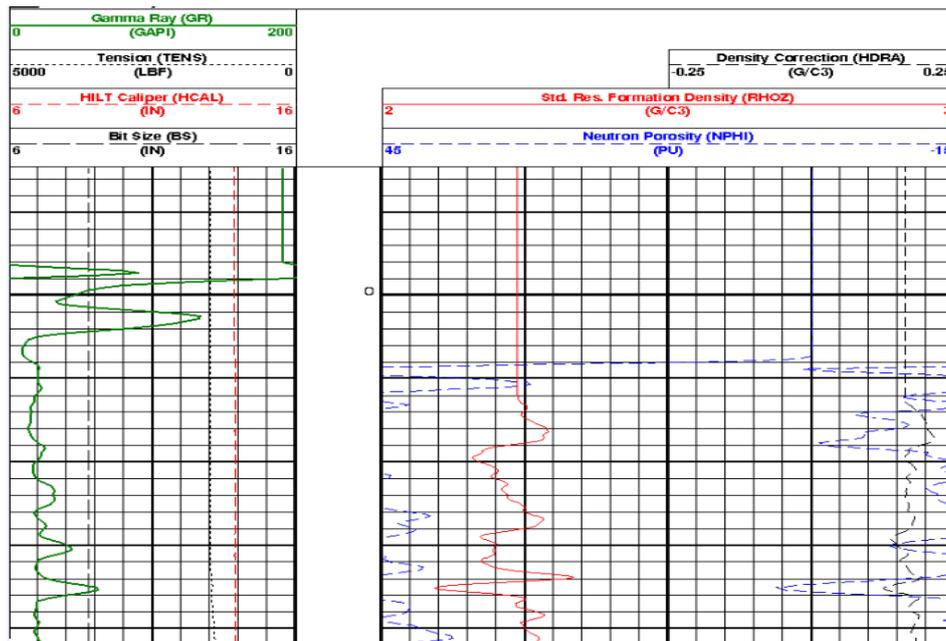


Fig. 7 - Exemplo de uma diagrafia.

Na indústria petrolífera, as diagrafias são utilizadas na definição de parâmetros físicos ligados tanto a propriedades geológicas como petrofísicas. Assim as medições permitem caracterizar a litologia, a porosidade, entre outras. São também utilizadas na obtenção de informações relativas aos fluidos contidos nas formações geológicas, na identificação de zonas produtivas de hidrocarbonetos e ainda na distinção do tipo de hidrocarbonetos e na estimação das suas reservas.

Além da avaliação da formação realizada de poço a poço, as diagrafias também podem ser utilizadas para a avaliação da completação e produção de um poço onde se verifica a qualidade da cimentação, a corrosão do poço, entre outros.

### 3.1. Propriedades das rochas mais importantes para as diagrfias

A análise de diagrfias é feita através de uma série de parâmetros que permitem o conhecimento do comportamento petrofísico e dinâmico dos reservatórios. Alguns dos parâmetros necessários são obtidos directamente das diagrfias enquanto que outros são obtidos através de cálculos utilizando a informação proveniente das mesmas. Os parâmetros petrofísicos mais importantes são: a porosidade, a permeabilidade, as saturações em fluidos e a resistividade. Estas propriedades podem ser definidas por:

- Porosidade ( $\phi$ )

Representa a fracção do volume total da formação que não está preenchida pelos constituintes sólidos da formação:

$$\phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \quad [18]$$

Onde  $\phi_t$  é a porosidade total,  $V_p$  o volume de poros,  $V_s$  o volume de sólidos e  $V_t$  o volume total da rocha.

A porosidade é uma quantidade adimensional, sendo expressa em percentagem, fracção (por exemplo: rochas com 0,3 de porosidade) ou em unidades de porosidade (p.u.).

- Permeabilidade ( $k$ )

Uma rocha é tanto mais permeável quanto mais facilmente um fluido de certa viscosidade se mover através da mesma. É determinada experimentalmente através da Lei de Darcy:

$$Q = k \frac{1}{\mu} \frac{S}{h} (P_1 - P_2) \quad [22]$$

Sendo  $Q$  o caudal de fluxo,  $\mu$  a viscosidade do fluido,  $S$  a área da secção,  $h$  a espessura do material,  $P_1$ ,  $P_2$  pressões e  $k$  a permeabilidade absoluta.

Quando na rocha esta presente mais do que um único fluido, a permeabilidade de cada um dos fluidos em particular designa-se por permeabilidade realtiva.

As unidades utilizadas são Darcy (D) e miliDarcy (mD).

- Resistividade

A resistividade é a medida de oposição ao fluxo de uma corrente eléctrica apresentada por um dado material, sendo portanto o oposto da condutividade e pode ser determinada através da fórmula:

$$R = \frac{\Delta E A}{I L} \quad [15]$$

Onde  $R$  é a resistividade (ohm.m),  $\Delta E$  o diferencial de potencial através da amostra (V, Volts),  $I$  a corrente eléctrica (A, amperes),  $A$  a área da secção de corte perpendicular ao fluxo da corrente eléctrica (m<sup>2</sup>) e  $L$  o comprimento da amostra (m).

- Saturação em fluidos

A saturação de um fluido numa formação é a razão entre o volume ocupado pelo fluido e o volume total de poros ( $V_p$ ), ou seja, é a fracção da porosidade ocupada pelo fluido em questão.

Se o fluido em questão for água, a saturação é dada por:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad [22]$$

Sendo  $V_w$  o volume da água.

Na interpretação de diagrfias há uma equação que toma um papel de relevo pois quase todas equações têm-na como base, a Equação de Archie:

$$S_w = \left( \frac{R_w}{\phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad [17]$$

Sendo  $S_w$  a saturação em água,  $R_w$  e  $R_t$  a resistividade da água presente na formação e resistividade verdadeira da formação respectivamente,  $\phi$  a porosidade da formação,  $m$  o expoente de cimentação e  $n$  o expoente de saturação. Estes últimos expoentes são determinados laboratorialmente e dependem da tortuosidade dos poros e da molhabilidade da rocha respectivamente.

Sabendo a saturação em água facilmente se obtém a saturação do outro fluido presente nos poros, se estiver presente, pois a soma das saturações é 100%.

### 3.2. Tipos de diagrfias

As medições realizadas podem ser obtidas de fenómenos espontâneos ou de fenómenos induzidos, isto é, fenómenos que surgem como resposta a uma emissão que excita as formações geológicas. Neste caso, a sonda receptora funciona também como fonte.

As fontes podem ser agrupadas em três tipos: eléctricas (emissão de sinais eléctricos), sónicas (emissão de sinais acústicos) e nucleares (emissão de raios gama ou neutrões) (Serra, 1988).

Em relação aos fenómenos espontâneos, as medições podem ser: radioactividade natural do raio gama (*gamma ray*), potencial espontâneo, temperatura da formação, diâmetro do poço e inclinação.

Relativamente aos fenómenos induzidos, as medições que podem ser feitas são: resistividade, acústicas e nucleares.

### 3.2.1. Diagramas eléctricos

Para medir as propriedades eléctricas de uma formação tanto se pode medir a resistividade da mesma como as voltagens espontâneas. A medição destas últimas designa-se diagramas de potencial espontâneo ou SP.

#### 3.2.1.1. Potencial espontâneo (SP)

As diagramas de potencial espontâneo medem o diferencial de potencial eléctrico entre um eléctrodo no interior do poço e a superfície. Na figura 8 está um exemplo da medição de SP, onde pode observar-se a reacção do SP para diferentes formações em relação a *shale base line*.

O diferencial de potencial resulta dos diferentes fluxos que as cargas podem ocorrer nas diferentes formações geológicas. Estes fluxos podem ser devido às interacções eléctricas dos constituintes químicos das rochas (origem electroquímica) ou devido ao movimento de fluidos contendo iões condutores.

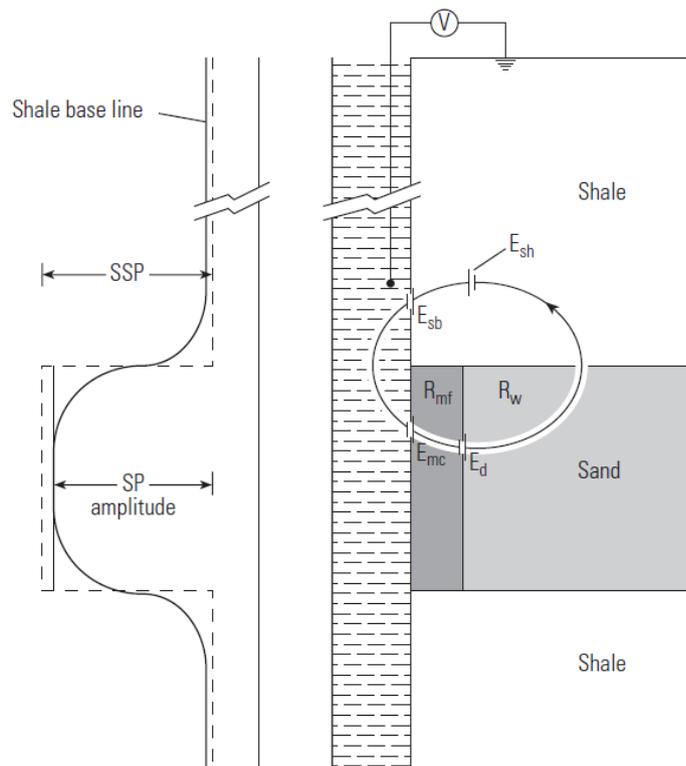


Fig. 8 - Representação esquemática do comportamento do SP. Fonte: Ellis, 2008.

As medições de SP são apenas relativas, ou seja, apenas se estudam as suas deflexões em relação a um valor constante. A amplitude da deflexão do SP chama-se *static spontaneous potential* (SSP). Para uma lama de perfuração de salinidade inferior à dos fluidos da formação, as zonas permeáveis apresentarão baixos valores de SP.

Deste modo, o SP é utilizado para identificação de camadas impermeáveis, como as formações argilosas, e zonas permeáveis, como arenitos. Também é utilizado na determinação

da resistividade da água presente nas formações e na determinação do volume da fracção argila.

Na imagem abaixo encontram-se as reacções de SP que algumas formações geralmente apresentam.

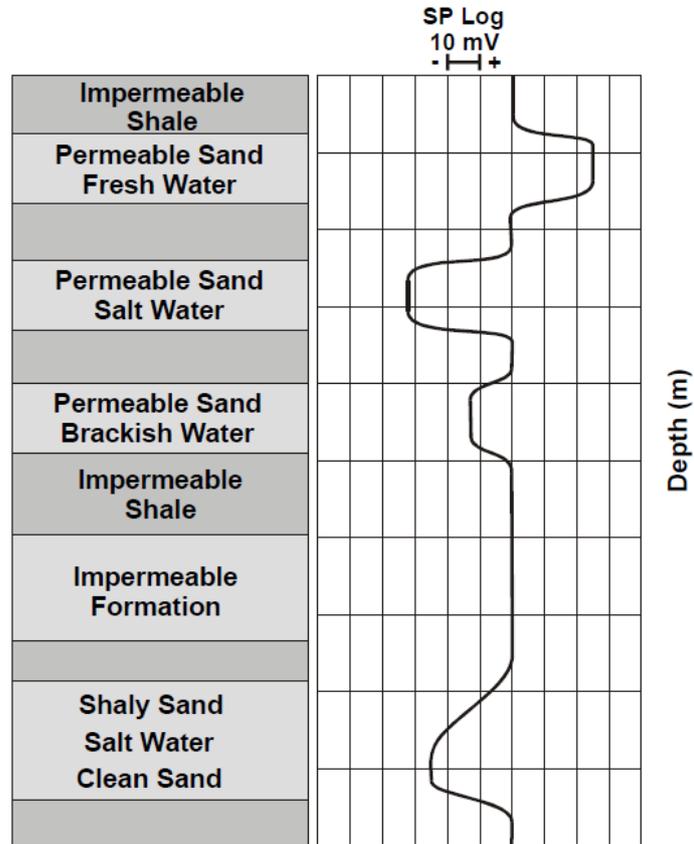


Fig. 9 - Típicas reacções do SP em diferentes formações. Fonte: Glover, 2002.

### 3.2.1.2. Diagramas de resistividade

Para a determinação da resistividade das formações geológicas e dos seus constituintes mede-se a resistividade da zona de maior invasão por parte do fluido de perfuração, a chamada "flushed zone" ( $R_{xo}$ ), mede-se também a resistividade da zona intermédia ou de transição ( $R_i$ ) e da zona não invadida ou virgem ( $R_v$ ). Esta última é considerada ser muito próxima à verdadeira resistividade da formação. Estas zonas podem ser facilmente identificadas na figura 10.

Quando ocorre invasão da lama na formação, a lama substitui os fluidos presentes nos poros da formação preenchendo-os por completo. Com o aumento da distância ao poço o volume de lama invasora vai reduzindo até não haver invasão nenhuma. Deste modo, numa única região as resistividades medidas variam em função da distância ao poço, havendo diferentes equipamentos para diferentes profundidades de investigação.

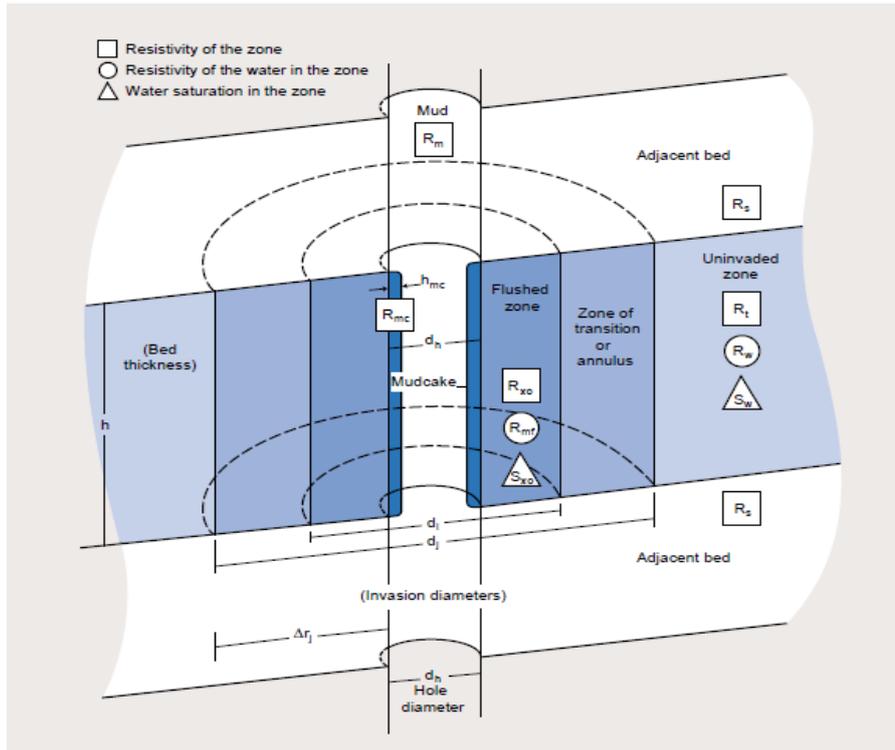


Fig. 10 - Representação da zona invadida, zona de transição e zona não invadida. Fonte: Schlumberger, Log Charts.

Para as medições de resistividade, recorre-se a eléctrodos ligados a uma fonte de energia e a corrente eléctrica flui dos eléctrodos para a formação e a resposta desta (o diferencial de potencial) é recolhida por outro conjunto de eléctrodos.

Estas diagrfias podem ser convencionais (*electrical survey* – ES) e *laterolog* (LL). No caso das convencionais, a corrente de intensidade conhecida passa entre os eléctrodos de corrente (A e B) e a medição é feita entre dois eléctrodos de potencial (M e N).

As diagrfias convencionais apresentam vários arranjos de eléctrodos, podendo ser *normal* (*short* e *long* consoante o espaçamento entre o eléctrodo A e M, menor ou maior, respectivamente) ou *lateral*. Na figura 11 está representada a configuração normal e lateral destas diagrfias.

As diagrfias de *laterolog*, por exemplo LL3 e LL7 ou LLd (*deep laterolog* – com grande profundidade de investigação), funcionam também com eléctrodos mas em maior número como se pode ver no esquema da figura 12.

Num meio homogéneo, a corrente radia em todas as direcções segundo superfícies equipotenciais tornando-se em esferas (Serra, 1988). Devido às anisotropias dos materiais é necessário restringir o percurso das correntes a uma direcção pretendida de modo a reduzir o efeito da presença do poço e das formações adjacentes. Neste caso, recorre-se a diagrfias focadas, como por exemplo a *spherically focused log* (SFL).

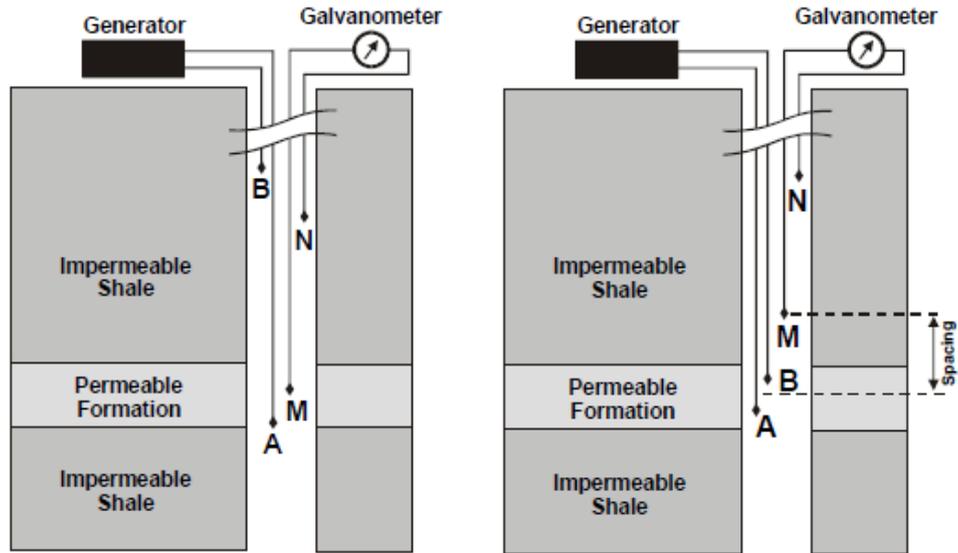


Fig. 11 - Esquema da configuração normal (a esquerda) e da configuração lateral (a direita). Fonte: Glove, 2002.

Quando a perfuração é feita com lama resistiva as medições são feitas com um par de bobinas, uma emissora e uma receptora, colocado na sonda, que mede a condutividade de uma formação geológica através de indução eléctrica. As correntes induzidas são função da condutividade da formação. O direccionamento das correntes é feito recorrendo a vários pares de bobinas emissoras e receptoras. São exemplos: *induction – electrical survey log (IES)* e *induction spherically focused log (ISFL)*.

Estas medições apesar de terem sido criadas para lamas resistivas são actualmente utilizadas para qualquer tipo de lama e apresentam vários tipos de profundidade de investigação. Exigem apenas que a formação a investigar não seja muito resistiva.

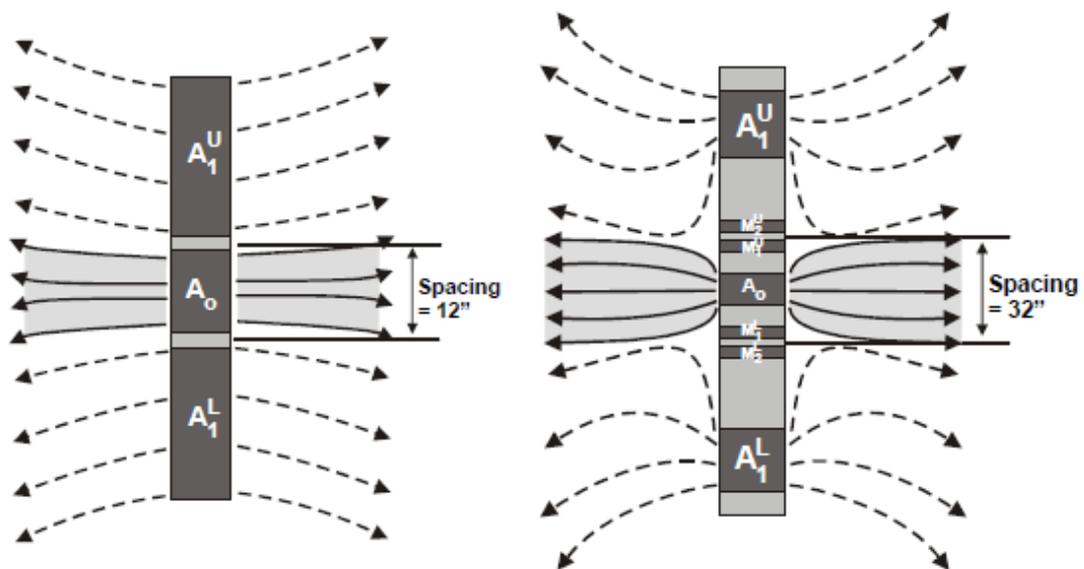


Fig. 12 - Esquema da configuração dos eléctrodos para LL3 (a esquerda) e LL7 (a direita). Fonte: Glove, 2002.

Para medições de muito baixa profundidade de investigação pode utilizar-se as diagrfias de microresistividade, como o *microlog* (ML), *microlaterolog* (MLL), *proximity log* (PL), *microspherically focused log* (MSFL).

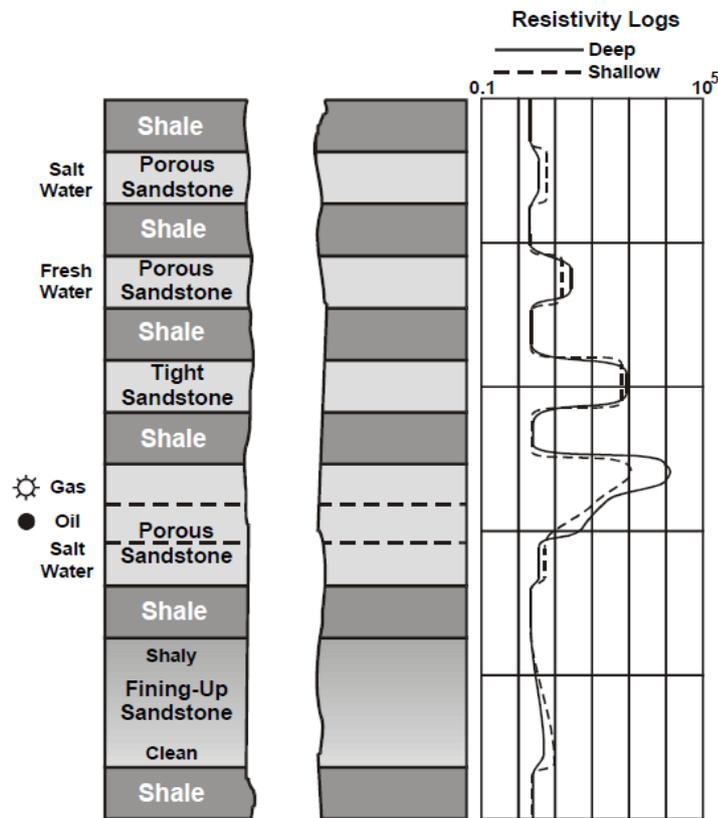


Fig. 13 - Típicas reacções de resistividade encontradas nas formações representadas. Fonte: Glove, 2002.

A principal utilidade das diagrfias de resistividade é o reconhecimento de uma zona de hidrocarbonetos e a determinação da saturação em água de um reservatório, e conseqüentemente, a saturação de hidrocarbonetos. Com estes dados, é possível fazer cálculos relacionados com a petrofísica das formações como, por exemplo, a porosidade, a resistividade da água, entre outros. Estas diagrfias permitem também fazer correlações entre poços para indícios de ocorrência da mesma formação geológica, assim como dar indicações acerca da compactação e presença de fracturas. A figura 13 acima apresenta as reacções de resistividade que geralmente são encontradas em determinadas formações.

### 3.2.2. Diagrfias nucleares

As diagrfias nucleares permitem obter propriedades petrofísicas através da medição de radiações nucleares provenientes das formações.

Este tipo de radiação é constituída por partículas nucleares alfa ( $\alpha$ ), beta ( $\beta$ ) e gama ( $\gamma$ ). Como as duas primeiras têm pouca profundidade de penetração numa formação geológica, a radiação gama é a que tem maior interesse para este contexto. A radiação gama consiste em pacotes de radiação electromagnética que também são chamados de fotões.

Estas diagrfias atravessam o *casing*, no entanto, podem ser bastante afectadas por este.

Existem diversos tipos de diagrfias nucleares como poderá ver-se de seguida.

### 3.2.2.1. Radiação gama (GR)

As formações geológicas têm elementos radioactivos que ocorrem naturalmente, nomeadamente isótopos estáveis de potássio, urânio e tório. A presença do isótopo de potássio ( $^{40}\text{K}$ ) é dos três isótopos a mais comum, ocorre, por exemplo, nas micas, feldspatos, evaporitos, etc. O isótopo de urânio ( $^{238}\text{U}$ ) é solúvel e portanto está associado a ambientes oceânicos, rios e também à presença de matéria orgânica. O isótopo de tório ( $^{232}\text{Th}$ ) está presente em minerais pesados e é muito bom indicador da presença de argilas.

Quando em contacto com os átomos de um material, os raios  $\gamma$  podem interagir segundo três processos: Efeito *Compton*, Efeito Fotoeléctrico e Produção de Pares. Estas interacções envolvem atenuação da energia da radiação  $\gamma$ , captura ou absorção do mesmo e formação de um par electrão-positrão, respectivamente. Em todas as situações há emissão de raios  $\gamma$ . As interacções referidas estão esquematizadas na figura 14 abaixo.

Assim, a radiação emitida naturalmente pela rocha perderá energia progressivamente devido às colisões com outros átomos. A intensidade dos raios  $\gamma$  detectados dependerá da sua intensidade inicial, do número de colisões e da distância percorrida pelo raio até ao detector (Glover, 2002).

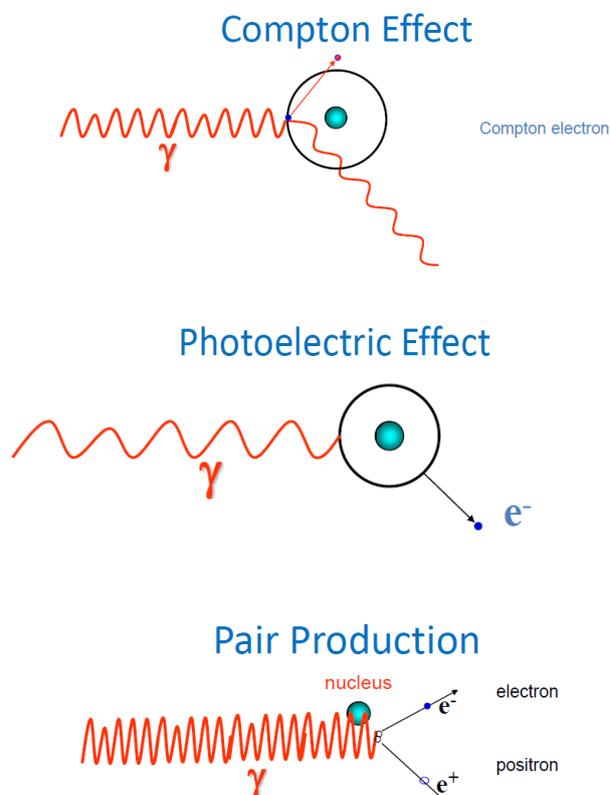


Fig. 14 - Interacções entre o raio gama e um átomo. Fonte: Gomes, 2012.

Portanto, este tipo de medição permite distinguir as camadas radioativas das não radioativas.

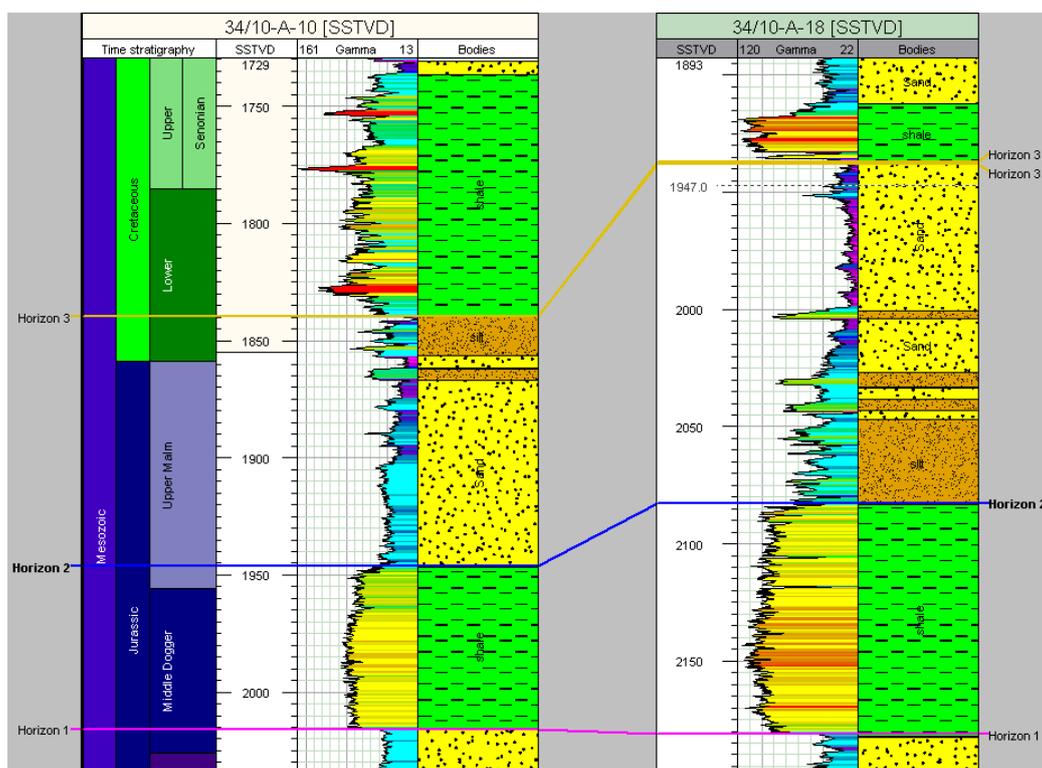
Geralmente, os materiais com maior radioatividade são as argilas. No entanto, a presença de alguns minerais pode “mascarar” o GR obtido, indicando erroneamente uma argila, por exemplo como acontece com as areias com micas (areias radioativas). Para estes casos o mais indicado é recorrer a outras diagrfias como a de espectrometria do raio gama (*gamma ray spectrometry*).

A espectrometria do GR permite separar a contribuição de cada um dos elementos radioativos (isótopos de K, U, Th). Esta diagrafia também é utilizada para a correlação entre poços como se pode ver na figura 15 abaixo. A tabela 1 mostra as principais informações que se podem obter do tipo de isótopo radioactivo presente na formação.

**Tabela 1 - Informações relacionadas com o tipo de isótopo radioactivo.**

Isótopo	Energia Característica (MeV)	Ocorrência
Potássio	1.46	Feldspatos, Micas
Tório	1.76	Minerais pesados
Urânio	2.62	Matéria orgânica

Quantitativamente, o GR é utilizado para o cálculo do volume de argilas numa formação geológica, e a espectrometria do GR permite obter o volume de cada um dos isótopos radioactivos da formação e ainda identificar o ambiente deposicional.



**Fig. 15 - Exemplo de correlação entre poços. Fonte: <http://www.mxcad.com/petrel01/stratigraphic-modeling>.**

A seguinte tabela mostra os ambientes de deposição dos sedimentos de uma formação de acordo com o rácio Th/U.

Tabela 2 - Informação que se obtém do rácio Th/U.

Rácio	Ambiente de deposição dos sedimentos
Th/U>7	Continental
Th/U<7	Marinho ( <i>green shales</i> )
Th/U<2	Marinho ( <i>black shales</i> , fosfatos)

Na figura 16 pode ver-se as reacções do raio gama que geralmente se encontram em algumas formações geológicas.

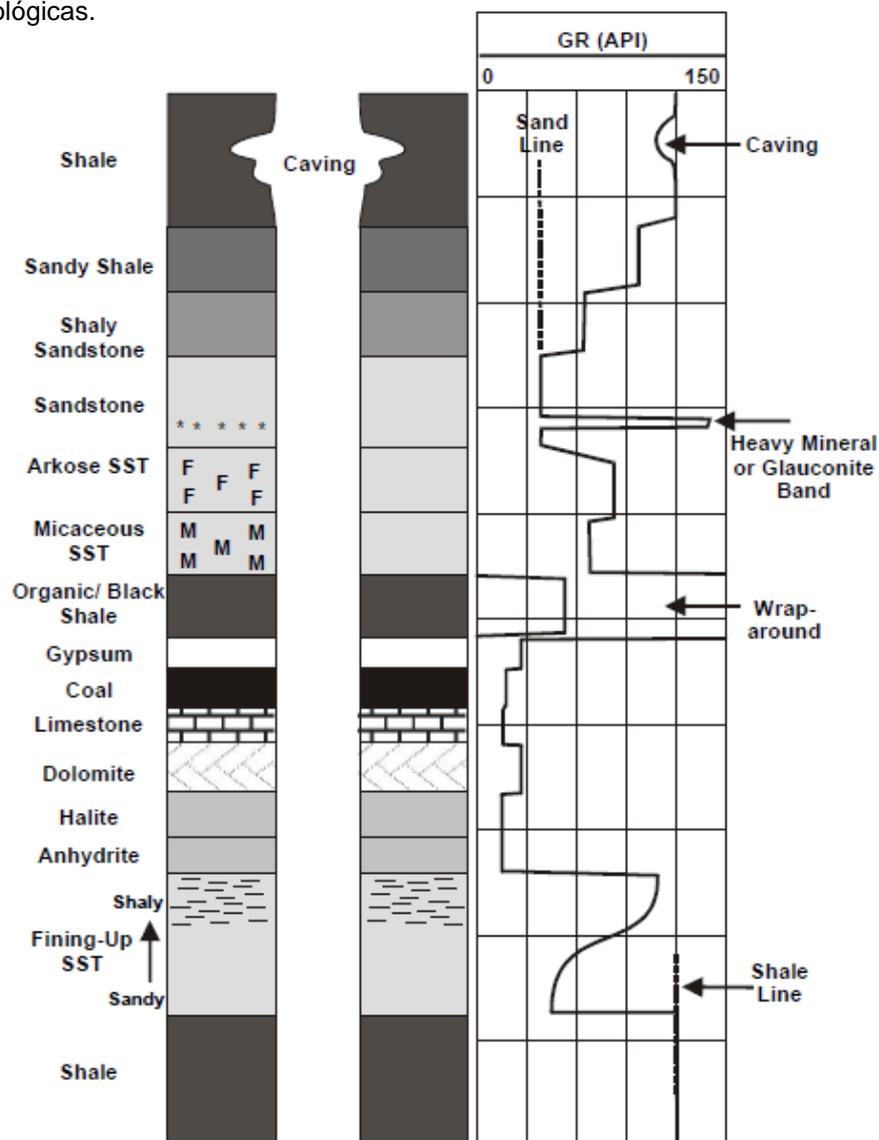


Fig. 16 - Típicas reacções de GR para diferentes formações. Fonte: Glove, 2002.

### 3.2.2.2. Diagrama da densidade (*density log*)

Esta diagrama mede a densidade geral da formação geológica (*bulk density*). Esta densidade depende da densidade da matriz e da densidade dos fluidos que constituem a rocha. A medição é a resposta da formação a uma radiação  $\gamma$  que é emitida contra a mesma. Na figura abaixo está uma representação esquemática do equipamento para medir a densidade.

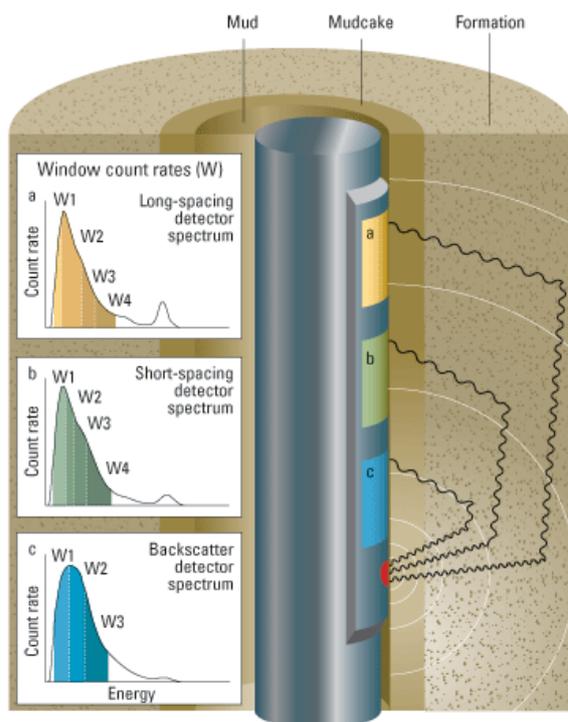


Fig. 17 - Esquema de sonda para diagramas de densidade. Fonte: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>.

Como já foi referido anteriormente, a emissão é atenuada (Efeito *Compton*) ou capturada (Efeito Fotoeléctrico) pelos electrões dos átomos da formação geológica. Quanto maior a concentração de electrões (densidade de electrões) maior será o número de colisões e, portanto, mais rapidamente se dá a atenuação da energia e a captura dos raios  $\gamma$ . Como a densidade de electrões é directamente proporcional à densidade da formação, pode dizer-se que quanto maior for a densidade da formação menor será a energia da radiação detectada pois menor será a «contagem» de raios  $\gamma$ . Deste modo, esta diagrama dá resultados directamente em unidades de densidade.

Com algum conhecimento sobre a formação, é possível determinar a porosidade da mesma, sendo este um dos grandes propósitos desta diagrama. Também permite a identificação de litologias e fluidos, principalmente em conjunto com a diagrama de neutrão, o reconhecimento de minerais acessórios e a identificação de zonas de excesso de pressões. A tabela 3 mostra as densidades das principais litologias.

Tabela 3 - Densidades encontradas nas litologias mais comuns. Fonte: Rider, 2000.

Litologia	Varição de densidade (g/cm <sup>3</sup> )	Matriz (g/cm <sup>3</sup> )
Argilas	1.8 – 2.75	Varia ( 2.65 – 2.7)
Areias	1.9 – 2.65	2.65
Calcários	2.2 – 2.71	2.71
Dolomites	2.3 – 2.87	2.87

### 3.2.2.3. Diagrama de neutrão (*neutron log*)

As diagramas de neutrão medem a reacção da formação rochosa a uma emissão a elevadas velocidades de neutrões contra a mesma. Na figura abaixo pode ver-se um esquema do equipamento utilizado.

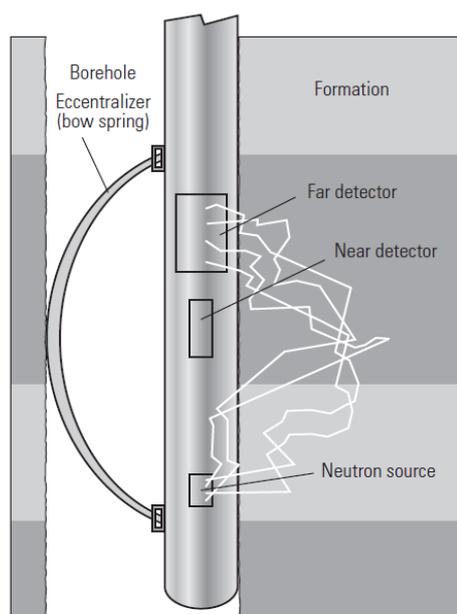


Fig. 18 - Esquema do equipamento de diagrama de neutrão. Fonte: Ellis, 2008.

Tal como com a radiação gama, os neutrões apresentam diferentes tipos de interações com a matéria, nomeadamente colisões e absorções. Nas primeiras, a colisão diminui a energia e a velocidade do neutrão, nas segundas há a captura do neutrão por parte do núcleo dos átomos da formação. Nas duas situações há emissão de raios  $\gamma$ . A figura 19 mostra esquematicamente as diferentes reacções existentes entre neutrões e os átomos das formações, bem como a classificação do tipo de neutrão segundo a sua velocidade.

Quanto mais próxima é a massa do núcleo atingido à massa do neutrão emitido mais energia este perde e o mesmo se verifica para a captura, como acontece com o hidrogénio.

Deste modo, quanto maior for a quantidade de hidrogénio presente na matéria, maior (e mais rápida) será a atenuação dos neutrões emitidos e a captura dos mesmos (baixa contagem). Assume-se que o hidrogénio está presente nos fluidos e visto que estes encontram-se nos poros da formação geológica, esta diagrafia mede directamente a porosidade da formação.

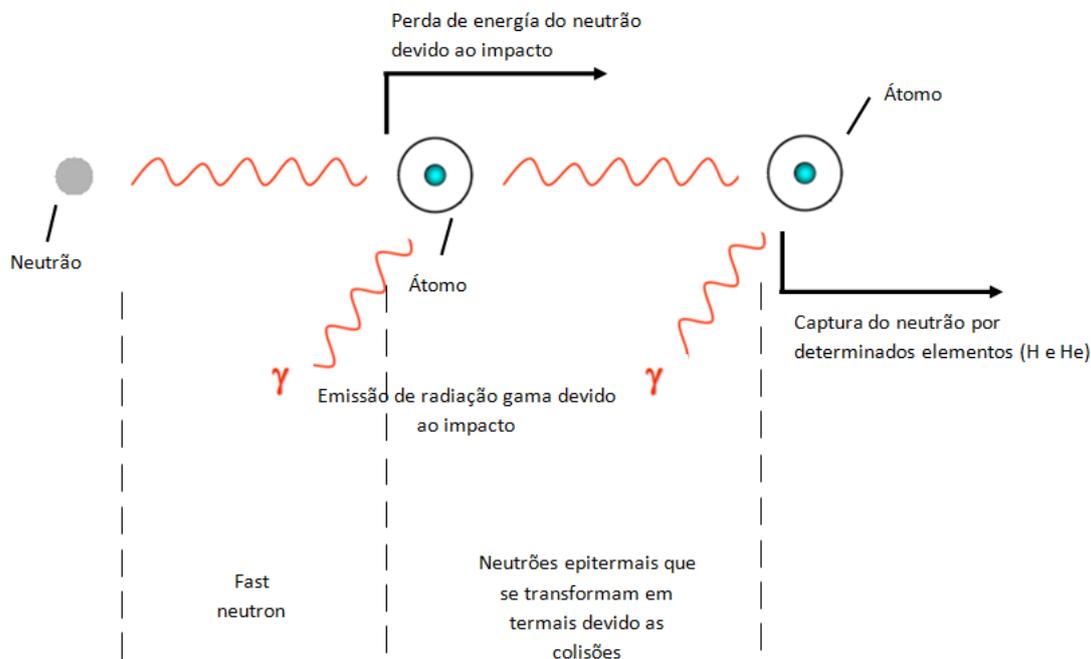


Fig. 19 - Esquema das interações entre neutrões e átomos. Adaptado de Gomes, 2012.

As diagrafias de neutrões tanto podem medir a radiação gama emitida na interacção entre o neutrão e a formação, como podem medir a população de neutrões de energias atenuadas (neutrões epitermais e termais) e conseqüentemente o seu tempo de vida. A desvantagem de medir os neutrões termais é que o hidrogénio não é o único elemento ideal para a absorção, o cloro por sua vez também é bastante eficiente, o que faz com que a porosidade medida seja sobrestimada.

Esta diagrafia é extremamente útil pois através da porosidade é possível obter diversas propriedades petrofísicas. A diagrafia de neutrão também é utilizada na identificação da litologia e fluidos, em especial quando comparada com a diagrafia de densidade.

#### 3.2.2.4. Diagrafia do factor fotoeléctrico (*photoelectric factor log*)

Esta diagrafia, além de medir a densidade, mede continuamente o factor fotoeléctrico (PEF) de uma formação geológica.

Como foi referido anteriormente, a absorção fotoeléctrica ocorre quando um raio  $\gamma$ , após ter perdido energia suficiente em colisões, é absorvido por um electrão que emite raios  $\gamma$  característicos. Este equipamento separa as contagens de raios  $\gamma$  de diferentes energias. A probabilidade do raio ser absorvido depende da litologia do material. Deste modo, esta

diagrafia é a melhor ferramenta de identificação da litologia. Na figura 20 estão representados os valores de PEF que geralmente são encontrados nas diferentes formações.

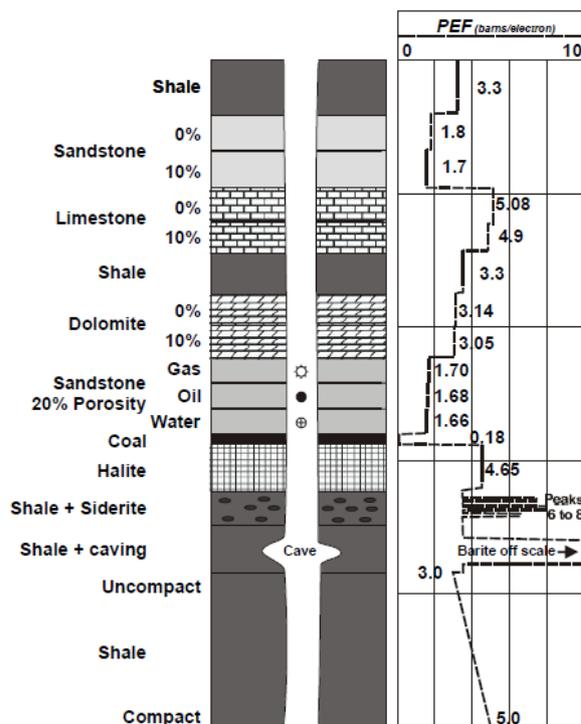


Fig. 20 - Valores típicos de PEF. Fonte: Glover, 2002.

### 3.2.3. Diagrafias acústicas

Estas medições dependem do comportamento que as ondas sonoras, ou acústicas, têm ao se propagarem numa formação geológica.

Os parâmetros registados estão associados às propriedades elásticas da rocha e podem ser: (1) intervalos de tempo e, conseqüentemente, velocidade de propagação da onda na formação; (2) amplitude da primeira ou segunda onda sonora a chegar ao receptor; (3) velocidades e amplitudes de todo o sinal detectado. Estas diagrafias chamam-se, respectivamente, diagrafia sónica (*sonic log*), diagrafia de amplitude sónica (*sonic amplitude log*) e *array sonic*.

De modo geral, emite-se uma onda sonora através de transmissores que atravessa a lama, incide na parede do poço, reflecte-se e refracta-se na formação. Esta onda propaga-se através da formação, incide novamente na parede do poço, reflecte-se e refracta-se e após atravessar novamente a lama, a onda é detectada nos receptores. Toda a onda incidente funciona como uma fonte de quatro tipos diferentes de ondas elásticas: onda P reflectida e refractada e onda S reflectida e refractada (Princípio de Huygens) (Serra, 1988), que respeitam as Leis de Descartes.

As ondas sonoras, tal como as ondas sísmicas, são ondas elásticas, diferenciando-se apenas na frequência, sendo que as sonoras têm uma frequência superior à das ondas sísmicas.

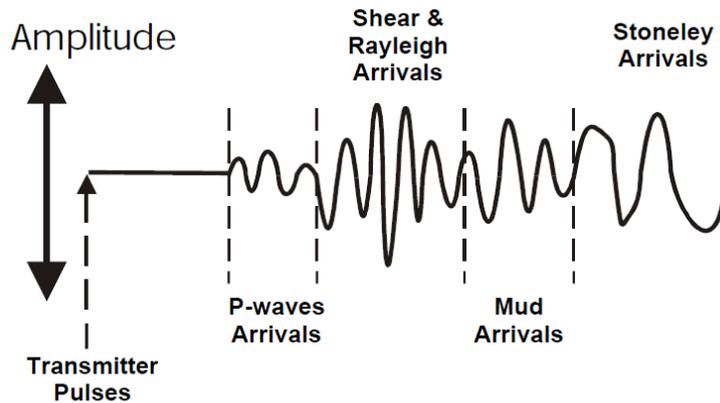


Fig. 21 - Ordem de recepção de ondas acústicas. Fonte: Glover, 2002.

Existem vários tipos de ondas elásticas como se pode ver na figura acima.

### 3.2.3.1. Diagrafias sónicas (*sonic log*)

Estas são as diagrafias acústicas convencionais, medem apenas o intervalo de tempo  $\Delta t$  (*interval transite time*) que as ondas P demoram a percorrer uma certa distância. O  $\Delta t$  é dado em microssegundos por pé ( $\mu s/ft$ ) e é inversamente proporcional à velocidade de propagação da onda P.

A propagação da onda na formação depende da composição da matriz (litologia), textura e porosidade. Quanto maior a porosidade, maior é a quantidade de fluidos presentes na formação e, visto que estes desaceleram a propagação das ondas, menor é a velocidade e, consequentemente, maior o  $\Delta t$ . No entanto, a porosidade obtida é relativa apenas à porosidade primária (intergranular), não contando portanto com a porosidade secundária. As técnicas para obtenção da porosidade anteriormente referidas dão origem à porosidade total. Portanto, sabendo os dois tipos de porosidade facilmente se obtém a porosidade secundária.

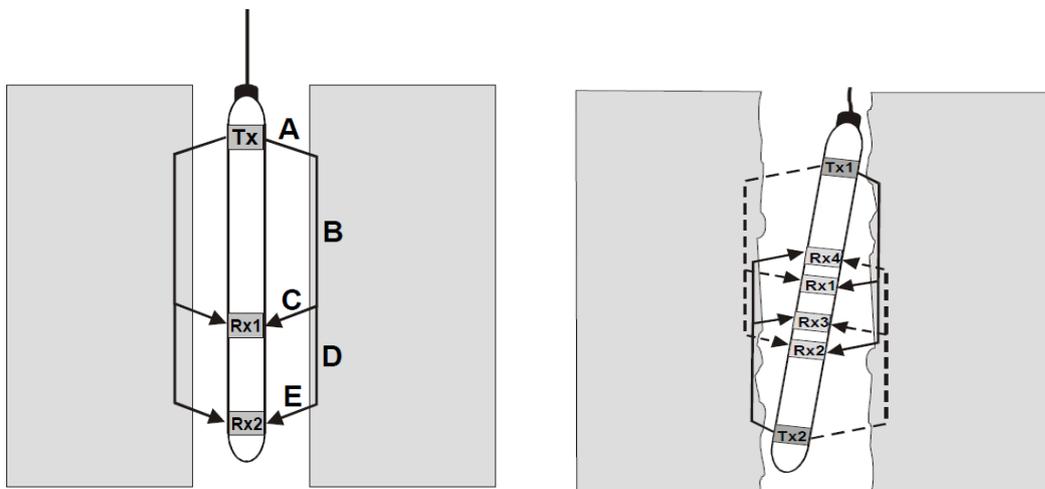


Fig. 22 - Esquema da configuração de uma sonda com dois receptores (a esquerda) e sonda com compensação pela má posição da mesma no poço. Fonte: Glover, 2002.

Na figura 22 está representado à esquerda uma sonda com um transmissor e dois receptores.

O equipamento utilizado hoje em dia já não é constituído por apenas um transmissor e dois receptores. Utiliza-se um par de transmissor - receptor para eliminar a contribuição de rugosidades no poço. Cada transmissor é colocado em cada extremo da sonda e cada um possui um par de receptores (figura 22 à direita).

É muito comum integrar o intervalo de tempo (*integrated travel time*) aparecendo na diagrafia como um conjunto de «picos» (como se pode ver na figura 23), sendo assim possível calcular o  $\Delta t$  entre duas profundidades.

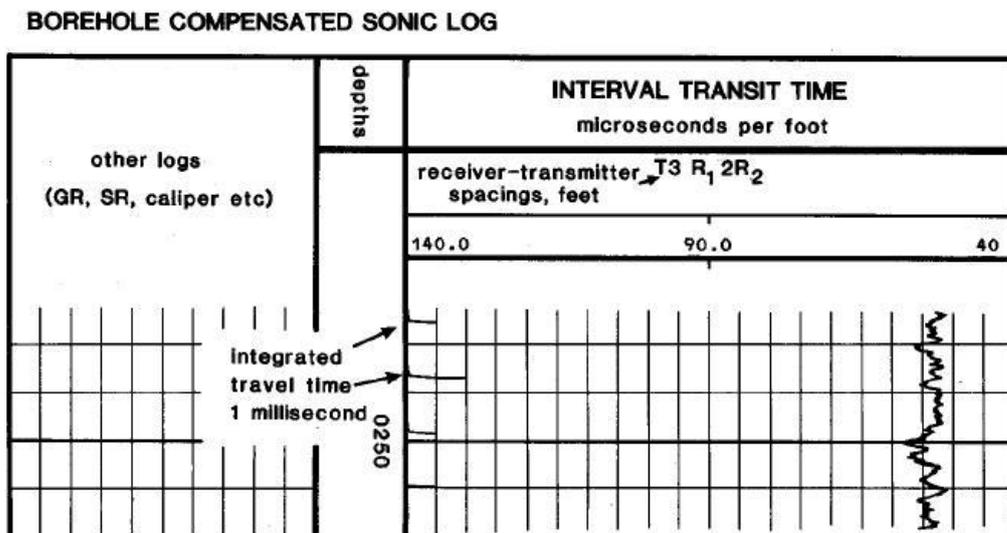


Fig. 23 - Exemplo de uma diagrafia sónica. Fonte: Glover, 2002.

A identificação de litologias com as diaggrafias sónicas não é muito precisa, apenas se sabe que formações carbonatadas apresentam elevadas velocidades, as argilas baixas velocidades e as areias velocidades médias. A sua principal utilidade está ligada ao cálculo da porosidade. Também podem ser muito úteis nas correlações estratigráficas.

### 3.2.3.2. Diaggrafias da amplitude da onda sonora (*sonic amplitude log*)

Com a propagação da onda na formação, a sua amplitude ou energia diminui, designando-se a esse decréscimo por atenuação. Este tipo de diagrafia mede a atenuação das ondas P e/ou ondas S.

A perda de energia pode ocorrer devido à fricção entre partículas levando à perda de calor. Pode ter diversas causas, nomeadamente o comprimento e o tipo de onda incidente, a textura da rocha, o tipo de fluidos presentes e a presença de fracturas e fissuras (Serra, 1988).

No entanto, em poços com *casing*, a atenuação será tanto maior quanto melhor for a cimentação do *casing*. Deste modo, este tipo de diagrafia é normalmente utilizado na verificação da qualidade da cimentação do *casing*.

### **3.2.3.3. Diagrafias que consideram todos os tipos de ondas acústicas (*array sonic*)**

Os equipamentos mais modernos permitem medir os tempos e as atenuações de todos os tipos de onda que constituem a onda sonora detectada. A detecção dos intervalos de tempo é feita através de um algoritmo semelhante ao usado no processamento de dados geofísicos (Rider, 2000).

Após recebida a onda total é necessário separar os tempos de chegada e as atenuações para cada tipo de onda.

### **3.2.4. Diagrafias electromagnéticas**

Esta diagrafia permite distinguir a água do petróleo quando apresentam resistividades semelhantes, que é o que acontece quando a água presente na rocha não é salina. As medições desta diagrafia dependem maioritariamente da permissividade dieléctrica, não dependendo assim da salinidade dos fluidos como acontece com as diagrafias eléctricas.

Ao contrário da maior parte dos constituintes das rochas (incluindo os hidrocarbonetos), a água apresenta valores elevados de permissividade dieléctrica. Deste modo, a medição é predominantemente sensível à presença de água.

O *Electromagnetic Propagation Tool*, marca da Schlumberger, mede os tempos de propagação e a atenuação de uma onda electromagnética que atravessa uma formação geológica. Esta sonda pode ser combinada com outros tipos de medições como, por exemplo, a radiação gama, o *caliper*, as diagrafias de neutrão, entre outros.

### **3.2.5. Diagrafias de Imagem**

Este tipo de diagrafia permite criar uma imagem computacional através de uma base de informação muito densa obtida de leituras múltiplas nas paredes do poço.

Dependendo do tipo de informação medida, existem diversos tipos de diagrafias de imagem.

As principais são imagens eléctricas e imagens acústicas. A primeira mede a condutividade eléctrica e evoluiu do *dipmeter*, com grande número de eléctrodos fixados nos “braços” (Ellis, 2008), não obtendo assim uma imagem do poço na totalidade. Existe alguma diversidade deste tipo de diagrafias de imagem variando no número de eléctrodos, se são corridas em *Wireline* ou em LWD (mencionado mais a diante), maior ou menor resolução vertical, tendo todas em comum a impossibilidade de serem utilizadas quando a lama de perfuração é a base de óleo.

As diagrafias de imagem eléctricas podem ser utilizadas para a análise da sequência de deposição, de estruturas geológicas, de fracturas e análise de heterogeneidades. A figura 24 apresenta uma diagrafia de imagem proveniente do equipamento *Fullbore Formation Microimager* marca da Schlumberger.

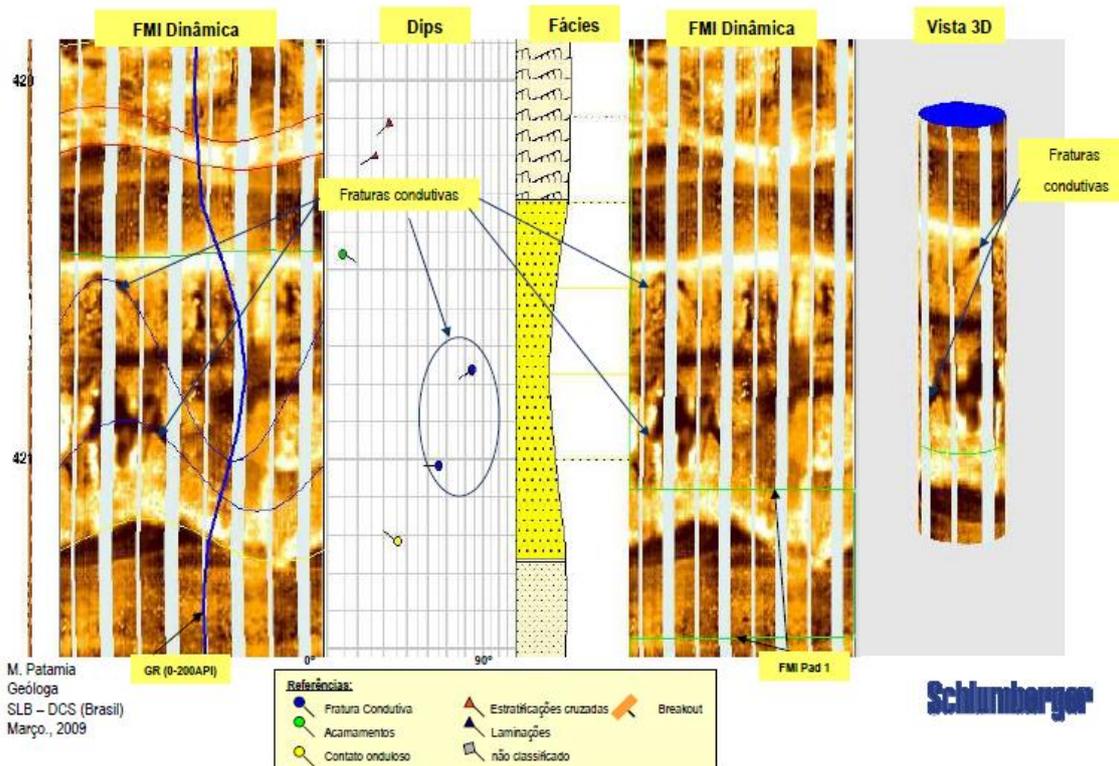


Fig. 24 - Exemplo de uma diagrafia de imagem: Fullbore Formation Microimager.

A diagrafia de imagem acústica, também chamada de *borehole televiewer* (BHTV), mede os intervalos de tempo e a amplitude da onda sonora reflectida. Tem a grande vantagem de fazer medições contínuas ao longo de todo o poço. É principalmente utilizada na análise de fracturas, análise de estruturas sedimentares (estratificação, inconformidades, entre outros) e na análise da forma do poço. Esta técnica hoje em dia também já está incorporada no LWD (mencionado mais adiante). Um exemplo deste tipo de imagem está representado na figura abaixo.

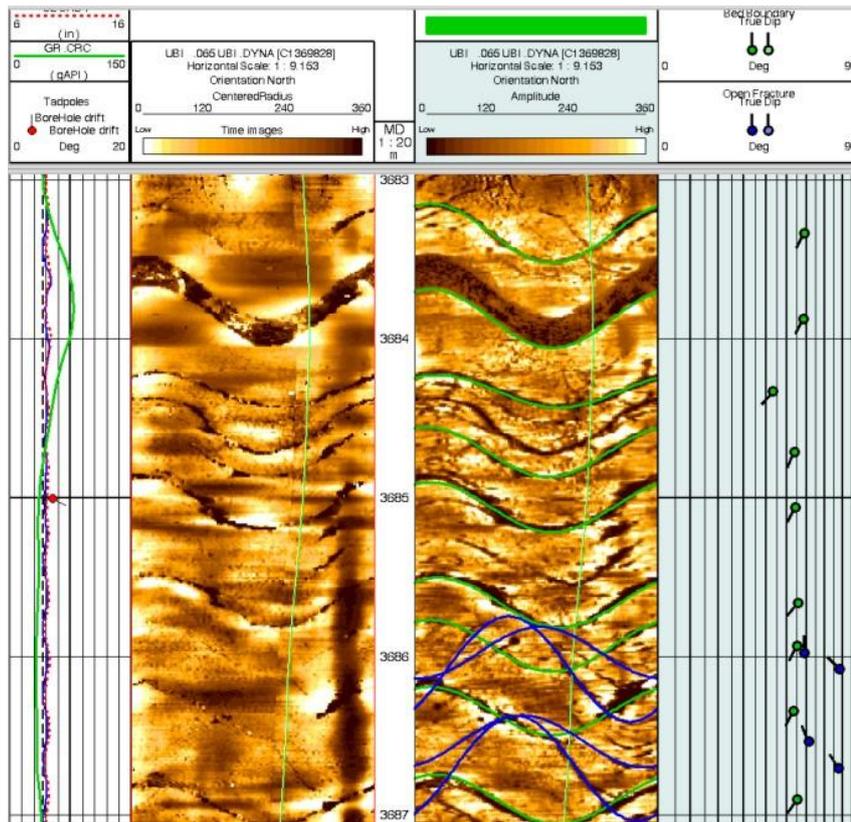


Fig. 25 - Exemplo de uma diagrafia de imagem acústica: ultrasonic image log. Fonte: <http://www.spec2000.net/07-acousticimagelog.htm>.

Atualmente, também se pode obter imagens através da medição da densidade (Luthi, 2001) como se pode ver na figura 26. Este tipo de diagrafia de imagem é utilizada em conjunto com a diagrafia de neutrão para determinar a porosidade da rocha e a sua matriz. Também são utilizadas na definição estrutural de reservatórios e na análise de heterogeneidades. Ao contrário das diagrafias de imagem eléctricas, podem ser utilizadas quando a lama é à base de óleo, tal como as de imagem acústica.

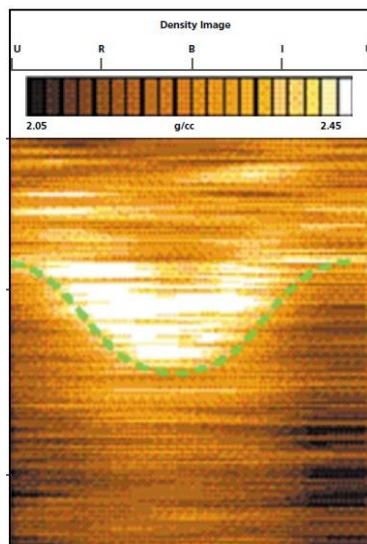


Fig. 26 - Exemplo de uma diagrafia de imagem de densidade. Fonte: <http://www.spec2000.net/07-acousticimagelog.htm>.

### 3.2.6. Ressonância magnética nuclear (*nuclear magnetic resonance – NMR*)

Os prótons presentes nos átomos de hidrogénio possuem rotação e momento magnético (fig.27) cuja interação com um campo magnético exterior pode ser detectada permitindo a estimação da localização e da quantidade de hidrogénio na rocha. O hidrogénio está presente na água e no petróleo. Quanto mais pesado for o petróleo mais lenta é a resposta ao campo magnético exterior em comparação com o petróleo leve e a água.

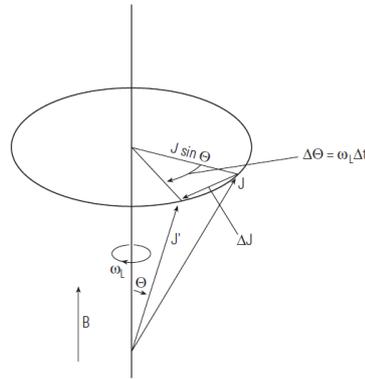


Fig. 27 - Representação do momento angular e momento magnético. Fonte: Ellis, 2008.

Quando os prótons de hidrogénio são sujeitos a um campo magnético alinham-se segundo o mesmo (podendo ser no mesmo sentido ou no sentido oposto), o que induz um campo magnético que precede quando o campo externo é removido. Com a remoção do campo exterior, os momentos magnético e angular tendem a desfasar um do outro reduzindo o campo induzido até que se torne nulo (tempo de relaxação).

O tempo de relaxação depende da interação entre os prótons, da interação dos fluidos com as paredes dos poros (os fluidos que estão mais próximos das extremidades dos poros relaxam mais rapidamente do que aqueles que estão no centro) e da difusão molecular num campo magnético. A diferenciação do fluido da rocha é feita com base nas diferentes difusões apresentadas pelos diferentes fluidos (coeficiente de difusão).

O desfasamento entre os momentos pode ser reversível ou irreversível, o tempo de relaxação longitudinal (T1) está associado às imperfeições na polarização e o tempo de relaxação transversa (T2) depende das heterogeneidades locais.

A distribuição de T2 representa a porosidade e a distribuição dos diferentes poros na formação. Na interpretação do NMR assume-se que os fluidos recuperáveis estão nos poros de maior dimensão e que os fluidos não recuperáveis (*bound water* e água capilar) estão associados aos menores poros (menores tempos de T2) (Ellis, 2008). O tempo de relaxação também permite avaliar a viscosidade de um fluido visto que decresce com o aumento de viscosidade. A figura 28 apresenta um esquema representativo da distribuição T2, enquanto que a figura 29 apresenta um exemplo da distribuição T2.

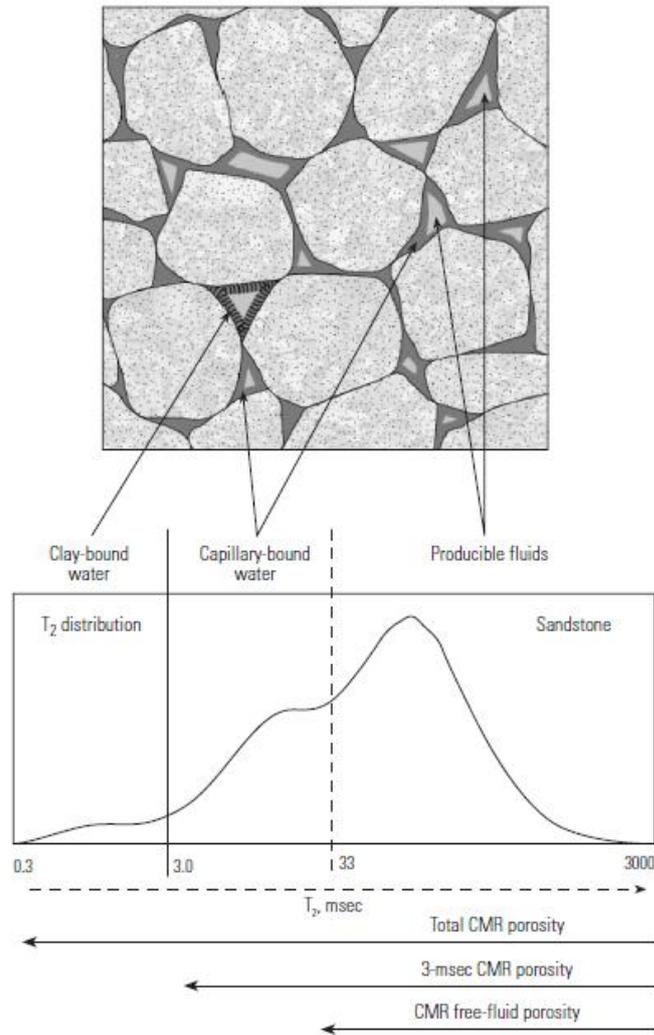


Fig. 28 - Esquema da distribuição ideal de  $T_2$ . Fonte: Ellis, 2008.

Através do NMR é possível obter a porosidade total, porosidade efectiva, proporção da *bound water* no volume total, proporção da água capilar no volume total, índice de fluidos livres, permeabilidade e distribuição do tamanho dos poros.

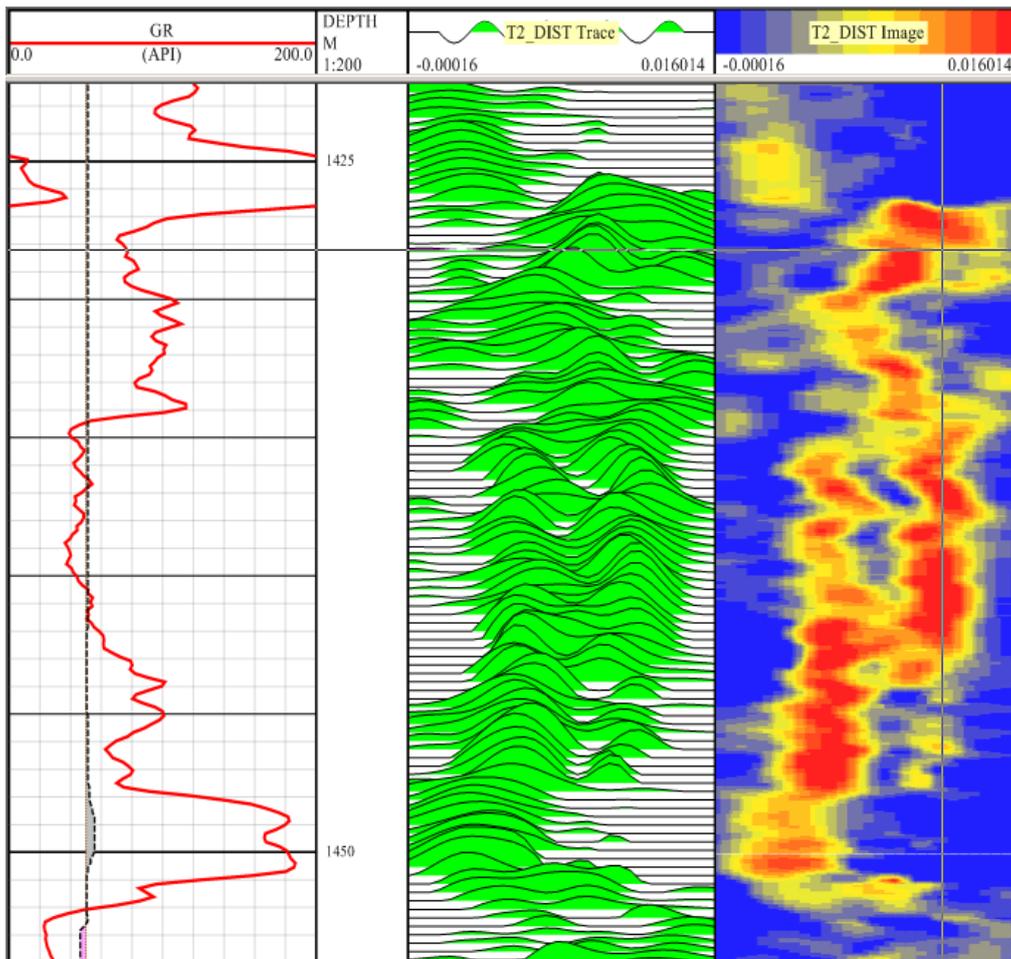


Fig. 29 - Exemplo de uma distribuição T2 do NMR. Fonte: [http://www.petrolog.net/webhelp/petrophysical\\_analysis/Compute\\_NMR/CPX\\_Compute\\_NMR.htm](http://www.petrolog.net/webhelp/petrophysical_analysis/Compute_NMR/CPX_Compute_NMR.htm).

### 3.2.7. Medição do diâmetro do poço (*caliper*)

A determinação do diâmetro do poço é feita recorrendo ao *caliper* que mede a geometria do poço através de dois, três ou quatro “braços” extensíveis. A distância dos “braços” ao eixo central da sonda é medida sendo assim possível determinar o diâmetro do poço. Com o aumento/diminuição do diâmetro essa distância varia.

Esta diagrafia também pode ser utilizada para identificar zonas permeáveis e porosas bem como para o controlo do desenvolvimento do poço. É comum comparar o *caliper* com o tamanho da broca utilizada (*bit size*) para a identificação de *mudcake*.

### 3.2.8. *Dipmeter*

Esta diagrafia, também chamada de *dip log*, permite determinar a inclinação das camadas das formações (e de outras estruturas como, por exemplo, falhas geológicas) em relação ao eixo do poço. Esta informação é obtida registando as variações nas propriedades eléctricas das camadas. Para camadas inclinadas, os eléctrodos presentes nos seus “braços” medem diferentes resistividades para a mesma profundidade (Ellis, 2008).

Também é utilizada em mapas de contornos, reconhecimento de fácies e análise de reservatórios finos. Este tipo de diagrfias, apesar de ainda ser muito utilizado, evoluiu para as diagrfias de imagem.

### **3.2.9. Temperatura**

Fixam-se às sondas sensores de temperatura para medir a temperatura máxima no poço que se assume corresponder à temperatura do fundo do mesmo.

### **3.2.10. Outras diagrfias**

É de referir também que algumas diagrfias são utilizadas para outros propósitos que não a avaliação de formações como, por exemplo, a já referida diagrfia de amplitude sónica, que verifica a qualidade da cimentação do *casing*.

Além da monitorização do próprio processo de perfuração e completação do poço, algumas diagrfias são utilizadas para a monitorização da produção evitando possíveis problemas e optimizando a mesma (diagrfias de produção – PLT – *production logging tool*), são exemplos a medição da velocidade do fluido (*flowmeter*), da temperatura e da densidade do mesmo.

## 4. Aquisição de diagrfias

A recolha de dados é feita através de diferentes técnicas, que recorrem a diversos tipos de equipamentos, tais como: *Wireline*, *Tough Logging Conditions*, *Measuring While Drilling* e *Logging While Drilling*.

Após a obtenção das diagrfias, a unidade de recolha e processamento de dados à superfície contém equipamentos de registo/armazenamento, painéis de controlo, computadores e microprocessadores. Na imagem abaixo pode ver-se a informação que chega a uma unidade de MWD e LWD no local de perfuração.



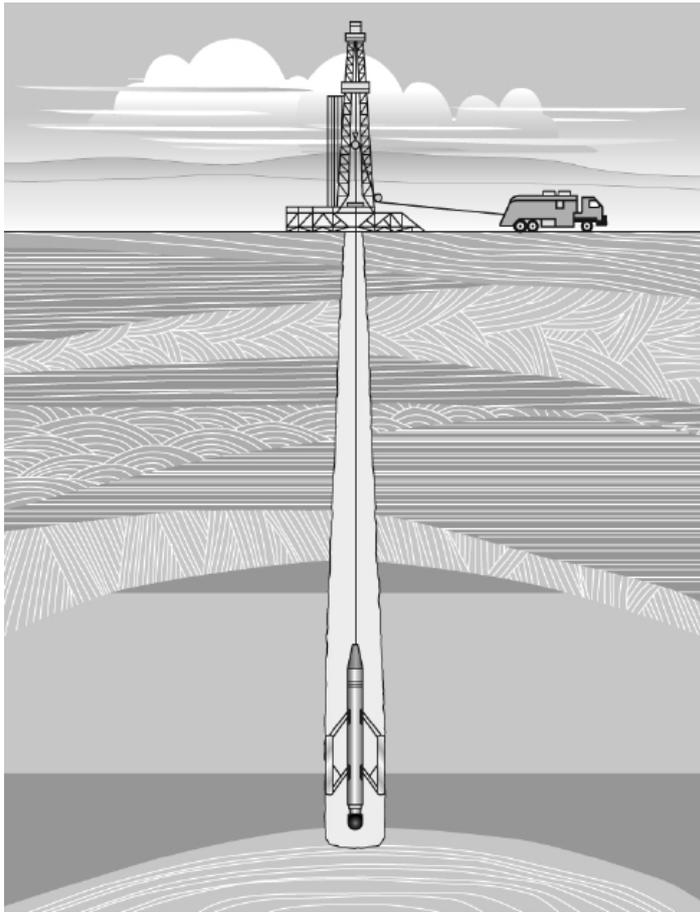
Fig. 30 - Unidade de MWD e LWD. Fonte: <http://www.drillingcontractor.org> e <http://www.worldoil.com>.

O painel de controlo à superfície fornece energia (na maior parte dos casos), controla o equipamento colocado no poço, processa a informação que chega e transmite-a para os equipamentos de registo.

### 4.1. *Wireline*

O *Wireline* é a técnica mais amplamente conhecida e a primeira a ser praticada. Consiste em fazer medições através de uma sonda presa por um cabo e descida ao longo do poço. É feito depois de uma interrupção ou término da perfuração. Na figura 31 estão representados os principais elementos do equipamento *Wireline*.

Por haver uma grande variedade do tipo de informação a ser detectada ou recolhida, existem diversos tipos de instrumentos de medição ou sondas. As sondas são geralmente cilíndricas e constituídas por sensores no seu exterior podendo conter sistemas hidráulicos e/ou mecânicos, entre outros mecanismos como uma fonte de energia, filtros, amplificadores.



**Fig. 31 - Elementos de diagrfias Wireline: sonda no poço, o cabo e uma unidade à superfície para receber a informação. Fonte: Ellis, 2008.**

O cabo que prende a sonda possui diversas funções, entre elas a função de fornecer energia à sonda e ao sistema de detecção; regular as características e intervalos de tempo do sinal emitido; filtrar e amplificar o sinal obtido (conversão de analógico para digital); transmitir o sinal para a superfície e controlo do sistema telemétrico.

A posição da sonda no poço, centrada ou contra a parede do mesmo, é um parâmetro a ser definido e que é extremamente importante para algumas medições. A figura 32 mostra esquematicamente como pode ser determinada a posição da sonda no poço. A posição correcta pode ser atingida recorrendo-se ao uso de “braços” hidráulicos colocados no exterior da sonda.

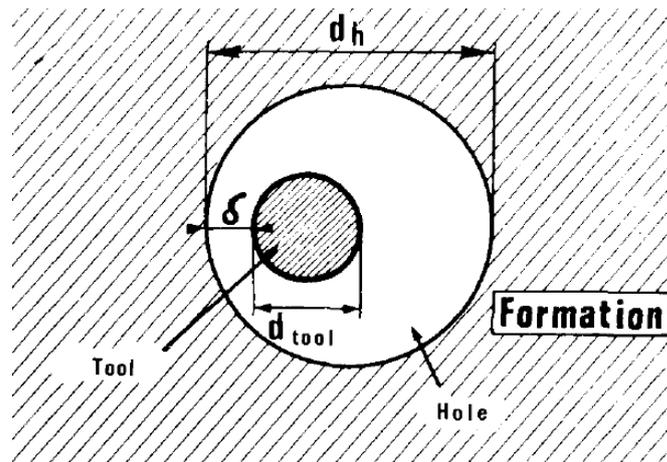


Fig. 32 - Posicionamento de uma sonda no poço. A sonda estará centrada quando  $\delta$  for igual em todas as direcções. Fonte: Serra, 1988.

O *Wireline* pode ser dividido em 3 tipos: *Wireline openhole logging*, *Wireline cased hole logging* e *pipe-conveyed logging* (Darling, 2005). O primeiro consiste em fazer as medições após as operações de perfuração (após retirada da broca) numa secção do poço, antes do *casing* ou abandono do poço. No segundo, as medições são feitas após a colocação do *casing* e completação de uma secção do poço, geralmente para a monitorização. Por fim, o *pipe-conveyed logging* é feito quando o desvio do poço impossibilita o uso de *Wireline* convencional, neste caso a sonda, após a perfuração de uma secção do poço, é descida no interior do tubo de perfuração por diversos métodos, entre eles destacam-se o *Tough Logging Conditions* e o *Logging While Fishing*. Este tipo de métodos (*pipe-conveyed logging*) devido à diferença em relação ao *Wireline* convencional pode muitas vezes não ser considerado “*Wireline*”.

#### 4.2. **Tough Logging Conditions (TLC)**

Como referido anteriormente, este método é utilizado em poços cuja a inclinação não permite o uso de *Wireline* convencional. Deste modo, o TLC é utilizado quando as condições do poço são extremas como, por exemplo, elevadas inclinações e vários pontos de desvio ou *washouts*.

As ferramentas de medição são empurradas até ao fundo do poço com recurso às tubagens de perfuração (*drillpipe*). A estas é anexado o cabo, que segura a sonda e transmite a sua informação para a superfície, recorrendo a um acoplamento chamado *TLC docking head* (DWCH). O cabo é enroscado a uma entrada lateral (*cable side entry sub* ou CSES) que permite passar o mesmo de fora para dentro da tubagem. O equipamento que puxa o cabo e o ajusta ao DWCH no interior da tubagem designa-se por *pump down wet connector head* (PWCH). É através desta ligação entre o DWCH e o PWCH que é possível transmitir a energia necessária à obtenção de diagrfias. Pode ver-se as peças referidas na figura 33.

Os sistemas mais avançados de TLC permitem a obtenção de diagrfias em zonas de elevadas pressões, até cerca de 172 Mpa, e temperatura, até cerca de 260°C.

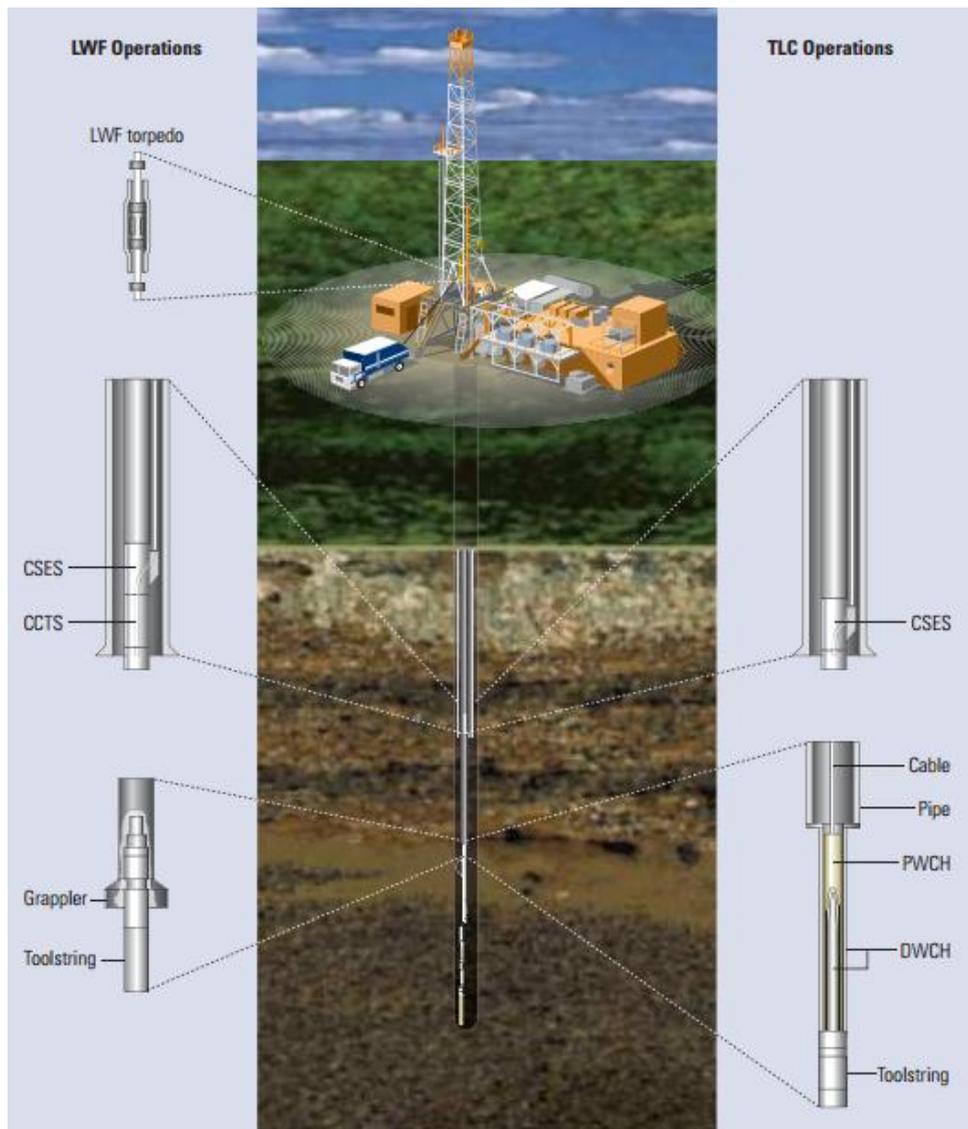


Fig. 33 – A direita, equipamento de TLC. Fonte: <http://www.slb.com>.

### 4.3. *Measurements While Drilling (MWD)*

Com os avanços da tecnologia de perfuração, e também devido às limitações do *Wireline* convencional, é actualmente possível realizar medições ao mesmo tempo que é feita a perfuração. Não sendo apenas uma necessidade de redução do tempo da actividade, para algumas medições é importante a sua obtenção em tempo real como, por exemplo, a direcção e azimute do poço, controlo de invasão do poço por parte de diversos fluidos. Em algumas perfurações, devido à instabilidade do poço, há risco de perda do mesmo e consequentemente da informação não sendo assim possível recorrer ao *Wireline*.

Desenvolveu-se inicialmente um sistema de medição chamado *Measurement While Drilling* (MWD) e é constituído por uma unidade de sensores colocada próxima à ferramenta de

perfuração, uma fonte de energia, um sistema telemétrico e um conjunto de equipamentos à superfície.

Na figura 34 pode ver-se um *bottom hole assembly* (BHA) com vários equipamentos entre eles o de direcção da coluna de perfuração.

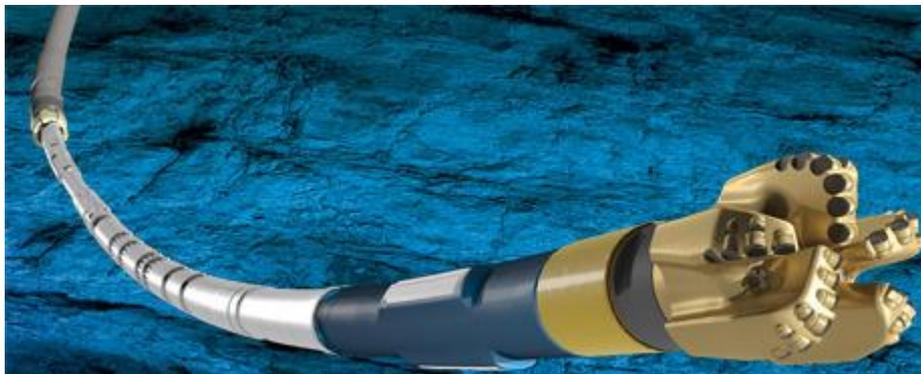


Fig. 34 – *Bottom hole assembly*. Fonte: <http://www.bakerhughes.com>.

Apesar de fazer algumas medições úteis para a avaliação de formações, como algumas resistividades, o MWD é utilizado como auxílio fundamental da perfuração direccionada. Deste modo, com o MWD obtém-se o momento binário, o peso sobre a ferramenta de perfuração, direcção e azimute da broca, o que possibilita a mudança de trajectória do poço de modo que este atinja a zona mais produtiva pretendida através de uma comparação entre as medições em tempo real e um modelo geológico pré-definido (*Geosteering*).

A energia pode ser obtida da superfície, pode ser gerada pelo movimento de turbinas devido ao fluxo de lama no poço ou através de baterias anexadas ao equipamento. Estas não precisam da circulação da lama nem de conexões eléctricas para a superfície, no entanto, têm pouca duração e quando atingem o limite é necessário retirar o equipamento do poço para substituí-las.

O sistema telemétrico mais utilizado recorre a pulsos de pressão da lama para transmitir as medições. As medições obtidas pelos sensores são convertidas de sinal analógico para sinal digital e depois codificadas para pulsações da lama que por sua vez são detectadas e decodificadas à superfície.

Na avaliação de formações, a obtenção de informação imediatamente a seguir à perfuração permite uma maior exactidão e menores correcções da mesma pois os efeitos de invasões no poço são mínimos. Tendo em conta as vantagens das medições durante a perfuração e a impossibilidade de se obter diagrfias *Wireline*, surgiu o *Logging While Drilling* (LWD).

#### **4.4. Logging While Drilling (LWD)**

O LWD é um método que, tal como o MWD, permite fazer medições durante a perfuração, mas apresenta um desempenho comparável ao do *Wireline* em termos de avaliação de formações. E tal como o MWD é instalado no BHA.

A transmissão da informação para a superfície é feita pelo MWD ou pode ser armazenada no próprio equipamento de medição e recuperada mais tarde (Luthi, 2001).

De um modo geral pode afirmar-se que o LWD, tem como vantagens uma avaliação de formações baseada em medições em tempo real, o que permite a obtenção de medições antes que uma invasão extensiva ocorra. Existem outras vantagens como uma obtenção mais segura de diagrfias que de outro modo, por exemplo, quando há elevada instabilidade do poço, seriam perdidas, a redução de custos gerais, comparativamente ao método *Wireline*, aumento da segurança e eficiência da perfuração.

A figura 35 apresenta um BHA esquemático de marca Schlumberger onde se pode ver os seus componentes de MWD: *TeleScope*. Equipamentos de LWD: *SonicVISION*, *StethoScope*, e *EcoScope*. Equipamento de sísmica durante a perfuração: *SeismicVISION*. Equipamento de NMR: *ProVISION nuclear magnetic resonance*. Equipamento de direcção da coluna de perfuração *push the bit* (PowerDrive). E no final, a broca de perfuração (PDC).

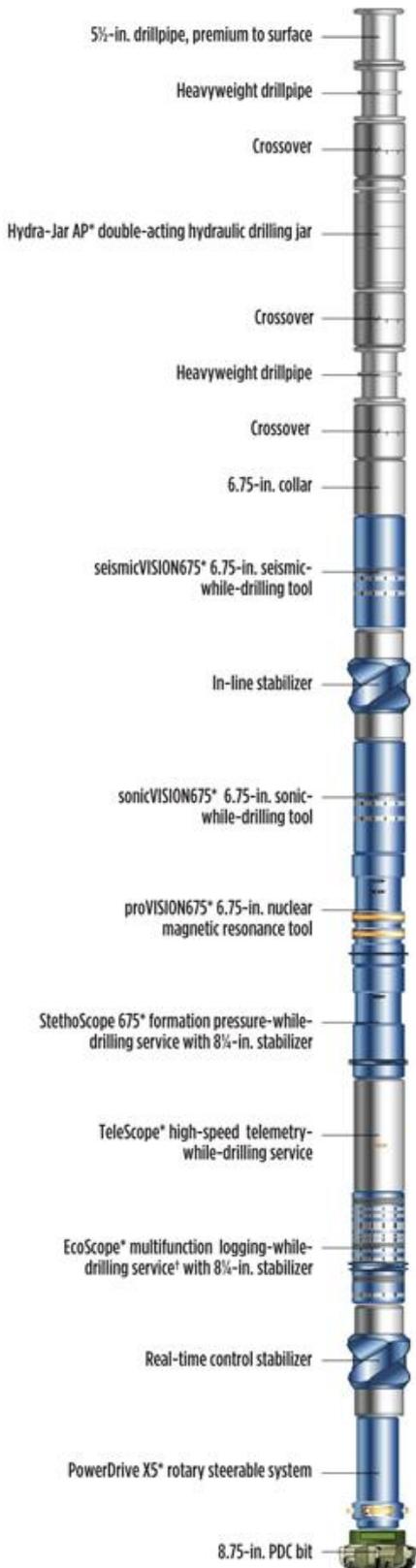


Fig. 35 – Exemplo de um bottom hole assembly. Fonte: <http://www.slb.com>.

## 5. Reservatórios siliciclásticos e carbonatados

A formação de hidrocarbonetos deve-se a vários factores como a presença de matéria orgânica e pressões e temperaturas adequadas, e ocorre numa rocha própria designada por rocha-mãe ou rocha geradora. Uma vez gerados os hidrocarbonetos, estes podem permanecer na rocha geradora (reservatório não convencional) ou migrar para uma rocha diferente com capacidade de retenção (reservatório convencional), onde permanecem desde que exista de uma armadilha adequada. As rochas que constituem os reservatórios são frequentemente rochas sedimentares. Essa armadilha deve incluir uma formação de cobertura (rocha selante) que impeça a migração (fig.36).

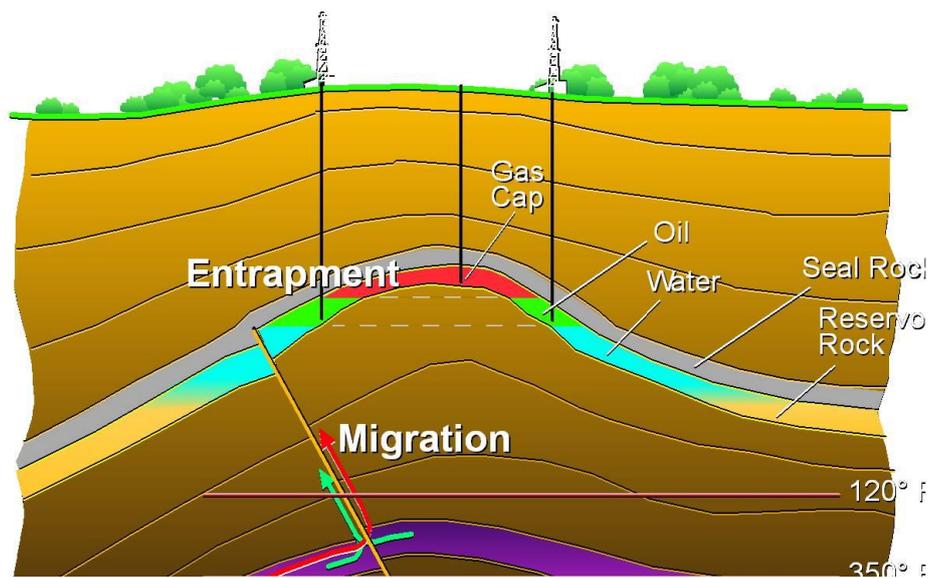


Fig. 36 - Sistema petrolífero. Onde está indicada a migração do hidrocarbonetos (Migration) e a rocha selante (Entrapment). Fonte: <http://ugmsc.wordpress.com/2011/03/30/one-day-course-review-hydrocarbon-prospect-in-western-indonesia/>.

Um reservatório pode ser classificado segundo a origem deposicional, litologia dominante (carbonatada ou clástica), profundidade, espessura e área. As rochas sedimentares que mais comumente ocorrem em reservatórios são as rochas carbonatadas e as rochas siliciclásticas.

### 5.1. Rochas e reservatórios clásticos

As rochas clásticas ou siliciclásticas são rochas detríticas formadas essencialmente por quartzo e outros silicatos, como é o caso das areias. Este tipo de rochas forma-se num variado leque de ambientes deposicionais (desde o aluvial continental ao marinho profundo (Pereira, 2012)), a que correspondem estruturas sedimentares próprias.

Uma rocha sedimentar clástica é constituída por uma fracção sólida e poros, que podem estar ou não preenchidos por fluidos intersticiais. A fracção sólida compreende os clastos, a matriz e o cimento. A matriz corresponde a clastos muito finos que preenchem os espaços entre os clastos de maiores dimensões. No entanto, para as diagrfias considera-se que a matriz

constitui a fracção sólida da rocha, à exceção da fracção argilosa (Serra, 1988). Os reservatórios formados por este tipo de rocha apresentam, tipicamente, na sua composição areias e argilas.

Segundo uma classificação granulométrica (tab.4), a fracção argilosa é definida como todo o sedimento cujas partículas têm diâmetro inferior a 0,002 mm. Os componentes da fracção argilosa incluem, para além dos minerais argilosos, silicatos não cristalizados, óxidos e hidróxidos de alumínio e ferro, entre outros compostos.

Tabela 4 - Classificação granulométrica. Fonte: Costa, 2008.

Classificação granulométrica	Diâmetro (mm)
Areia grossa	2 – 0.2
Areia fina	0.2 – 0.02
Limo/silte	0.02 – 0.002
Argila	<0.002

Por outro lado, o argilito (*mudstone*) e o xisto argiloso (*shale*) são rochas sedimentares formadas pela consolidação de materiais muito finos que pertencem à fracção argila e à fracção silte. O *shale* caracteriza-se por apresentar laminação muito fina (xistosidade).

### 5.1.1. Minerais argilosos

Os minerais argilosos são basicamente silicatos de alumínio hidratados, com magnésio ou ferro, substituindo total ou parcialmente o alumínio (Costa, 2008). Estes minerais são divididos em quatro grupos: caulinites, montmorilonites, illites, clorites e micas. Cada grupo tem as suas próprias características.

Apresentam uma estrutura electrostática desequilibrada; são minerais electronegativos devido a concentração de cargas negativas à sua superfície. Como consequência, podem adsorver e trocar catiões. São caracterizados também pela presença de hidrogénio (presente nos iões hidroxilos e nas moléculas de água), potássio e alumínio.

Apesar dos minerais argilosos serem hidratados, a água presente nos poros entre os grãos não está livre, trata-se por isso de água de composição ou água de ligação (*bound water*). Esta última ocupa os interstícios das rochas argilosas saturadas devido às forças electrostáticas e às pressões capilares.

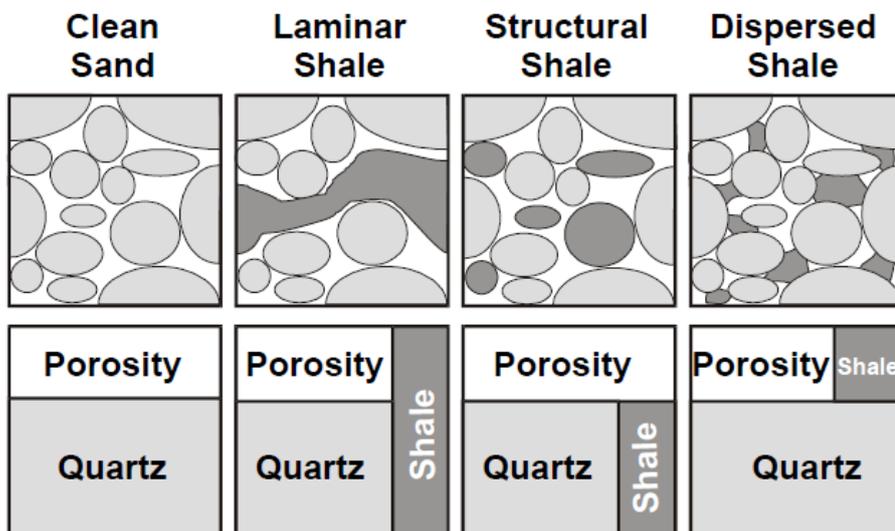


Fig. 37 - Esquema dos diferentes tipos de dispersão que a argila pode apresentar. Fonte: Glover, 2002.

É devido às variadas propriedades que os minerais argilosos apresentam que estes têm grande influência nas medições de diagrfias realizadas (*shale effect*). É de extrema importância ter em conta este efeito, sendo que o primeiro passo na análise de diagrfias é a determinação da quantidade de argila presente no reservatório (*shale volume*).

As principais consequências de um elevado volume de argila num reservatório é a diminuição da resistividade e a má estimacão da porosidade. No entanto, a influência das argilas depende muito do seu tipo de distribuicão pela formacão rochosa. Na figura 37 acima, mostra-se diferentes tipos de distribuicão da fracção argilosa numa rocha detrítica e como isso afeta a porosidade da mesma.

A condutividade de uma rocha depende, regra geral, do conteúdo dos seus poros, pois a maior parte dos materiais que constituem a fracção sólida da rocha são resistivos. No entanto, o balanço total da condutividade, além de depender dessa componente «convencional», depende também da presença de minerais argilosos.

A má estimacão da porosidade está associada à grande quantidade de hidrogénio e de moléculas de água associados aos minerais argilosos, afectando principalmente as medições das diagrfias de neutrão, densidade e acústicas.

Estes «erros» dificultam a determinacão de saturações em reservatórios de formacões argilosas (*shaly formations*), sendo por isso fundamental corrigir a informacão relativa à porosidade e à resistividade, quando se deteta a presença deste tipo de minerais.

Para esse fim, recorre-se a diversas fórmulas que incluem o “efeito da argila”. Além destas fórmulas, recorre-se também a diagramas específicos (*cross plot*) como é o caso do uso combinado da diagrfia de densidade e da diagrfia de neutrão, que permite avaliar o volume de argila e a porosidade neste tipo de reservatórios.

## 5.2. Rochas e reservatórios carbonatados

A classificação das rochas mais comumente utilizada é a de Robert Dunham, que tem como base as diferenças na estrutura interna e textura da rocha. Essas diferenças espelham a diversidade de energias de deposição dos ambientes geológicos em que as rochas são geradas. Na figura 38 está representada esquematicamente a classificação de Dunham.

As rochas carbonatadas são formadas por grãos, matriz e cimento. Os grãos ou partículas são constituídos por fragmentos de conchas e pequenos organismos marinhos ou por partículas precipitadas de águas ricas em cálcio.

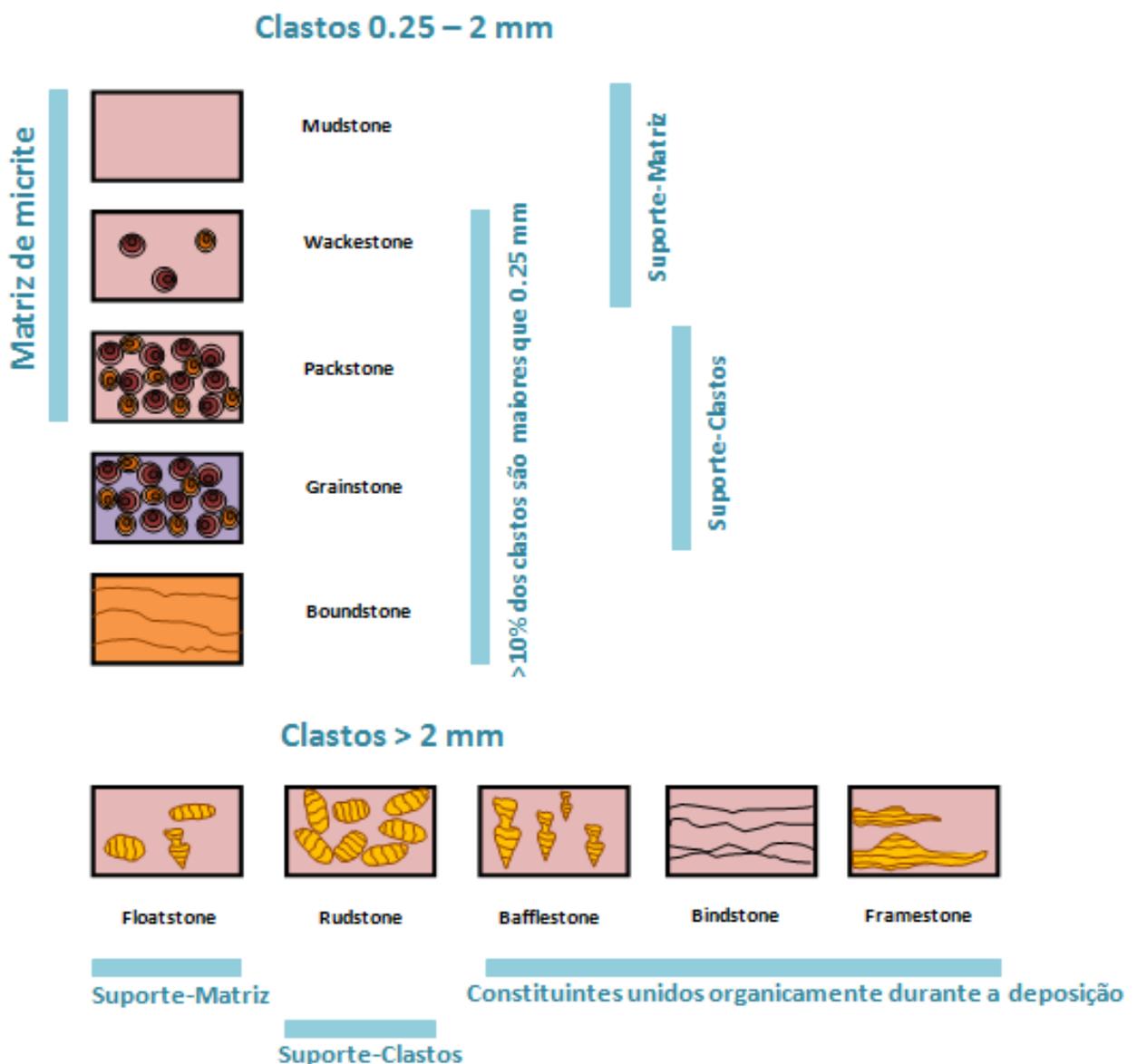


Fig. 38 - Classificação de Dunham de rochas carbonatadas. Por exemplo o *mudstone* (argilito) é uma rocha carbonatada cuja matriz é suportada por micrite e menos de 10% dos clastos são maiores de 0.25 mm. Adaptado de: <https://www2.imperial.ac.uk/earthscienceandengineering/rocklibrary/>

A matriz é constituída por lama de deposição litificada que pode ter as seguintes origens: precipitação química, quebra de conchas de pequenos organismos marinhos em material mais fino, vestígios de algas, entre outras origens. O cimento é um material cristalino (autógeno) que ocupa os espaços entre a matriz e os grãos.

As rochas carbonatadas são constituídas por carbonato de cálcio (geralmente calcite) e por carbonato de cálcio e magnésio (dolomite) e classificam-se de acordo com a maior proporção de cada um dos constituintes (calcários calcíticos ou calcários dolomíticos) (Carvalho, 2007). Podem ser formadas em condições diversas como, por exemplo, em recifes (*reef boundstones*). Depois de depositadas, estas rochas podem sofrer várias alterações diagenéticas, como é o caso da recristalização (Pereira, 2012), que podem alterar significativamente a sua textura e porosidade. Uma boa percentagem dos reservatórios petrolíferos são carbonatados.

É importante conhecer o percurso deposicional da rocha/reservatório carbonatado através do conhecimento das várias fases diagenéticas que este tipo de rocha sofre: compactação, degradação e cimentação dos carbonatos, dolomitização, estilolitização e fracturação. Com o decorrer destas fases a porosidade original da rocha pode ser significativamente modificada. A compactação e cimentação induzem geralmente reduções de porosidade. A dolomitização, a fissuração e a carsificação induzem geralmente aumento da porosidade.

O conhecimento da porosidade é extremamente importante na classificação das rochas carbonatadas e do ambiente de deposição permitindo prever as características do reservatório petrolífero carbonatado sendo possível criar modelos conceptuais do mesmo para simulações dinâmicas de fluidos.

Na avaliação de reservatórios carbonatados os principais factores a ter em conta são: as litofáceis, tipos de porosidade, posição relativa na área de deposição e sequência estratigráfica e processos diagenéticos a que foram expostos (Pereira, 2012). Os reservatórios carbonatados, tal como os clásticos, podem apresentar também intercalações de níveis argilosos, o que pode comprometer alguns aspetos mais práticos da exploração do petróleo.

## 6. Caso de estudo – Bacia de Potiguar

As diagrfias utilizadas são provenientes de três poços na Bacia de Potiguar e foram fornecidas pela Partex Oil and Gas.

O programa utilizado e do qual foram retiradas as diagrfias apresentadas no presente trabalho no caso de estudo é o *Petrel E&P Software Platform* da Schlumberger.

### 6.1. *Petrel E&P Software Platform*

O *Petrel E&P Software Platform* é um programa que permite trabalhar com diversos tipos de informação relativa à exploração e à produção de recursos geológicos, abrangendo assim diversas áreas. É a integração dos diversos tipos de informação que permite uma concessão clara das oportunidades e riscos associados às operações. As versões mais recentes do programa avançam cada vez mais no sentido de juntar diferentes áreas.

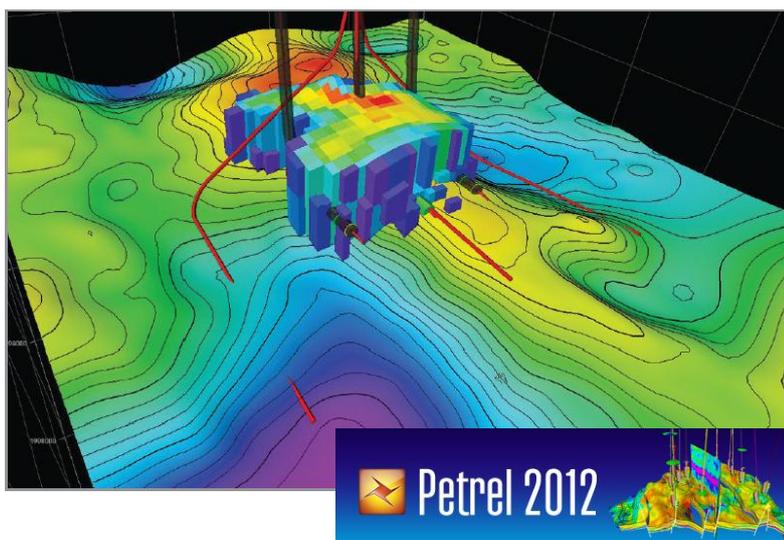


Fig. 39 – Arquitectura do poço interactiva para optimização da posição do poço em reservatórios argilosos. Fonte: <http://www.software.slb.com>.

Actualmente, as principais áreas abrangidas pelo *Petrel* são a Geologia, a Geofísica, a Modelação Geológica, a Engenharia de Reservatórios, a Geologia de Produção, a Perfuração e o Conhecimento e Estudo do Ambiente.

Dentro da área de Geologia é possível avaliar a probabilidade de risco, visualizar e analisar diagrfias, mapas estratigráficos e caracterizar estruturas deposicionais, realizar modelações geológicas, estimar reservas, entre outros. Como resultados (*output*) é possível obter simulações em 3D da maturação da rocha-mãe, carga e formação de armadilhas dos reservatórios de hidrocarbonetos para a avaliação de sistemas petrolíferos, simulação de sistemas dinâmicos de petróleo, entre outros.

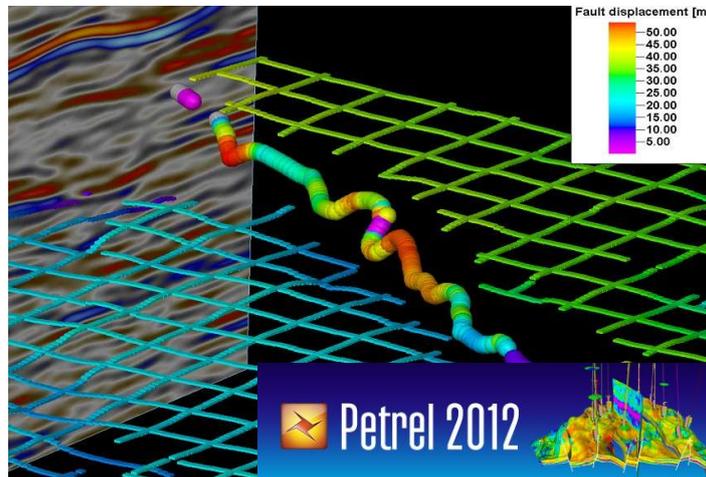


Fig. 40 - Predição de uma falha na análise e fracturas. Fonte: <http://www.software.slb.com>.

Para este trabalho em particular o que se destaca é a análise de diagrfias. Para este fim, a funcionalidade «*new well section*» e a maior facilidade desenvolvida no programa para ler ficheiros LAS e DLIS. Foi do *Petrel* que se obteve as diagrfias apresentadas neste trabalho, os *cross-plots* utilizados e as diagrfias criadas pela conjugação das diagrfias originais.

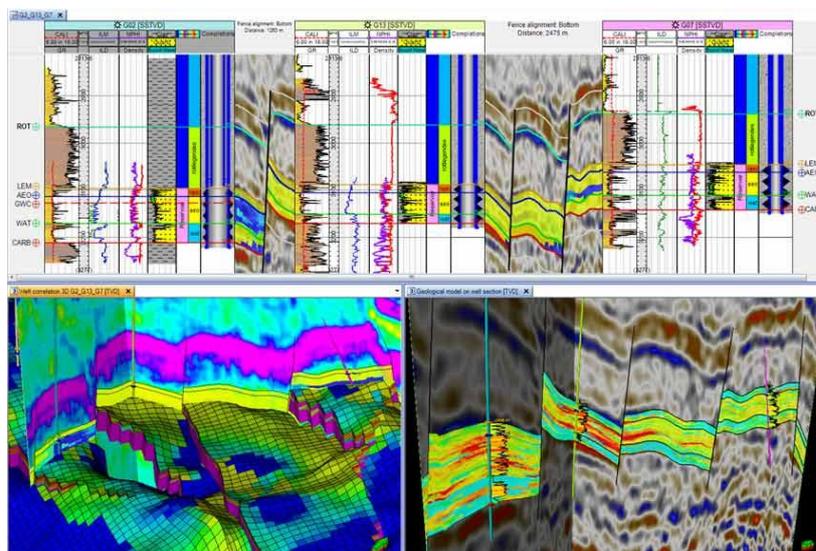


Fig. 41 – Correlação entre poços e modelação petrofísica. Fonte: <http://www.software.slb.com>.

### 6.1.1. Leitura de diagrfias no *Petrel E&P Software Platform*

Como foi mencionado, o programa utilizado tem a funcionalidade que permite ler diagrfias no formato LAS e DLIS. Permite trabalhar as diagrfias de modo a facilitar a sua interpretaçã, correlacioná-las e integrá-las com outros tipos de informaçaõ, como por exemplo a informaçaõ sísmica.

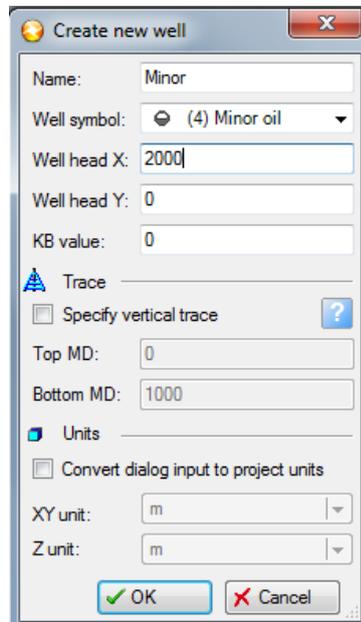


Fig. 42 - Definiçaõ da posiçaõ dos poços.

No que se refere à leitura de diagrfias, é necessário inicialmente definir os poços em estudo (fig.42), incluindo o tipo de poço, as coordenadas e a elevaçã da *kelly bushing* (KB) e definir um sistema de referênci de coordenadas (fig.43). A posiçaõ dos poços pode ser vista em 2D ou 3D.

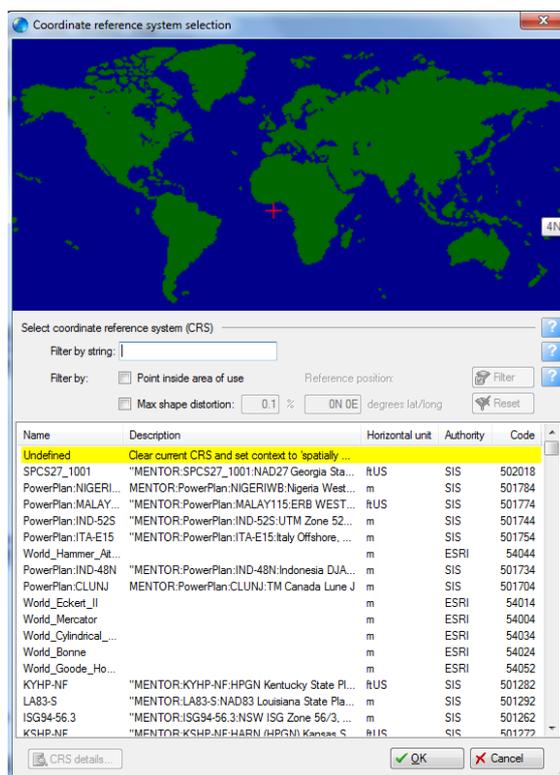


Fig. 43 - Definição do sistema de coordenadas de referência.

Após definir a posição do poço, abre-se a funcionalidade "new well section" (fig.44), e de seguida insere-se as leituras nos formatos mencionados.

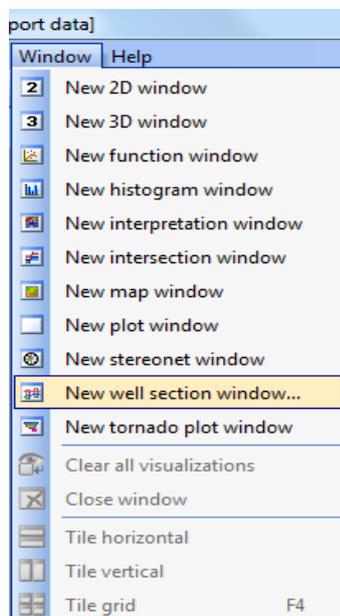


Fig. 44 - Funcionalidade "New well section".

Inseridas as leituras, podem seleccionar-se as leituras pretendidas e observar os resultados nos diferentes tracks.

A figura abaixo mostra o poço inserido, neste caso o poço *minor*, e onde se pode aceder às diferentes leituras, em “Global well logs”.

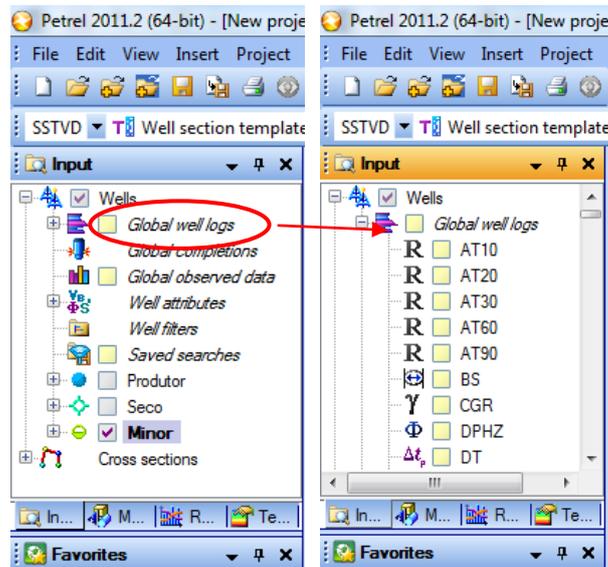


Fig. 45 - Janela do input onde se podem ver os poços inseridos.

Para trabalhar as leituras de modo a que facilitem a interpretação utilizam-se os diferentes *templates*, como mostra a figura 46.

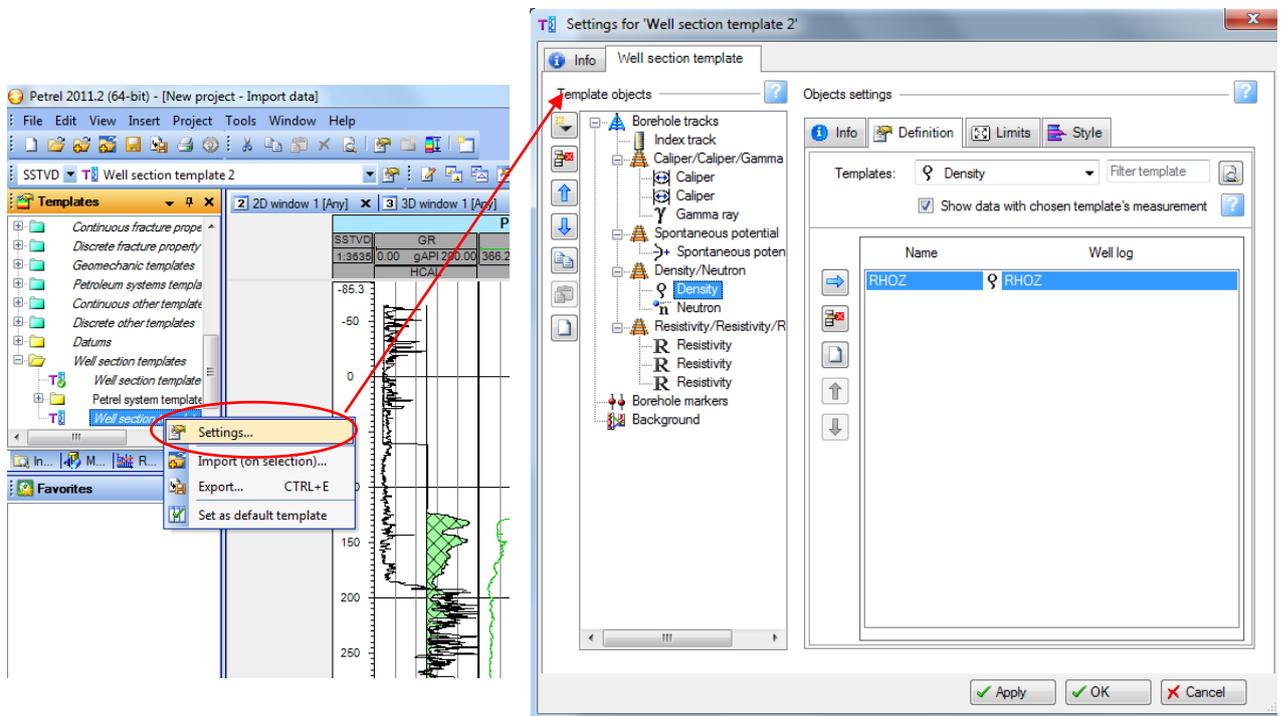


Fig. 46 - Alteração de templates.

Para este trabalho recorreu-se também a funcionalidade que permite criar uma leitura que depende de outras, a calculadora (fig.47).

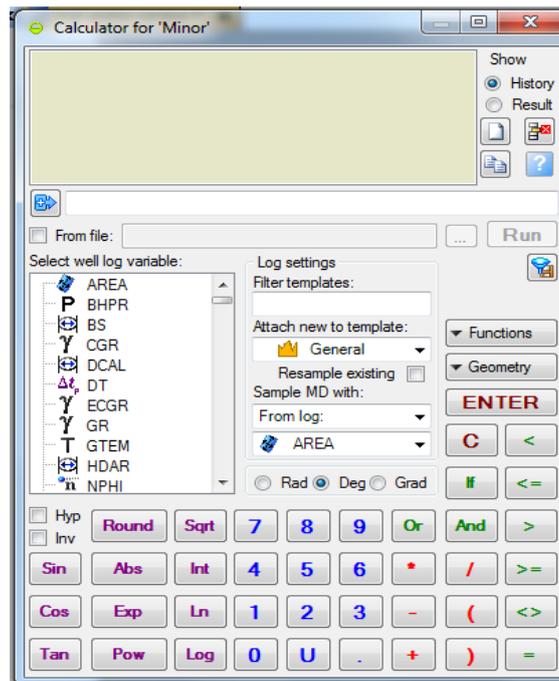


Fig. 47 - Calculadora.

## 6.2. Material utilizado no caso de estudo

Como já foi referido, o material utilizado provém de três poços realizados na Bacia de Potiguar, situada no nordeste brasileiro.

As diagrfias dos poços, fornecidos pela Partex Oil and Gas, correspondem a três poços: um poço seco, um produtor e um *minor*. A utilização dos três em conjunto é interessante para uma correlação entre camadas visíveis nos diferentes poços, mas visto que no presente trabalho apenas se pretende uma prática da interpretação de diagrfias, apenas se considerou o poço *minor*.

## 6.3. Metodologia

Após o estudo dos tipos de diagrfias e respectivos propósitos fez-se um levantamento de algumas técnicas de interpretação da informação em estudo que poderiam ser postas em prática.

De um modo geral, o procedimento para a interpretação das diagrfias relativas ao poço *minor* pode ser descrito pelos seguintes pontos:

- Separação das camadas com diferentes comportamentos petrofísicos;
- Identificação da base litológica de cada camada;
- Identificação de zonas invadidas pelo fluido de perfuração, e conseqüentemente zonas mais porosas e permeáveis, recorrendo às diagrfias de resistividade profunda e

superficial e verificando a existência de *mudcake*, com base no tamanho da broca (*bit size*) e na diagrafia *caliper*;

- Identificação do fluido presente com base no comportamento da diagrafia do neutrão em relação à diagrafia de densidade e com base no potencial espontâneo;
- Utilização da distribuição T2 e do coeficiente de difusão do NMR para confirmar e/ou verificar os fluidos identificados;
- Cálculos dos parâmetros petrofísicos: porosidade, factor de formação, resistividades, saturações.

### 6.3.1. Calcular os parâmetros petrofísicos

- Volume de argila

Para a interpretação quantitativa de uma formação, um ponto partida pode ser o cálculo do volume de argilas, por exemplo, através da determinação do índice de radiação gama:

$$IGR = \frac{GRlog - GRmin}{GRmax - GRmin} \quad [8]$$

Onde *GRlog* é a radiação gama no ponto em estudo, *GRmin* é a radiação gama mínima e *GRmax* é a máxima na secção em estudo.

Após determinado o índice de radiação gama, para determinar o volume de argila na formação utilizou-se a fórmula de Larionov, para rochas Mesozoicas ou mais antigas:

$$V_{sh} = 0.33 \times (2^{2IGR} - 1) \quad [8]$$

- Verdadeira resistividade da formação ( $R_t$ )

Corresponde a resistividade medida na zona não invadida.

- Calcular a porosidade

A porosidade pode ser directamente medida da diagrafia de neutrão ou pode ser calculada pela diagrafia de densidade ou sónica. Para este trabalho utilizou-se a calculada através da densidade:

$$\phi = \frac{\rho_{matrix} - \rho_b}{\rho_{matrix} - \rho_{fluid}} \quad [8]$$

Sendo  $\rho_b$  a densidade da profundidade em estudo,  $\rho_{matrix}$  densidade da matrix geológica e  $\rho_{fluid}$  a densidade do fluido presente.

Como já foi referido, a presença de argila pode influenciar o cálculo de certos parâmetros, entre eles a porosidade, sendo deste modo necessário uma correcção:

$$\phi = \left( \frac{\rho_{matrix} - \rho_b}{\rho_{matrix} - \rho_{fluid}} \right) - V_{sh} \left( \frac{\rho_{matrix} - \rho_{shale}}{\rho_{matrix} - \rho_{fluid}} \right) \quad [8]$$

- Factor de formação ( $F$ )

O factor de formação ( $F$ ) obtém-se da equação de *Winsauer et al.*:

$$F = a\phi^{-m} \quad [8]$$

Onde  $m$  é o factor de cimentação e  $a$  de totuosidade.

Para rochas clásticas pode utilizar-se a seguinte fórmula:

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad [8]$$

E para rochas carbonatadas, a fórmula:

$$F = \frac{1}{\phi^{2.04}} \quad [8]$$

- Cálculo da resistividade da água presente na formação ( $R_w$ )

Para calcular  $R_w$  utilizou-se a equação de Archie já referida em 3.1..

- Cálculo da resistividade da rocha se estiver 100% saturada de água ( $R_0$ )

$$F = \frac{R_0}{R_w} \leftrightarrow R_0 = F \times R_w \quad [8]$$

- Comparar  $R_t$  com  $R_0$

A zona terá hidrocarbonetos se a verdadeira resistividade da formação for maior do que a  $R_0$ .

- Calcular a saturação em água ( $S_w$ )

Existem vários métodos para o cálculo da saturação incluindo a correcção da presença de argila. Um exemplo é o método de *Simandoux*:

$$S_w = \left( \frac{0.4 \times R_w}{\phi^2} \right) \times \left\{ -\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \left[ \left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + 5 \times \left( \frac{\phi^2}{R_t \times R_w} \right) \right]^{0.5} \right\} \quad [8]$$

Onde  $R_{sh}$  é a resistividade da argila.

- Calcular a saturação de hidrocarbonetos

Para o cálculo da saturação dos hidrocarbonetos utiliza-se:

$$S_{HC} = 1 - S_w \quad [8]$$

#### 6.4. Bacia de Potiguar

A bacia em estudo, segundo Bertani *et al.*(1990) (*apud* Menezes, 2002), abrange uma área aproximada de 48000 Km<sup>2</sup> estando 21000 km<sup>2</sup> emersos e 27000 km<sup>2</sup> submersos na plataforma e talude continental. Na figura 48 abaixo está a localização da bacia. Os verdadeiros nomes das formações geológicas não são revelados.



Fig. 48 - Localização da bacia em estudo. Fonte: <https://maps.google.pt>.

#### 6.4.1. Caracterização Geológica e Estratigráfica

A estratificação da bacia em estudo pode ser dividida em três grupos de acordo com o desenvolvimento tectónico da área segundo Araripe e Feijó (*apud* Menezes, 2002): FS1, FS2 e FS3.

No grupo da FS1 estão incluídas as formações de FS1a, FS1b e FS1c. No grupo FS2 estão as formações FS2a, FS2b, FS2c e FS2d. Finalmente, o grupo FS3 abrange as formações FS3a, FS3b, FS3c e FS3d.

A formação FS1a é composta por rochas siliciclásticas e carbonatadas com ambiente de deposição deltaica-lacustre. Nas sequências inferiores, a sedimentação é lacustre, com fluxos gravitacionais de arenitos e conglomerados (Menezes, 2002). O contacto inferior com o embasamento cristalino é discordante. Nas sequências situadas mais a topo, a sedimentação é preferencialmente flúvio-deltaica com xistos siltitos e arenitos finos (Reyez, 2003).

A formação FS1b é constituída por conglomerados e arenitos depositados em cones aluviais.

A formação FS1c é formada por arenitos e lamitos com ambiente deposicional deltaico e transicional separados por xistos argilosos negros ou/e calcilitos ostracoidais de ambiente transicional. Esta formação foi datada do Neo-Aptiano.

A formação FS2a é constituída por arenitos grosseiros a muito finos, siltitos, argilitos e xistos argilosos avermelhados e esverdeados. O ambiente de deposição é continental compreendendo fácies aluviais, fluviais e estuarinas. De um modo geral, a base tem contacto discordante com a formação FS1c e no topo o contacto é com a formação FS2b. Possui em alguns pontos intercalações da plataforma carbonatada na direcção norte-nordeste (Vasconcelos, 1990). A espessura desta formação varia de 1000 a cerca de 650 metros na zona submersa e na zona emersa, respectivamente. É uma formação importante pois contém os principais reservatórios de hidrocarbonetos e de água (Vasconcelos, 1990).

A formação FS2b é formada por calcarenitos, calcarenitos bioclásticos e calcilitos de acordo com Sampaio e Schaller (*apud* Menezes, 2002). Os sedimentos foram depositados numa grande plataforma de rochas carbonatadas e cobriram toda a porção emersa da bacia, entre o Turoniano e o Mesocampaniano. Na parte emersa predominam sedimentos de fundo de laguna e bioclásticos. Esta formação possui contacto concordante com os clásticos transicionais da formação FS2a e FS2c, no topo está uma grande discordância neocampaniana.

A formação FS2c foi dividida por Araripe e Feijó (*apud* Menezes, 2002) em dois grupos, um constituído por arenitos e outro essencialmente por xistos argilosos. O contacto inferior é discordante com a formação FS2d e o superior é concordante com a formação FS2b.

A formação FS2d é constituída por rochas carbonatadas de origem marinha rasa compostas por calcarenitos oolíticos, calcilitos e xistos argilosos, segundo Tibana e Terra (1981) (*apud* Menezes, 2002). A idade estimada é do Neo-Albiano.

O grupo FS3 abrange os sistemas de cones costeiros, plataforma e talude, depositados entre o Neocampaniano.

A Formação FS3b é composta por arenitos grosseiros segundo Silva (1966) (*apud* Reyes, 2003). A Formação FS3c é constituída por calcarenitos bioclásticos e calcilutitos (Souza, 1982). A Formação FS3d, segundo Mayer (1974) (*apud* Menezes, 2002), é constituída por xistos argilosos e argilitos, arenitos finos a muito grosseiros, siltitos e calcarenitos.

Na bacia em estudo, além de rochas sedimentares também podem ser encontradas algumas rochas ígneas associadas a eventos magmáticos ocorridos durante a formação da bacia. As formações ígneas são FV1, FV2 e FV3.

Na tabela abaixo apresentam-se as formações geológicas presentes na bacia de sedimentação em estudo.

**Tabela 5 - Formações geológicas presentes na bacia de sedimentação em estudo.**

<b>Formação geológica</b>	<b>Informação litológica</b>	<b>Ambiente de deposição</b>
Formação sedimentar 1a – <b>FS1a</b>	Siliciclastos e rochas carbonatadas	Deltaico Lacustre
Formação sedimentar 1b – <b>FS1b</b>	Conglomerados e arenitos	Aluvial
Formação sedimentar 1c – <b>FS1c</b>	Arenitos, lamitos xistos argilosos, calcilutitos ostracoidais	Deltaico+Transicional
Formação sedimentar 2a – <b>FS2a</b>	Arenitos grosseiros a finos , siltitos, argilitos, xistos argilosos	Marinho-estuarino+Continental +Fluvial
Formação sedimentar 2b – <b>FS2b</b>	Calcarenitos e calcilutitos	Marinho
Formação sedimentar 2c – <b>FS2c</b>	Arenitos e xistos argilosos	Marinho
Formação sedimentar 2d – <b>FS2d</b>	Calcarenitos oolíticos e calcilutitos	Marinho raso
Formação sedimentar 3a – <b>FS3a</b>	Siliciclástica mal consolidada	Marinho+Fluvial
Formação sedimentar 3b – <b>FS3b</b>	Arenitos grosseiros	
Formação sedimentar 3c – <b>FS3c</b>	Calcarenitos e calcilutitos	
Formação sedimentar 3d – <b>FS3d</b>	Xistos argilosos , argilitos, arenitos e calcarenitos	
Formação vulcânica 1 – <b>FV1</b>	Diques de diabásio toleíticos	
Formação vulcânica 2 – <b>FV2</b>	Diques de diabásio com tendência alcalina	
Formação vulcânica 3 – <b>FV3</b>	Derrames de olivina-basalto	

#### **6.4.2. Evolução tectónica e sedimentar da bacia**

A bacia de Potiguar está associada à formação de um rifte (Rifte de Potiguar). Este está associado a várias ocorrências tectónicas devido à separação do super continente Gondwana no Jurássico Superior. Na figura 49 estão representadas esquematicamente as formações

presentes nas bordas dos continentes sul americano e africano, sendo possível observar as suas semelhanças.

Segundo Françolin e Szatmari (1987) (*apud* Menezes, 2002), os processos que levaram a formação do rifte tiveram início com os movimentos divergentes do super continente na direcção este-oeste. Estes movimentos levaram, no Cretácico Inferior, à rotação diferencial dextral da placa sul-americana em relação à africana. No Neocomiano (período que vai do Berriasiano ao Barremiano, no Cretácico Inferior), a zona em estudo sofre uma compressão na direcção E-W e uma distensão na direcção N-S que provoca a reactivação de inúmeras falhas, sendo as mais importantes as de direcção NE-SW. Neste contexto, deposita-se a Formação FS1a. É nesta fase que se gera o actual domínio *onshore* da bacia em estudo (Matos, 1987) (*apud* Menezes, 2002).

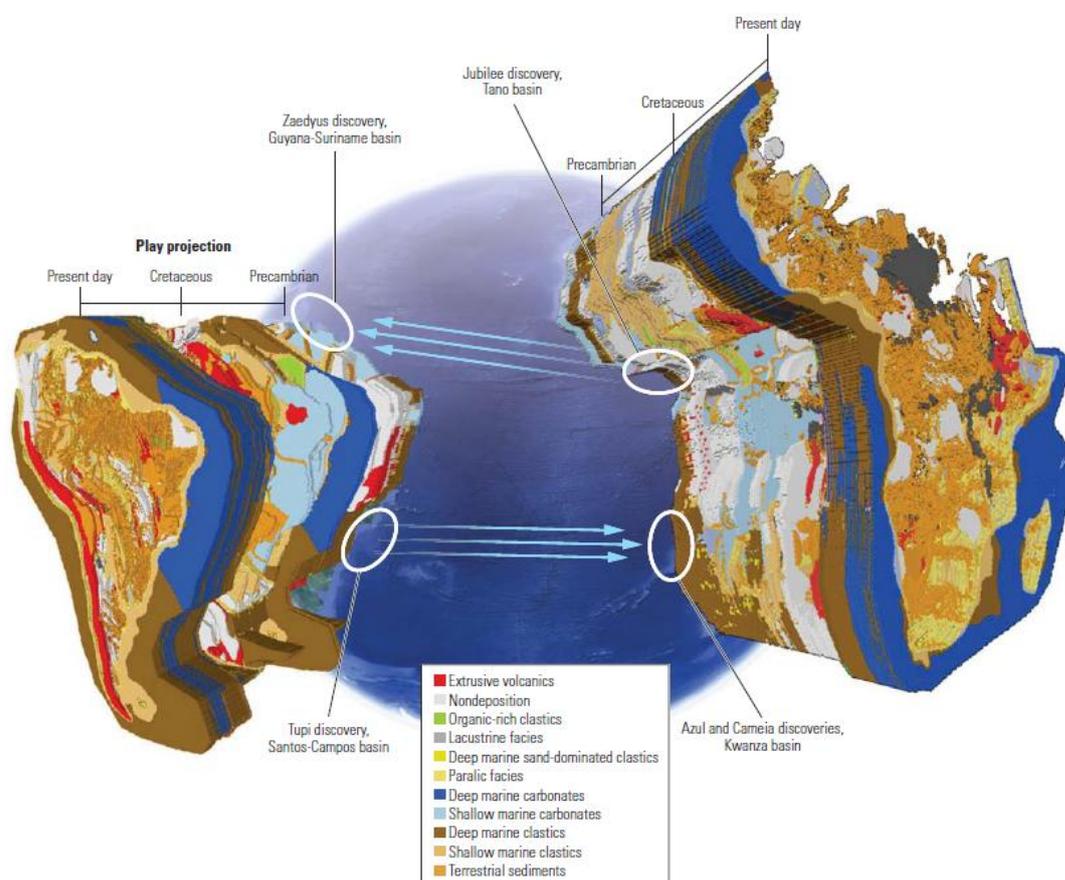


Fig. 49 - Separação do supercontinente Gondwana. Fonte: Bryant, Ian; et al., 2012.

Durante o Aptiano, segundo Bertani *et al.* (1990) (*apud* Menezes, 2002), os movimentos das falhas NE-SW e a sedimentação na porção *onshore* da bacia são interrompidos. O rifte evoluiu segundo as falhas na direcção E-W e inicia-se a sedimentação da actual parte submersa da bacia. Esta sedimentação dá origem à Formação FS1c, segundo aqueles autores, marcando o final da fase rifte e início da subsidência (fig.50).

No Albiano, a movimentação E-W permitiu a entrada do mar, que pode ser descrita em duas fases, uma transgressão marinha seguida de uma regressão marinha (Françoline Szatmari, 1987) (*apud* Menezes, 2002). O conjunto destas sequências é designado como sequência de deriva (*drift*) (Bertani *et al.*,1990) (*apud* Menezes, 2002). Nestas sequências, a deposição é originada em ambiente continental com subsidência controlada por temperatura e pressão. Na fase da transgressão marinha, os sedimentos depositados correspondem às formações de FS2a, FS2b, FS2d e FS2c. Em relação à regressão marinha as formações são a de FS3b, FS3c e FS3d. Esta regressão está associada ao soerguimento da Formação FS2b, ocorrido no Campaniano, devido à presença de uma pluma mantélica (Morais Neto, 1999) (*apud* Menezes, 2002).

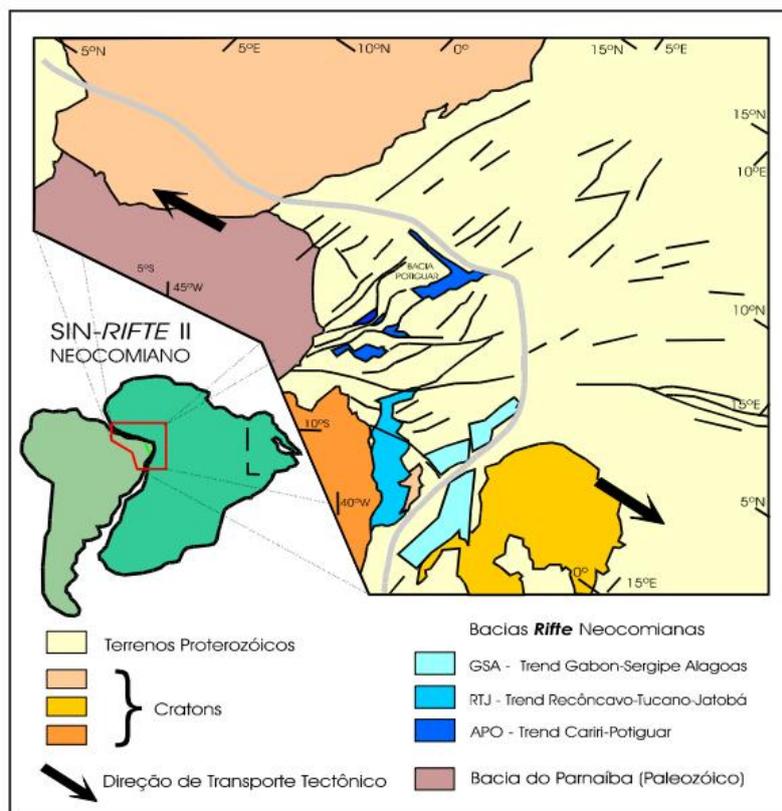


Fig. 50 - Sistema de riftes cretácicos do nordeste brasileiro. Fonte: Soares, 2000.

De um modo simplificado, e de acordo com o referido anteriormente, pode dizer-se que a deposição dos sedimentos segue a seguinte ordem, da mais recente para a mais antiga:

- Formações FS3b, FS3c e FS3d;
- Formações FS2b, FS2c, FS2d e FS2a;
- Formação FS1c;
- Formação FS1a.

Na tabela 6 está representada uma tabela cronoestratigráfica onde também é possível verificar a ordem de ocorrência da deposição das formações referidas.

Tabela 6 - Tabela cronoestratigráfica desde o Jurássico Médio ao Cretáceo Superior. Adaptado de [http://www.stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2013-01Portuguese\\_PT.pdf](http://www.stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2013-01Portuguese_PT.pdf).

Eon	Era	Período	Série /Época	Idade (M.a.)	Estágio/Idade
Fanerozóico	Mesozóico	Cretáceo	Superior	66 – 174.1	Maastrichtiano
					Campaniano
					Santoniano
					Coniaciano
					Turoniano
					Cenomaniano
					Albiano
					Aptiano
					Berremiano
					Hauteriviano
		Valanginiano			
		Berriasiano			
		Jurássico	Superior	Tithoniano	
				Kimmeridgiano	
				Oxfordiano	
			Médio	Calloviano	
				Bathoniano	
				Bajociano	
				Aaleniano	

- Entrada do mar
- Deposição de: FS2A, FS2B, FS2D E FS2C

- Regressão marinha
- Deposição de: FS3b, FS3c e FS3d

- Deposição de: FS1C

- Compressão E-W e distensão N-S
- Deposição de: FS1A

Início da separação do Gondwana (Jurássico Inferior)

## 6.5. Interpretação e conclusões

### 6.5.1. Interpretação qualitativa

Tendo em conta o exposto anteriormente e de acordo com a informação obtida das diagrfias pôde fazer-se a diferenciação entre camadas, respectiva caracterização litológica, identificação dos fluidos presentes nas formações e cálculo de alguns parâmetros petrofísicos.

As diagrfias que mais foram utilizadas foram: *gamma ray* (GR), *compensated gamma ray* (CGR), *spectroscopy gamma ray* (THOR, URAN, POTA), *bit size* (BS), *spontaneous potential* (SP), *caliper* (HCAL), *induction shallow resistivity* (AHT20), *induction mean resistivity* (AHT60), *induction deep resistivity* (AHT90), *micro normal resistivity* (HMNO), *neutron porosity* (NPHI), *density* (RHOZ), *photoelectric factor* (PEFZ), *sonic porosity* (SPHI) e *interval transit time* (DT).

#### 6.5.1.1. Diferenciação entre camadas e caracterização litológica

Até à profundidade de 128 unidades de profundidade (u.p.), as leituras em todas as diagrfias foram postas de parte porque nem todas estavam representadas. Acontecendo o mesmo para profundidades superiores a 405 u.p.. Foram identificadas quatro camadas: zona A, zona B, zona C1 e zona C2.

#### Zona A

Como se pode ver na figura 51, entre 128 e 162 u.p., entre o horizonte 1 e 2 está a camada designada por zona A.

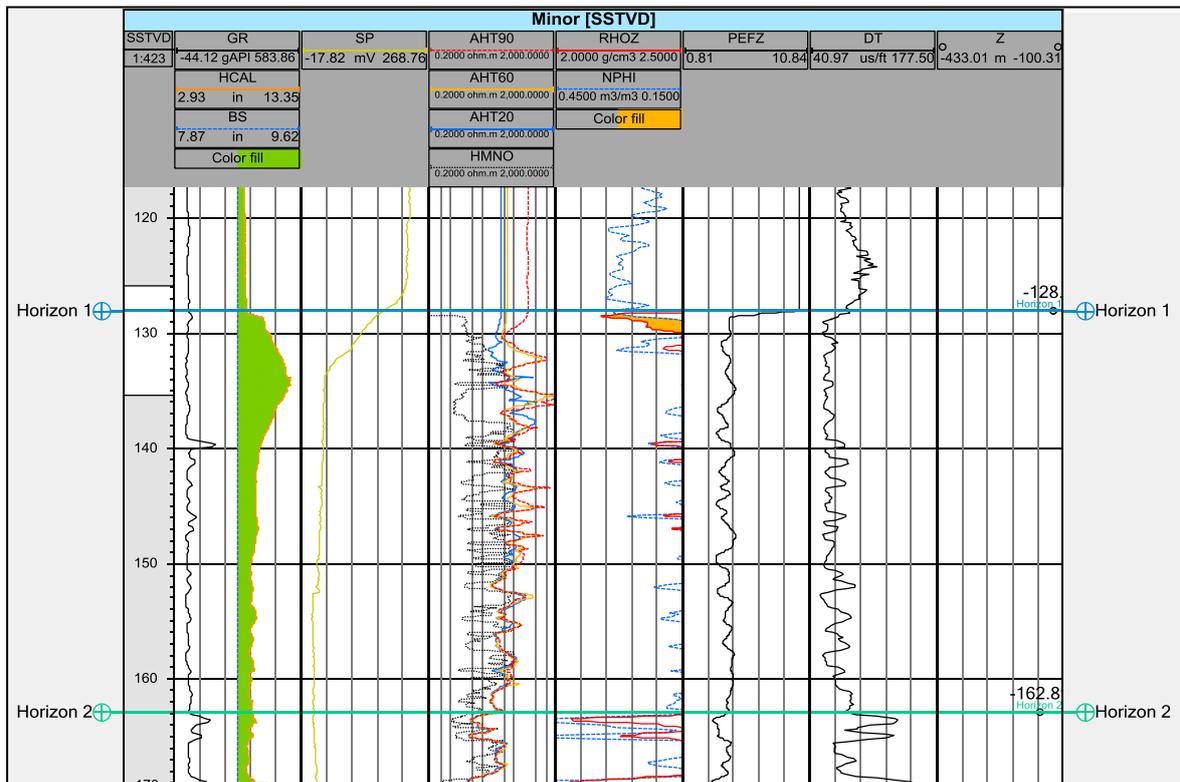


Fig. 51 - Zona A.

Devido às elevadas resistividades, as maiores em toda a secção em estudo, e ao facto de tanto a resistividade da zona da formação mais próxima às paredes do poço (*flushed zone*) como das zonas mais afastadas coincidirem, pode dizer-se que se trata de uma formação compacta (*tight formation*). Considerando estas características, pode dizer-se que esta rocha funciona como uma rocha selante. Não se trata de um argilito ou xisto, como poderia ser esperado, porque a radiação gama é muito baixa. Esta rocha apresenta um comportamento carbonatado, podendo assim possivelmente ser uma rocha margosa.

### Zona B

Entre 162 e 191 u.p., ou seja, entre os horizontes 2 e 3, está a camada identificada como zona B (fig.52).

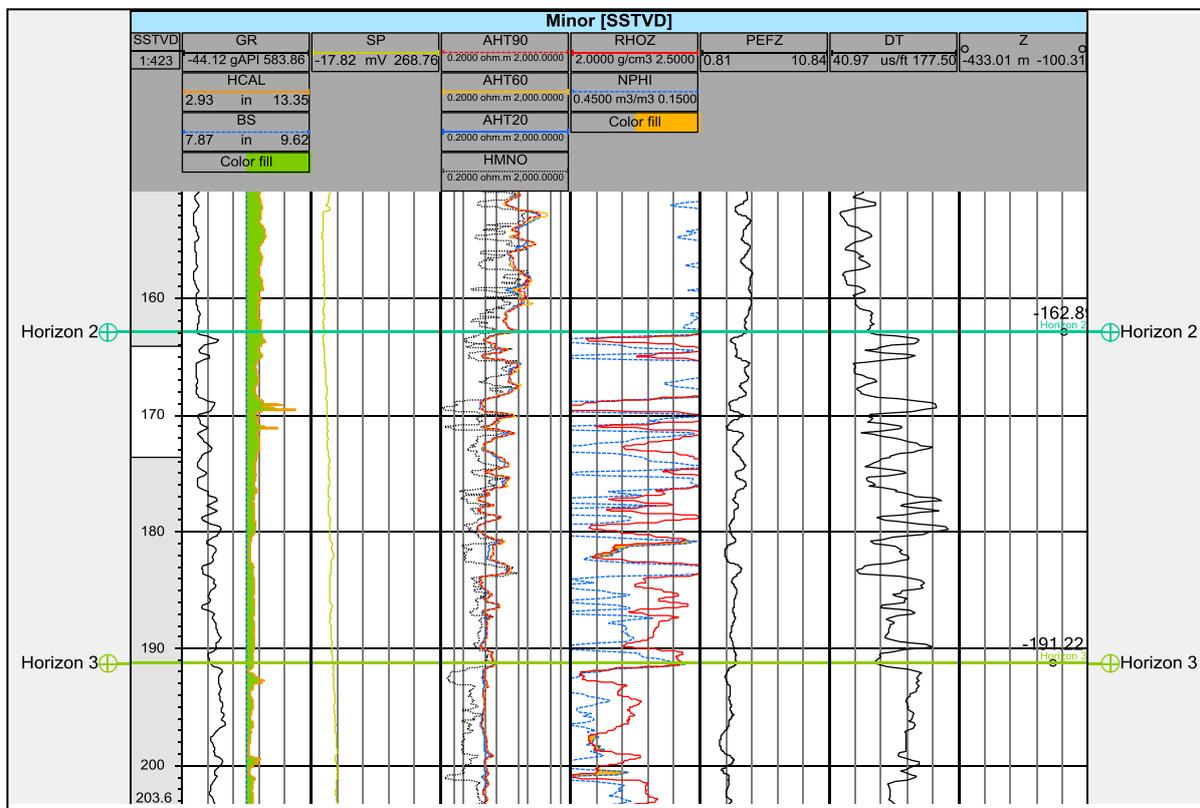


Fig. 52 - Zona B.

Considera-se ser uma nova camada pois apresenta diferente comportamento na radioactividade, nas resistividades e no neutrão e densidade. No entanto, estas variações são pouco estáveis podendo assim ser considerada uma zona de transição entre a zona A e a zona C1.

## Zona C1

A zona seguinte C1 (fig.53) que vai até à u.p. de 229, isto é, entre os horizontes 3 e 4, apresenta parâmetros mais estáveis.

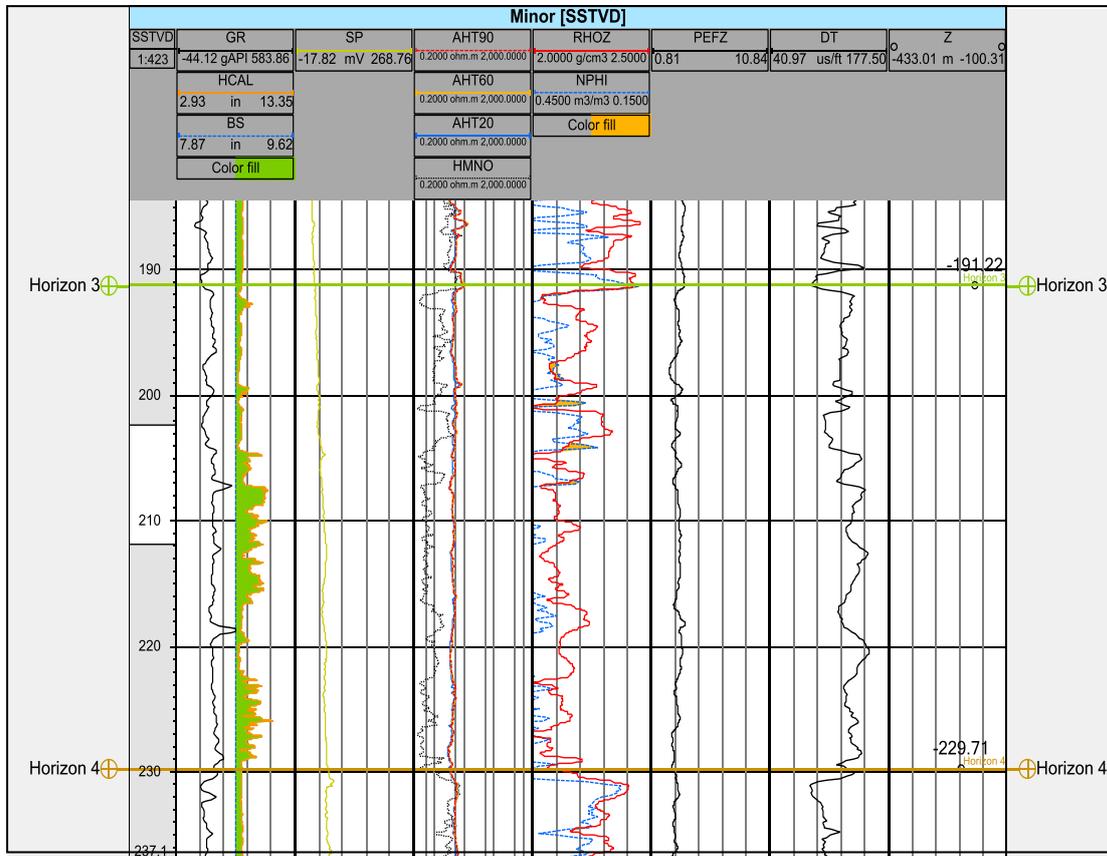


Fig. 53 - Zona C1.

Em comparação com a zona A, verifica-se um aumento da radiação gama atingindo um nível considerado alto. Verifica-se que as resistividades diminuem, a diagrafia de neutrão apresenta forte aumento de porosidades e ocorre também redução da densidade.

A elevada radioactividade é indicação de presença de argilas no entanto como a diagrafia de GR apresenta valores anormalmente elevados é interessante verificar de que isótopo provém esta radioactividade. Da espectrometria da radiação gama verifica-se que o isótopo de urânio apresenta elevada expressão, o que, como foi visto anteriormente, está associado à presença de matéria orgânica e a ambientes de deposição marinho. Os outros isótopos também estão presentes, o que confirma a presença de argilas. No entanto a presença do isótopo de tório não é muito significativa.

Relativamente às resistividades, verifica-se uma separação entre a microresistividade e as outras resistividades. Como pode verificar-se também alguma rugosidade nas paredes do poço (pela diferença entre o *caliper* e o tamanho da broca), pode dizer-se que a micro resistividade

apenas lê a lama presente nas rugosidades do poço havendo assim a diferença entre as resistividades mencionadas.

A elevada porosidade indicada pela diagrafia de neutrão não deve ser lida como uma indicação fidedigna de elevada porosidade na camada. Devido a proximidade entre as resistividades a diferentes profundidades de investigação, pode dizer-se que a formação é compacta e portanto não pode ser uma rocha porosa. A diagrafia de neutrão tem este comportamento devido a elevada percentagem de argila na camada, esta apresenta tanto água adsorvida como capilar o que eleva as medições da diagrafia de neutrão.

Visto o PEF ser de aproximadamente 2, esta formação geológica tem a matriz clástica. Não se trata de uma areia “limpa” (*clean sand*), e devido a origem da sua radioactividade trata-se de uma areia (radioactiva) com argila.

### Zona C2

A zona C2 (fig.54) vai até ao final das diagrafias estudadas (405 u.p.), portanto entre os horizonte 4 e 5.

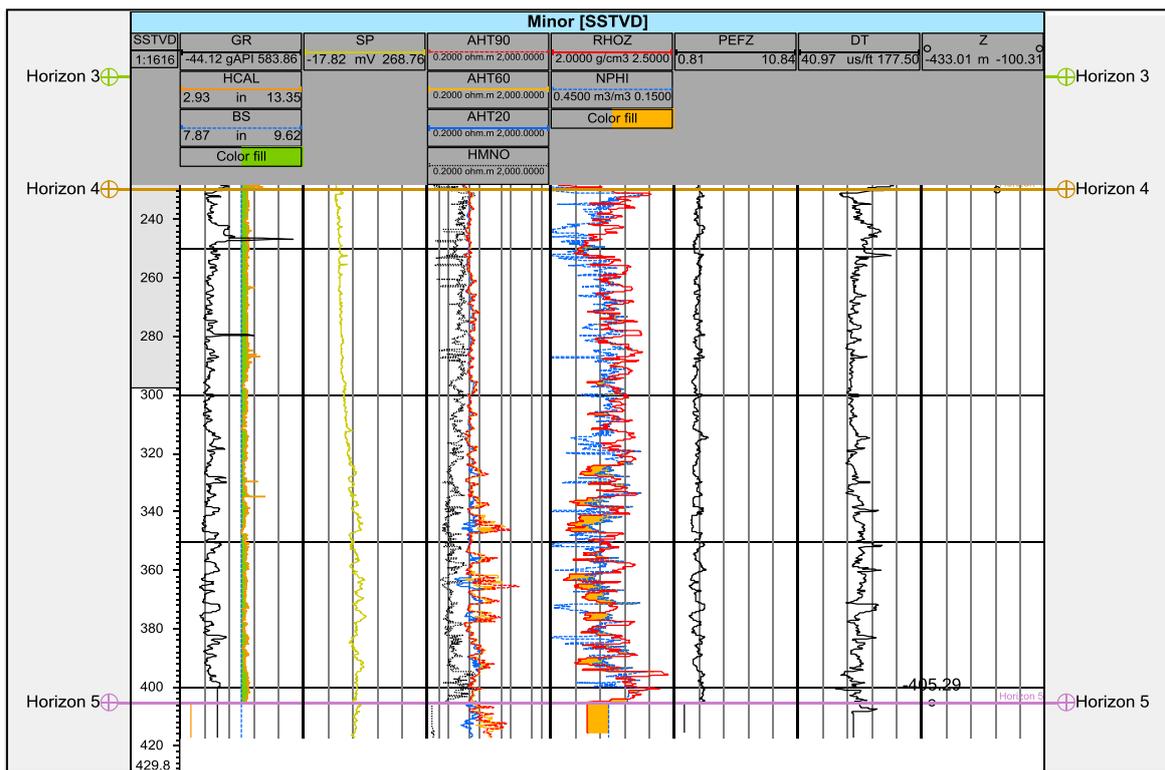


Fig. 54 - Zona C2.

Esta camada apresenta mais ou menos o mesmo comportamento que a camada anterior. Verifica-se apenas uma pequena diminuição da radiação gama em relação à zona anterior, continuando, no entanto, a ser elevada.

Podem também ser observadas algumas invasões de lama na formação, que se tornam maiores com a profundidade. As invasões são identificadas nas leituras de resistividade. As maiores invasões ocorrem a partir de 239 u.p.. Estas zonas, mais profundas e de maior invasão, correspondem a reduções na radioactividade e deflexões do potencial espontâneo o que pode ser um indicativo de areias mais “limpas”, isto é, areias com menor percentagem de argilas, maior permabilidade e conseqüentemente maior capacidade de acumulação de fluidos.

As zonas C1 e C2 diferem entre elas, mas considerou-se pertencerem à mesma formação (zona C) pois apresentam algumas características comuns, nomeadamente algum comportamento clástico, presença de argilas, baixa porosidade (*tight formation*).

A diagrafia principal completa encontra-se em anexo (Anexo A2), bem como as outras diagrfias utilizadas.

### Outras ocorrências

Outras ocorrências que podem ser referidas são os picos de GR que podem ser vistos nas camadas superiores de C2. Na figura 55 estão ampliados os picos de GR mais marcantes. Estes picos poderão ser indicação de fracturas, onde houve grande deposição do isótopo radioactivo do urânio. Esta possibilidade também pode ser confirmada comparando a porosidade total (obtida por exemplo através da diagrafia de densidade) com a porosidade primária (obtida pela diagrafia sónica). Uma grande discrepância entre as duas é indicação de existência de porosidade secundária, que por sua vez pode estar associada a presença de fracturas.

Como referido anteriormente, o rácio Th/U, incluído no Anexo A3, pode ser um indicativo do ambiente deposicional. Desta diagrafia foi possível confirmar, como já esperado, o ambiente deposicional marinho.

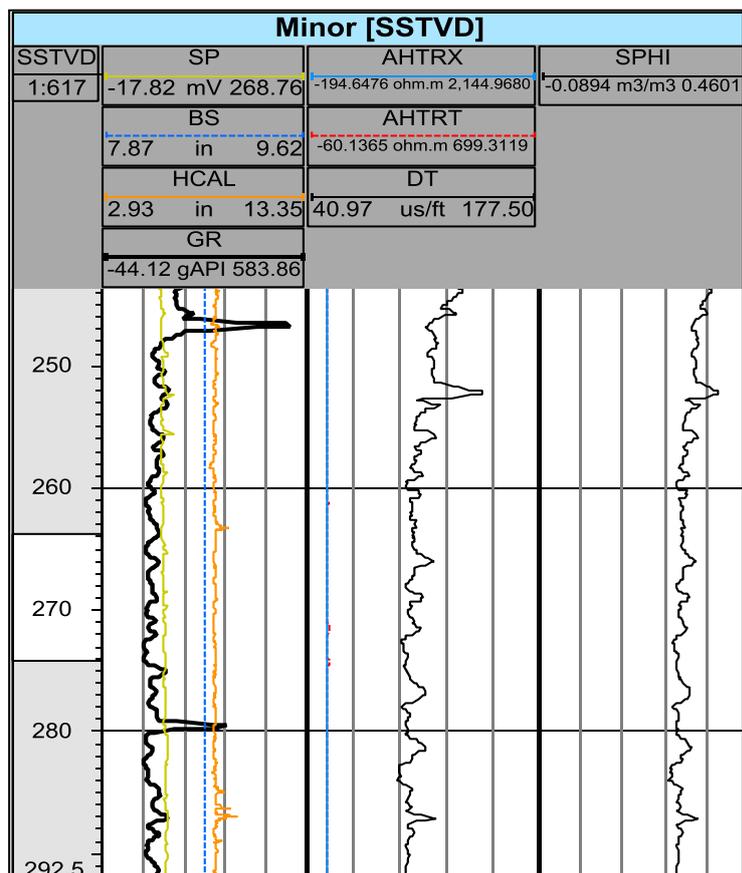


Fig. 55 - Picos de GR na zona B3.

### 6.5.1.2. Identificação dos fluidos

De um modo mais imediato, pode dizer-se que as zonas da formação geológica que poderão conter fluidos são aquelas que foram invadidas pelo fluido de perfuração. Este expulsa os hidrocarbonetos dos poros, resultando assim numa diferença razoável entre as resistividades a diferentes profundidades de investigação.

Acrescenta-se ainda que a presença de fluidos pode ser identificada pelo comportamento (*crossover*) da diagrafia de neutrão em relação à de densidade.

Tendo em conta as duas regras mencionadas, as zonas mais óbvias ocorrem em C2 tendo os *crossovers* maior expressão nas camadas inferiores.

Pela deflexão do potencial espontâneo para a direita verifica-se que o fluido presente nas camadas inferiores da zona C2 trata-se de água não salgada. A água não salgada (ou doce) por não possuir sais dissolvidos apresenta maior resistividade do que a água salgada. Deste modo, o comportamento que se observa nas diagrafias de resistividade é muito semelhante ao do óleo. A figura 56 mostra um exemplo de algumas dessas intercalações de areias mais permeáveis na zona C2.

A modo de conclusão, não há indicações claras de existência de hidrocarbonetos nas diagrfias analisadas. Apenas se pode observar a presença de água nas camadas inferiores da zona C2.

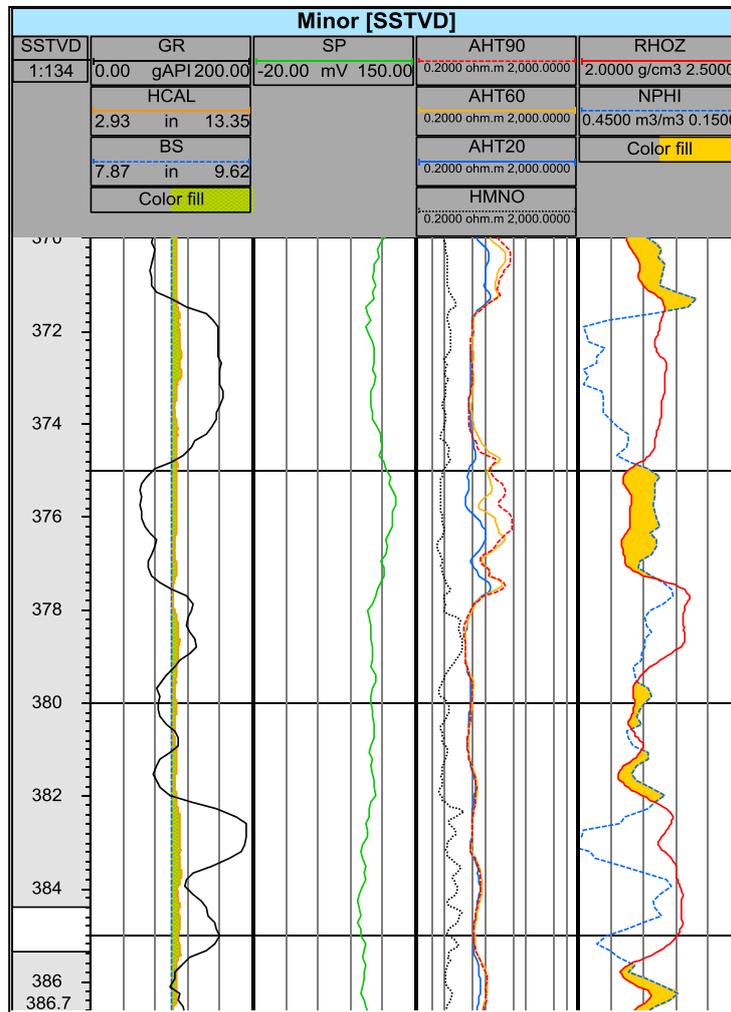


Fig. 56 - Crossover na zona de água.

#### 6.5.1.2.1. Conclusões da ressonância magnética nuclear (NMR)

Tendo em conta a informação do NMR pode verificar-se que entre as profundidades de 303 e cerca de 345 unidades de profundidade, fazendo um *cut off* de cerca de 33 milissegundos (*cut off* característico de formações clásticas), há alguma ocorrência de poros maiores. Assume-se que a ocorrência de poros maiores indica presença de fluidos livres. Recorrendo a distribuição dos coeficientes de difusão, verifica-se que parte deste fluido apresenta difusão característica de água e outra parte, muito menor, apresenta difusão característica de óleo. Esta deixa de ocorrer para maiores profundidades, passando o fluido livre a ser apenas água.

O óleo presente possivelmente não excederá 10 a 20% de saturação sendo assim provavelmente desprezável.

As unidades de profundidade não são as mesmas entre as diagrfias obtidas no *Petrel* e o NMR, no entanto observando o comportamento de outras leituras, nomeadamente o GR, é possível verificar que se trata da camada identificada como zona C2.

O NMR utilizado encontra-se nos anexos A6 e a sua legenda no anexo A7.

A tabela abaixo resume as conclusões tiradas da avaliação qualitativa.

**Tabela 7 - Resumo das conclusões da análise qualitativa.**

Camada	Profundidade de acordo com o Petrel (u.p)	Características	Litologia	Fluido presente	Formação
Zona A	128 – 162	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Elevada resistividade</li> <li>▪ Baixo GR</li> <li>▪ Baixa <math>\phi</math></li> <li>▪ As maiores velocidades da onda sónica</li> <li>▪ PEF <math>\approx 4</math></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Rocha margosa</li> </ul>	-	-
Zona B	162 – 191	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Rugosidade nas paredes do poço</li> <li>▪ Redução da resistividade em relação a zona A</li> <li>▪ Aumento do GR</li> <li>▪ Separação N/D</li> <li>▪ PEF = variável</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Possivelmente zona de transição para C1</li> </ul>	-	-
Zona C1	191 – 229	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Elevado GR (muito isótopo de urânio)</li> <li>▪ Rugosidade nas paredes do poço</li> <li>▪ Baixa resistividade</li> <li>▪ Separação N/D</li> <li>▪ PEF <math>\approx 2</math></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Rocha clástica argilosa</li> </ul>	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ FS2a ou</li> <li>▪ FS2c</li> </ul>
Zona C2	229 – 405	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Elevado GR (muito isótopo de urânio)</li> <li>▪ Picos de GR</li> <li>▪ Rugosidade nas paredes do poço</li> <li>▪ Baixa resistividade</li> <li>▪ Pequenas zonas de invasão, as quais corresponde crossovers D/N, reduções de GR e deflexões do SP para a direita</li> <li>▪ PEF <math>\approx 2</math></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Rocha clástica argilosa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Água não salgada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ FS2a ou</li> <li>▪ FS2c</li> </ul>

### 6.5.2. Interpretação quantitativa

Como não foi detectado nenhuma zona com potencial de reservatório de hidrocarbonetos não foi necessário o cálculo de saturações. No entanto em relação a zona C2, a camada com melhores condições para a acumulação de fluidos, foram determinados os seguintes parâmetros (tab.8):

Tabela 8 - Resultados obtidos.

Incognita	Valor
$V_{sh}$	0.40
$\phi$ – Densidade	0.15
$F$	36
$R_t$ (ohm.metro)	6
$R_o$ (ohm.metro)	16

É possível verificar que, tal como esperado, não há hidrocarbonetos, visto  $R_o$  ser maior que  $R_t$ .

### 6.5.3. Algumas considerações

Como a informação fornecida não é referente apenas ao único poço estudado na presente dissertação, e após terminada a análise apresentada, o passo seguinte consiste na correlação entre os três poços.

Nos anexos A4 e A5 estão presentes as diagrfias dos outros dois poços.

A primeira vista é possível verificar que todas as zonas identificadas no poço *minor* são visíveis nos outros poços e que as deflexões do SP são mais marcantes, em particular no poço produtor. No poço produtor pode observar-se que há muitos *crossovers* com reduções de GR, sendo deste modo esta diagrfia melhor para estudar as areais na zona C2.

## 7. Conclusão

A indústria petrolífera tem vindo a lidar com reservatórios cada vez mais desafiantes o que exige técnicas de recuperação de hidrocarbonetos mais avançadas. Com intuito de progredir nesse sentido é necessário maior precisão e perfeição, o que só pode ser alcançado com um maior e melhor conhecimento das características dos reservatórios, do trajecto ideal de perfuração e absoluto controlo das operações. A segurança influencia o bem estar de tudo e de todos que lidam directa ou indirectamente com as actividades desta indústria só sendo assim possível alcançar um desenvolvimento sustentável.

No presente trabalho abordou-se de uma maneira geral a avaliação de formações (*formation evaluation*) na indústria petrolífera durante uma sondagem. A informação necessária para este tipo de avaliação provém do *mud logging*, da carotagem, de alguns testes que se fazem à formação e de diagrfias (*well logging*). Tendo sido estas últimas o tema do presente trabalho.

Foi tomado como caso de estudo a Bacia de Potiguar no Rio Grande do Norte no Brasil. Neste caso de estudo recorreu-se às diagrfias que geralmente são utilizadas numa avaliação de formações e ao NMR juntamente fornecido.

Foi possível verificar que nas formações atravessadas pelo poço há presença de água não salgada na zona C2. A zona C1 e C2 poderão possivelmente pertencer a formação FS2a. O NMR deu indicação de presença de óleo na zona C2 mas, no entanto, esta pode ser desprezável.

Para a confirmação da possibilidade de ocorrência de óleo recuperável poderá servir o estudo dos outros dois poços que não foram abrangidos nesta dissertação ou estudo de medições a maiores profundidades.

## 8. Referências Bibliográficas

Livros consultados:

- [1] Archer, J.S.; Wall, C.G. – **Petroleum Engineering, Principles and Practice**. 2ª ed. Inglaterra: Graham and Trotman, 1986
- [2] American Petroleum Institute – **Introduction to Oil and Gas Production**.
- [3] ADITCL – **Drilling - The Manual of Methods, Applications and Management**. 4ªed. Austrália: Lewis Publishers, 2000.
- [4] ASME Shale Shaker Committee – **Drilling Fluids Processing Handbook**. 1ª ed. EUA: Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2005. ISBN 0-7506-7775-9
- [5] Baker Hughes INTEQ – **Oil Field Familiarization, Training Guide**. Houston, EUA: Baker Hughes INTEQ, 1996.
- [6] Baker Hughes INTEQ – **Advanced Wireline & MWD Procedures Manual**. Houston, EUA: Baker Hughes INTEQ, 1992.
- [7] Baker Hughes INTEQ – **Surface Logging System, Training Guide**. Houston, EUA: Baker Hughes INTEQ, 1996.
- [8] Bassiouni, Zaki – **Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs**. 1ªed. Texas, EUA: SPE Textbook Series Vol.4, 1994. ISBN 1 55563 056 1
- [9] Bourdet, Dominique – **Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models, Handbook of Petroleum Exploration and Production, 3**. 1ªed. Holanda: Elsevier, 2002. ISBN 0 444 50968 2
- [10] Bradley, Howard B. – **Petroleum Engineering Handbook**. 3ª ed. Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers, 1992. ISBN 1-55563-010-3
- [11] Costa, J. B. – **Caracterização e Constituição do Solo**. 7ªed. Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 2008. ISBN 978 972 31 0073 0
- [12] Darling, Toby – **Well Logging and Formation Evaluation**. 1ª ed. Burlington, EUA: Elsevier, 2005. ISBN 0-7506-7883-6
- [13] Ellis, Darwin V.; Singer, Julian M. – **Well Logging for Earth Scientists**. 2ª ed. Dordrecht, Holanda: Springer, 2008. ISBN 978-1-4020-3738
- [14] Gatlin, Carl – **Petroleum Engineering, Drilling and Well Completions**. Texas, EUA: Prentice-Hall, Inc., 1960.
- [15] Glover, Paul – **Petrophysics MSc Course Notes**. Universidade de Laval. Canadá. 2002.

[16] Gluyas, Jon; Swarbrick, Richard – **Petroleum Geoscience**. Australia: Blackwell Publishing, 2006. ISBN 978-0-632-03767-4

[17] Gomes, Jorge S.; Alves, Fernando Barata – **O Universo da Indústria Petrolífera, Da Pesquisa à Refinação**. 2ªed. Lisboa, Portugal: Fundação Calouste Gulbenkian, 2011. ISBN 978-972-31-1398-3

[18] Halliburton – **Basic Petroleum Geology and Log Analysis**. 2001.

[19] Luthi, Stefan – **Geological Well Logs: Their use in reservoir modeling**. 1ªed. Berlin, Alemanha: Springer, 2001. ISBN 3-540-67-840-9

[20] Petroleum Extension Service – **A Dictionary for the Petroleum Industry**. 2ª ed. Texas, EUA.

[21] Rider, Malcom – **The Geological Interpretation of Well Logs**. 2ªed. Escócia, UK: Rider-French Consulting Ltd, 2000. ISBN 0 9541906 0 2

[22] Serra, O. – **Fundamentals of Well-Log Interpretation. 1. The Acquisition of Logging Data**. 3ªed. Holanda: Elsevier, 1988. ISBN 0 444 42132 7

[23] Schlumberger – **Introduction to Drilling & Well Completion**. EUA: Schlumberger Wireline & Testing, 2006.

[24] Schlumberger – **Log Interpretation Principles/Applications**. Texas, EUA: Schlumberger Wireline & Testing, 1998.

[25] Schlumberger – **Cased Hole Log Interpretation Principles/Applications**. Texas, EUA: Schlumberger Wireline & Testing, 1998.

[26] Schlumberger – **Log Interpretation Charts**. EUA: Schlumberger Wireline & Testing, 2009.

[27] Vasconcelos, E.P.; Lima Neto, F.F.; Roos, S. – **Unidades de Correlação da Formação Açú**. Congresso Brasileiro de Geologia, Brasil, 1990.

Material escolar:

[28] Pereira, M.F.C – **Material de Apoio à Cadeira de Geologia de Sistemas Petrolíferos**. Lisboa, Instituto Superior Técnico, 2012/2013.

[29] Carvalho, A.M.Galopim de – **Folhas de Apoio às Aulas Teóricas, Geologia, Morfogénese e Sedimentogénese, Volume II**. Cadeira de Mineralogia e Geologia, Lisboa, Secção de Folhas, Instituto Superior Técnico, 2007/2008.

[30] Gomes, Jorge S. – **Material de Apoio à Cadeira de Diagramas e Avaliação de Formações**. Lisboa, Instituto Superior Técnico, 2012/2013.

Teses consultadas:

[31] Menezes, Leonardo – **Caracterização Faciológica e Parametrização de Análogos a Reservatórios Petrolíferos Fluviais da Formação Açu (Unidade Açu – 3) – Bacia Potiguar**. Brasil: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2002. Relatório de Graduação

[32] Pinto, Inês S.C.V. - **Equipamentos e Ferramentas de Sondagem, Tricones**. Lisboa: Instituto Superior Técnico – Universidade Técnica de Lisboa, 2011. Tese de Mestrado em Engenharia Geológica e Minas.

[33] Reyes Pérez, Y.A. – **Caracterização da Geometria de Depósitos Sedimentares na Borda Sudoeste da Bacia Potiguar**. Brasil: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2003. Dissertação de Mestrado.

[34] Santos, Alexandra C. F. - **Tratamento de Informação Geológica de Sondagens e Logging**. Lisboa: Instituto Superior Técnico – Universidade Técnica de Lisboa, 2010. Tese de Mestrado em Engenharia Geológica e Minas.

[35] Soares, Ubiraci – **As Relações entre Tectonismo e Sequências Depositionais no Rifte Potiguar – Porção SW do Graben de Umbuzeiro, Bacia de Potiguar Emersa**. Brasil: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2000. Dissertação de Mestrado.

Revistas consultadas:

[36] Aarre, Victor; et al. Seismic Detection of Subtle Faults and Fractures. **Oil Field Review**. Schlumberger, Primavera, 2012.

[37] Ablard, Peter; et al. The Expanding Role of Mud Logging. **Oil Field Review**. Schlumberger, Primavera, 2012.

[38] Alden, Mark; et al. Advancing Downhole Conveyance. **Oil Field Review**. Schlumberger, Outono, 2004.

[39] Alford, Jeff; et al. Sonic Logging While Drilling – Shear Answers. **Oil Field Review**. Schlumberger, Primavera, 2012.

[40] Al-Hajeri, Mubarak; et al. Basin and Petroleum System Modeling. **Oil Field Review**. Schlumberger, Primavera, 2009.

[41] Brady, James; et al. Electromagnetic Sounding for Hydrocarbons. **Oil Field Review**. Schlumberger, Primavera, 2009.

[42] Bryant, Ian; et al. Basin to Basin: Plate Tectonics in Exploration. **Oil Field Review**. Schlumberger, Outono, 2012.

[43] Cervený, Kip; et al. Reducing Uncertainty with Fault-Seal Analysis. **Oil Field Review**. Schlumberger, Inverno, 2004/2005.

[44] Inaba, Mitsuru; et al. Wellbore Imaging Goes Live. **Oil Field Review**. Schlumberger, Primavera, 2003.

[45] McCarthy, Kevin. Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation. **Oil Field Review**. Schlumberger, Primavera, 2011.

Sites consultados na internet:

<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>

<http://pt.wikipedia.org>

<http://www.slb.com>

<http://www.geomore.com/>

<http://www.spwla.org/>

<http://oilfieldcentral.com>

<http://www.spec2000.net>

[http://www.gc.usb.ve/GeoPetroleo/WEC\\_VENEZUELA\\_97/ENGLISH/Cha\\_4.pdf](http://www.gc.usb.ve/GeoPetroleo/WEC_VENEZUELA_97/ENGLISH/Cha_4.pdf)

<http://www.infopedia.pt>

[http://www.eia.gov/pub/oil\\_gas/petroleum/data\\_publications/petroleum\\_marketing\\_monthly/current/pdf/glossary.pdf](http://www.eia.gov/pub/oil_gas/petroleum/data_publications/petroleum_marketing_monthly/current/pdf/glossary.pdf)

[http://faculty.southwest.tn.edu/jwilliams/differential\\_diffusion.htm](http://faculty.southwest.tn.edu/jwilliams/differential_diffusion.htm)

<http://www.cis.rit.edu/htbooks/nmr/inside.htm>

<http://www.priberam.pt/DLPO>

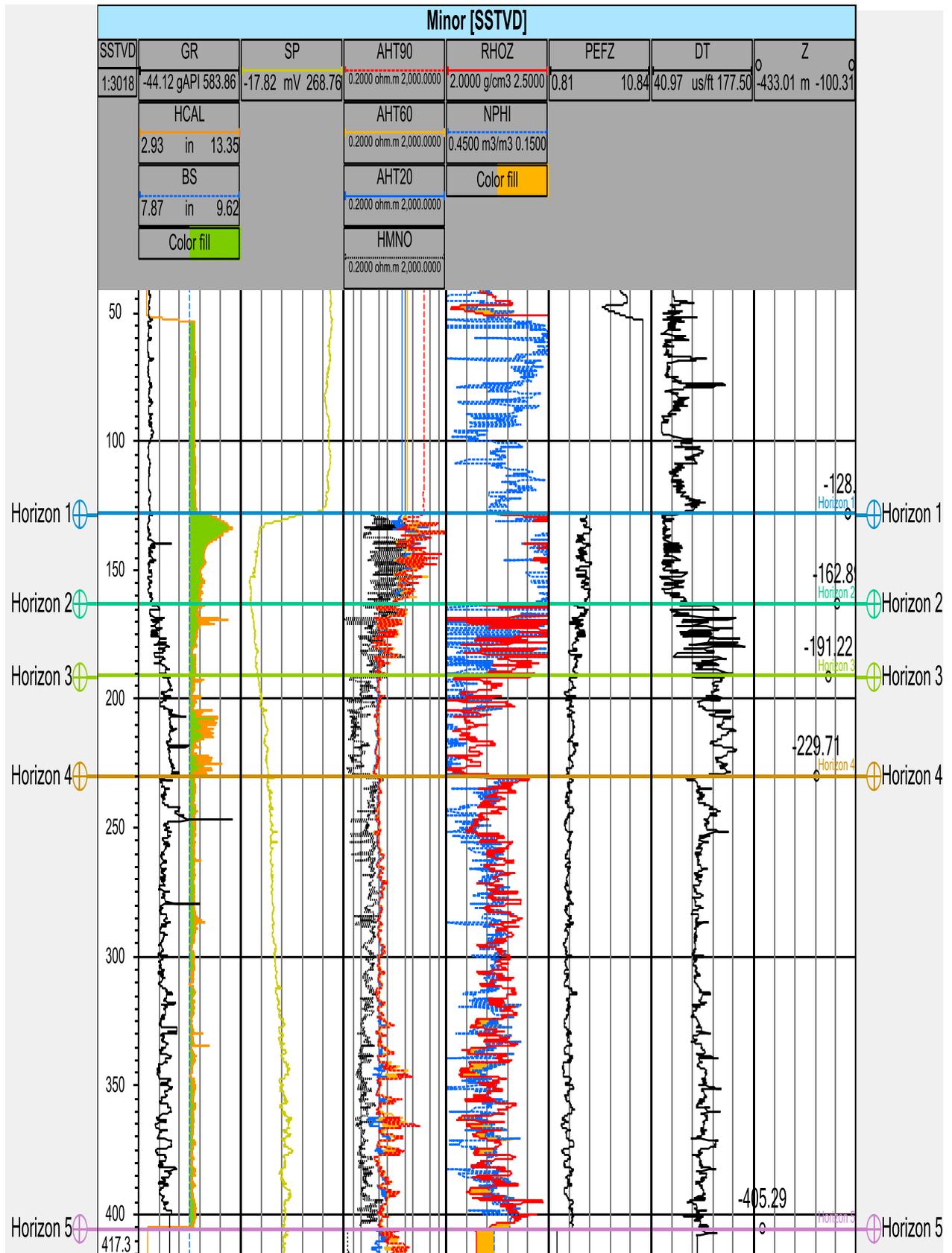
<http://www.epgeology.com/>

## 9. Anexos

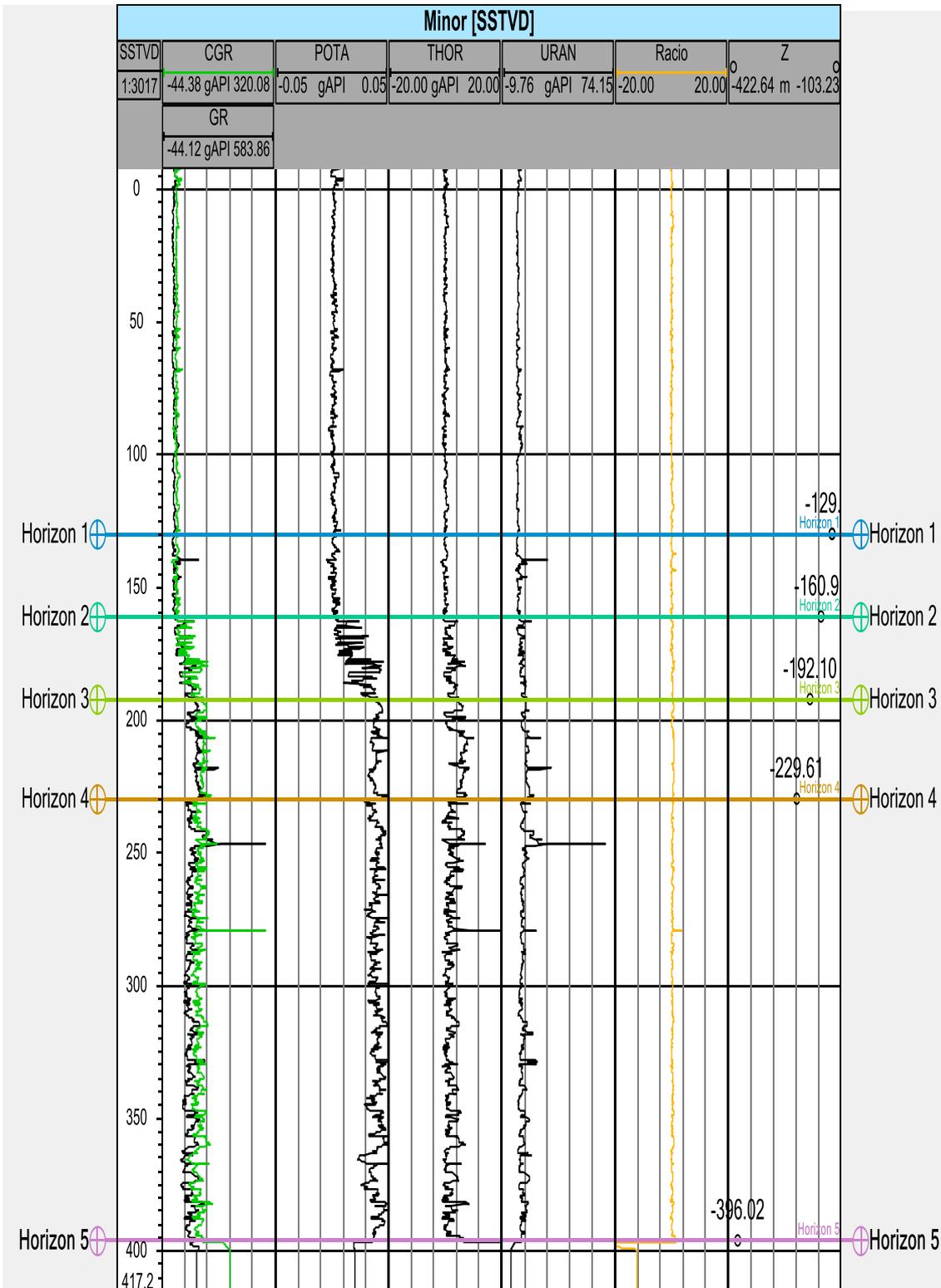
### Anexo A 1 - Resumo dos tipos de diagrfias.

Diagrafia		Leitura	Utilidade
SP		<ul style="list-style-type: none"> <li>Fluxo de cargas eléctricas espontâneas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Detecção de zonas permeáveis e impermeáveis</li> <li>Cálculo de Sw</li> <li>Correlações</li> </ul>
Resistividade		<ul style="list-style-type: none"> <li>Fluxo de cargas eléctricas induzidas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Comportamento das resistividades a diferentes profundidades de investigação</li> <li>Identificação dos fluidos presentes</li> <li>Cálculo de Sw</li> <li>Correlações</li> </ul>
Nucleares	GR	<ul style="list-style-type: none"> <li>Radioactividade natural</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Identificação de argilas</li> <li>Correlações</li> <li>Cálculo do volume de argila</li> </ul>
	Densidade	<ul style="list-style-type: none"> <li>Radioactividade induzida por radiação <math>\gamma</math></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Determinação da porosidade</li> <li>Identificação dos fluidos presentes</li> <li>Identificação de zonas de excesso de pressões</li> </ul>
	Neutrão	<ul style="list-style-type: none"> <li>Radioactividade induzida por radiação <math>\gamma</math></li> <li>Contagem de neutrões (epitermais ou termais)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Determinação da porosidade</li> <li>Identificação da litologia</li> <li>Identificação dos fluidos presentes</li> </ul>
	PEF	<ul style="list-style-type: none"> <li><math>\gamma</math> induzido de acordo com o Efeito Fotoeléctrico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Identificação da litologia</li> </ul>
Acústicas	Sónicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Intervalo de tempo da onda P</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Determinação da porosidade</li> <li>Presença de porosidade secundária</li> <li>Correlações</li> </ul>
	Amplitude	<ul style="list-style-type: none"> <li>Atenuação da onda sónica (P/S)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verificação da qualidade do <i>casing</i></li> </ul>
	<i>Array sonic</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Intervalos de tempos e atenuações de todos os componentes da onda sonora</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Apoio a investigação sísmica</li> </ul>
Electromagnéticas		<ul style="list-style-type: none"> <li>Permissividade dieléctrica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Distinção entre fluidos</li> </ul>
Imagem	Eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Condutividade eléctrica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Análise da sequência de deposição</li> <li>Análise de fracturas</li> <li>Análise de heterogeneidades</li> <li>Forma do poço</li> <li>Porosidade</li> <li>Determinação da litologia</li> </ul>
	Acústicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Intervalos de tempo e amplitude da onda sonora</li> </ul>	
	Densidade	<ul style="list-style-type: none"> <li>Radioactividade induzida por radiação <math>\gamma</math></li> </ul>	
NMR		<ul style="list-style-type: none"> <li>Tempos de relaxação</li> <li>Coeficiente de difusão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Distinção entre fluidos</li> <li>Determinação da porosidade</li> <li>Determinação da permeabilidade</li> </ul>

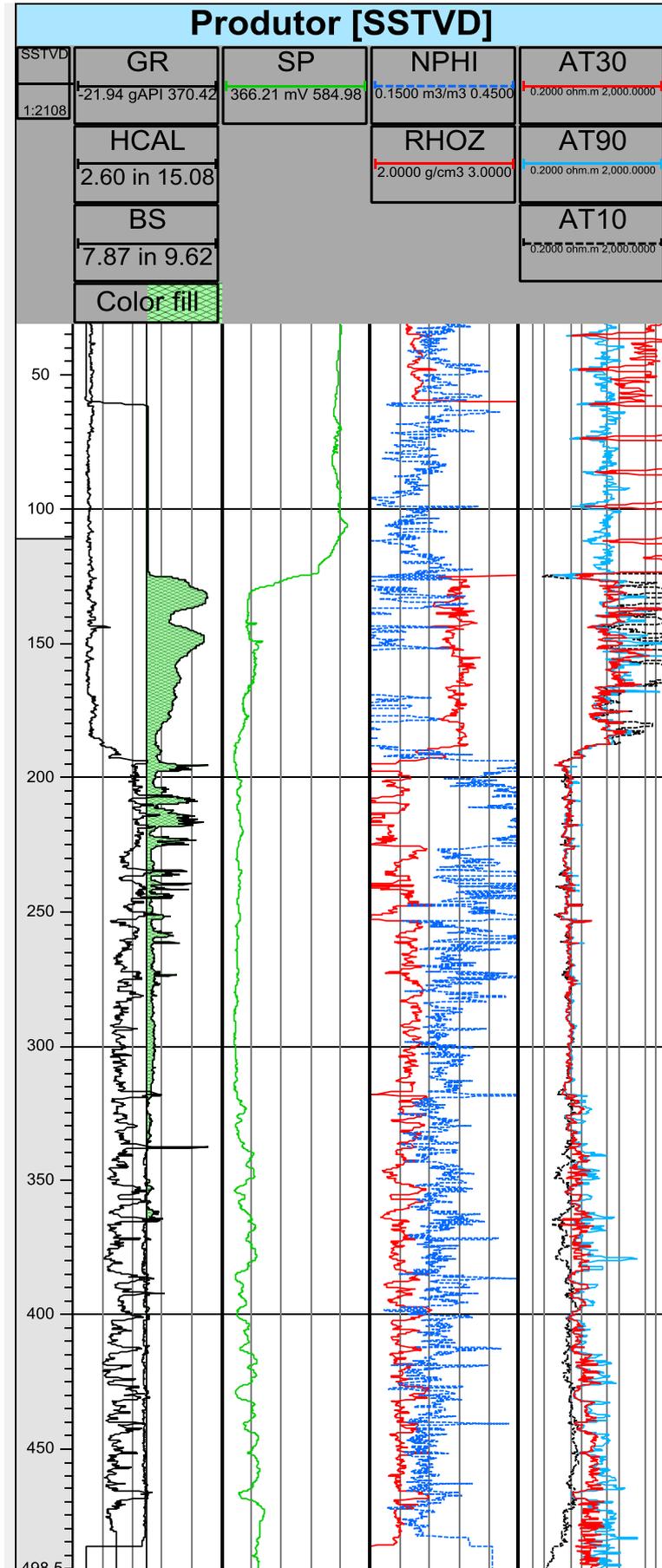
Anexo A 2 - Diagrafia 1 - Track 1: radiação gama, caliper, e bit size. Track 2: Potencial espontâneo. Track 3: Resistividades. Track 4: Densidade e neutrão. Track 5: factor fotoeléctrico. Track 6: tempo de propagação, sónico. Track 7: Profundidade.



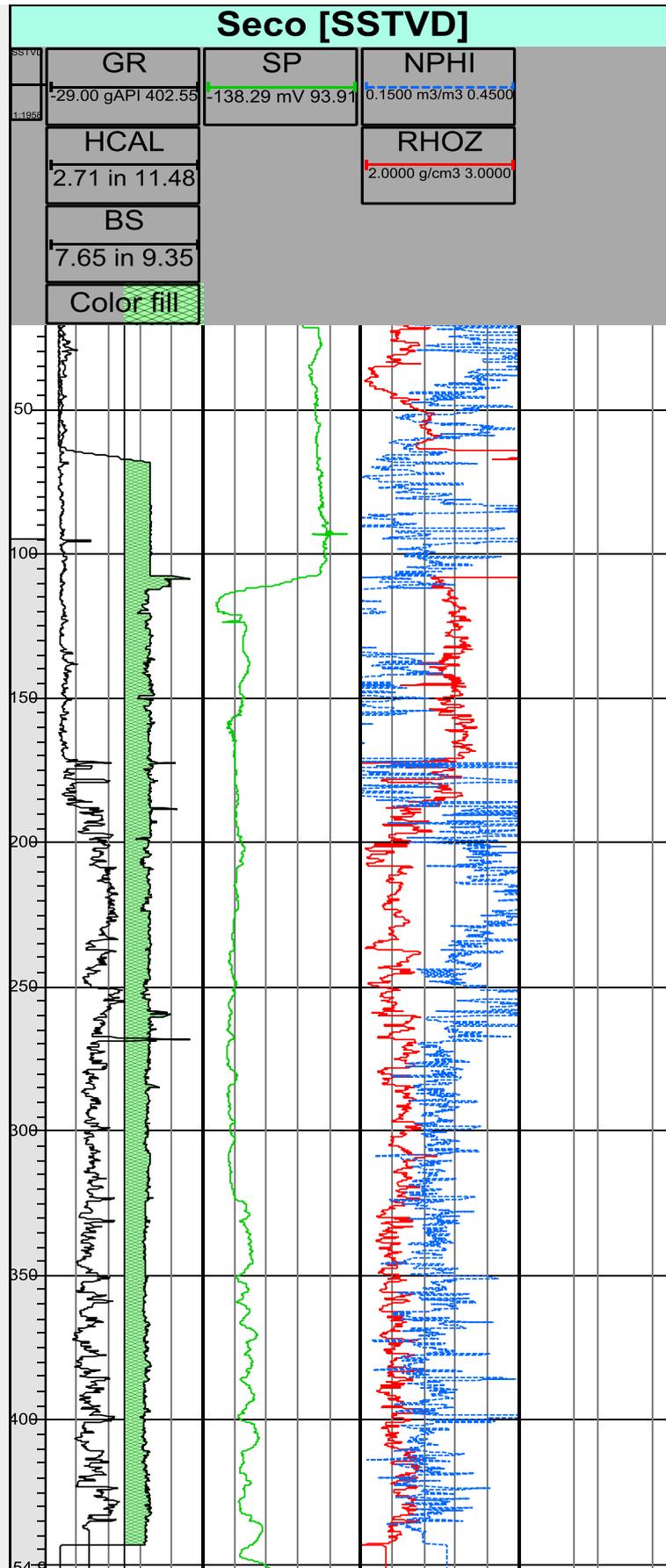
Anexo A 3 - Diagrama 2 - Track 1: Radiação gama e radiação gama compensada. Track 2: Radioatividade do potássio. Track 3: Radioatividade do tório. Track 4: Radioatividade do urânio. Track 5: Rácio Th/U. Track 5: Profundidade.

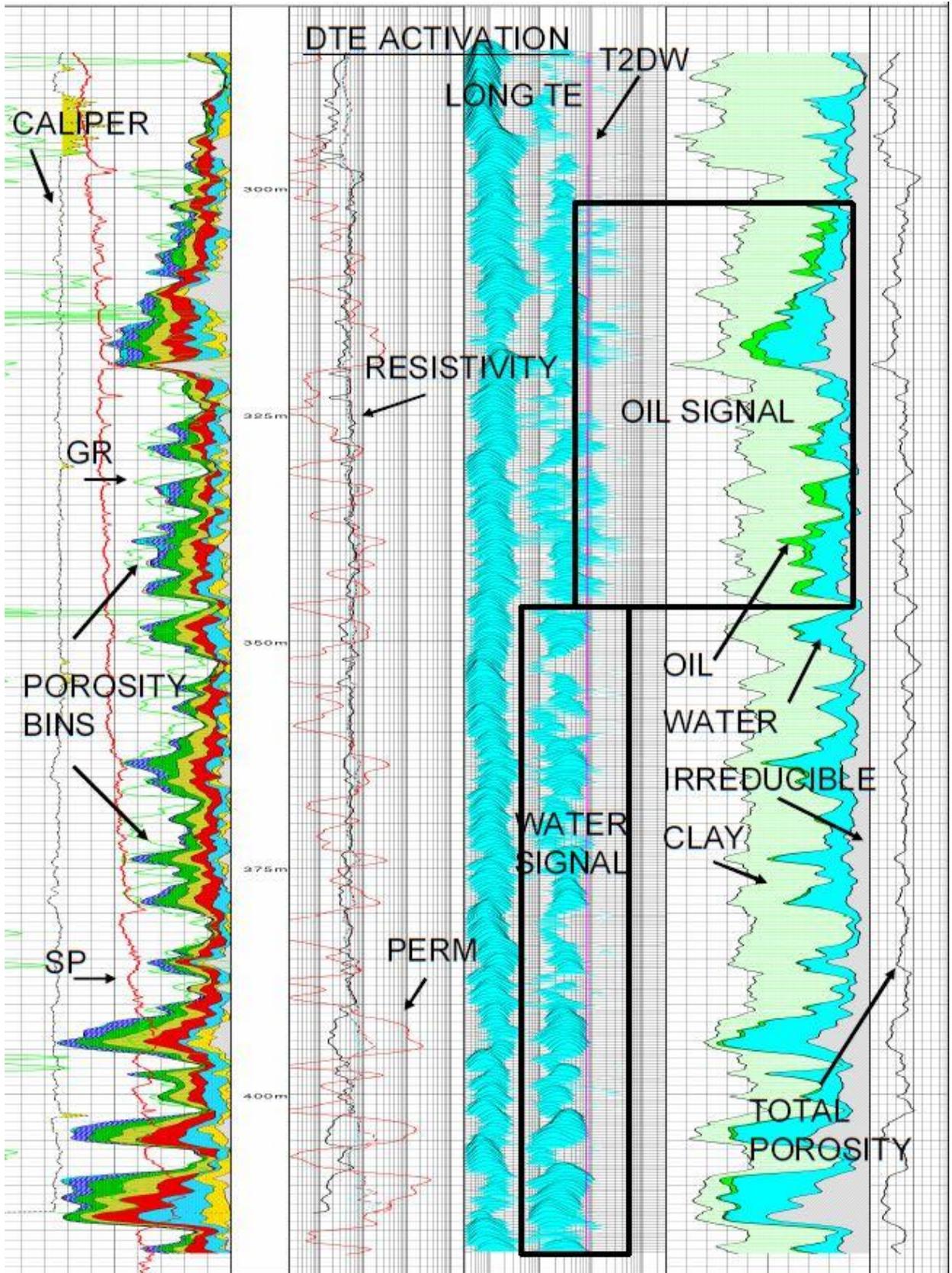


Anexo A 4 - Poço produtor.



Anexo A 5 - Poço seco.





Anexo A 7 - Legenda da ressonância magnética nuclear.

