



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

ESTIMATIVA DO VOLUME DE HIDROCARBONETO ATRAVÉS DE CÁLCULOS DE SATURAÇÕES EM UM POÇO DO CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS.

ADAN CERQUEIRA LOPES

SALVADOR – BAHIA

Fevereiro – 2017

**Estimativa do Volume de Hidrocarboneto através de Cálculos de Saturações
em um Poço do Campo de Namorado, Bacia de Campos.**

por

ADAN CERQUEIRA LOPES

Orientador: Prof. MSc. Geraldo Girão Nery

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA

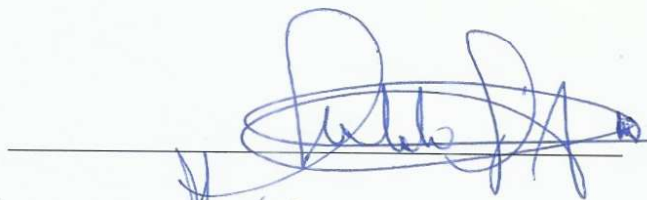
DO

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

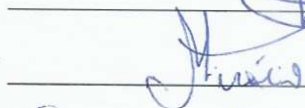
DA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

Comissão Examinadora



MSc. Geraldo Girão Nery-Orientador



MSc. Mariana Lidia Nicacio Oliveira Souza



PhD. Susana Silva Cavalcanti

Data da aprovação: 20/02/2017

Se aprecio as obras dos mestres, vejo o que fizeram; se comparo com minhas realizações, percebo o que deveria ter feito. **Goethe**

A palavra convence, o exemplo arrasta. **Ruy Barbosa**

Dedico este trabalho primeiramente
a Deus, que me deu força nos
momentos mais difíceis.

À minha família pelo seu apoio
incondicional.

E aos meus amigos e professores que
estiveram do meu lado durante a
minha jornada.

RESUMO

Este trabalho teve como objetivo principal a estimativa do volume de óleo por meio do cálculo de 7 (sete) equações de saturação de água disponíveis na literatura, no poço 3-NA-04 situado na Bacia de Campos, no Campo de Namorado. Neste cenário, a perfilagem geofísica de poços entra com forte apoio, visto que, foram testadas equações empíricas, entre elas a de Archie (1942), e seus principais parâmetros como a argilosidade, porosidade, e resistividade. A maioria das equações teve um comportamento semelhante nos intervalos argilosos do reservatório, principal causa de insucessos na Petrofísica, razão da diversificação de equações locais para solução de problemas quantitativos dado a presença de minerais de argila na maioria dos reservatórios. O intervalo analisado foi de 2950 até 3110.5 metros, onde, destes 160.5 metros de espessura total, apenas 77 metros foi considerado explotável conforme os parâmetros de corte estabelecidos.

ABSTRACT

The main objective of this work was to estimate the oil volume by calculating 7 (seven) water saturation equations available in the literature, at the 3-NA-04 well located in the Campos Basin, in Campo de Namorado. In this scenario, the geophysical logging of wells comes with strong support, since empirical equations were tested, among them Archie (1942), and its main parameters such as argilosity, porosity, and resistivity. Most of the equations had a similar behavior in the clay intervals of the reservoir, the main cause of failures in Petrophysics, reason for the diversification of local equations to solve quantitative problems given the presence of clay minerals in most of the reservoirs. The analyzed range was from 2950 to 3110.5 meters, where of these 160.5 meters of total thickness, only 77 meters was considered exploitable according to the established cutoffs.

ÍNDICE

RESUMO	iii
ABSTRACT	iv
ÍNDICE	v
ÍNDICE DE TABELAS	viii
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 1 SISTEMÁTICA DE TRABALHO	2
1.1 OBJETIVOS	2
1.2 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA	3
1.3 METODOLOGIA	3
1.3.1 Estudo Bibliográfico	3
1.3.2 Análise dos Perfis Geofísicos e de Dados da Pasta de Poço	4
1.3.3 Interpretação Qualitativa e Quantitativa com Base nos Perfis e nas Pastas de Poço	4
1.3.4 Análise das Equações de S_w para Estimativa do Volume de Óleo no Reservatório	5
1.3.5 Totalização dos Resultados	5
CAPÍTULO 2 CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO	6
2.1 LOCALIZAÇÃO	6
2.2 BACIA DE CAMPOS	7
2.3 CAMPO DE NAMORADO	9
2.3.1 Faciologia do Campo de Namorado	10
2.4 POÇO 3-NA-04	11
2.4.1 Localização	11
2.4.2 Faciologia dos Testemunhos do Poço 3-NA-04	11
CAPÍTULO 3 PERFILAGEM GEOFÍSICA DE POÇOS	16
3.1 CONCEITOS GERAIS	16
3.2 PROPRIEDADES FUNDAMENTAIS DAS ROCHAS	16

3.2.1	Elementos Mineralógicos das Rochas Sedimentares	17
3.2.2	Propriedades Petrofísicas	17
3.2.3	Lei das Misturas	18
3.2.4	Porosidade (ϕ)	18
3.2.5	Permeabilidade (κ)	18
3.2.6	Saturação (S_i)	19
3.2.7	Rocha Limpa	21
3.2.8	Rochas Argilosas	23
3.3	PERFIL RAIOS GAMA	24
3.3.1	Princípio de Funcionamento do GR	26
3.3.2	Interpretação Qualitativa	26
3.3.3	Interpretação Quantitativa	27
3.3.4	Limitações da Ferramenta	28
3.4	PERFIL DE INDUÇÃO PROFUNDA	29
3.4.1	Princípio de Funcionamento da Ferramenta de Indução	29
3.4.2	Interpretação do Perfil de Indução	31
3.4.3	Limitações da Ferramenta	32
3.5	PERFIL DE DENSIDADE COMPENSADA	32
3.5.1	Princípio do Perfil de Densidade	32
3.5.2	Interpretação do Perfil de Densidade	33
3.5.3	Limitações da Ferramenta	34
3.6	PERFIL NEUTRÔNICO	34
3.6.1	Princípios da Ferramenta Neutrônica	34
3.6.2	Interpretação do Perfil Neutrônico	34
3.6.3	Limitações da Ferramenta	35
CAPÍTULO 4	INTERPRETAÇÃO E ANÁLISE DOS DADOS	36
4.1	INTERPRETAÇÃO QUALITATIVA	36
4.2	INTERPRETAÇÃO QUANTITATIVA	39
4.2.1	Cálculo de VSH	40
4.2.2	Estimativa da porosidade efetiva (ϕe)	42
4.2.3	Estimativa de R_w	45
4.2.4	Estimativa de S_w	47
4.2.5	Parâmetros de corte (<i>cut offs</i>)	47
4.3	ANÁLISE DAS EQUAÇÕES DE S_w	49
4.3.1	Princípios Petrofísicos das Equações de S_w	52
4.3.2	Equação de Archie (1942):	57
4.3.3	Equação de Poupon <i>et al</i> (1954):	59
4.3.4	Equação de Hossin (1960)	61
4.3.5	Equação de Simandoux modificada	63

4.3.6	Equação Indonésia	65
4.3.7	Equação da Schlumberger (1972)	67
4.3.8	Equação de Juhasz (1981)	69
4.4	Totalização dos Resultados (Ver Planilha em Apêndice)	72
4.4.1	Resultado Estatístico	72
4.4.2	Cálculo do <i>Net Pay</i>	73
4.4.3	Estimativa do Volume de Hidrocarboneto	75
CAPÍTULO 5	CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES	78
	Agradecimentos	80
APÊNDICE A	Dedução das Equações de S_w	81
APÊNDICE B	Planilhas de Cálculos Interpretativos	91
APÊNDICE C	Planilhas de Cálculos de <i>Net Pay</i>	100
	Referências	109
ANEXO I	Programas em Python 3	113
I.1	Código dos <i>CrossPlots</i> de S_w	113
I.2	Código dos <i>CrossPlots</i> Interpretativos	124

ÍNDICE DE TABELAS

2.1	Descrição das principais fácies do Campo de Namorado segundo Barboza (2005).	10
4.1	Tabela com a porcentagem dos pontos extrapolados para cada equação de S_w , referente ao poço 3-NA-04.	71
4.2	Tabela com os valores de correlação (R) entre as equações de saturação. . . .	72
4.3	Tabela com os resultados do <i>net pay</i> relacionados a cada equação de saturação.	73
4.4	Tabela com os valores médios dos parâmetros petrofísicos para a estimativa do volume de hidrocarboneto. Sendo VSH e PHIE, a argilosidade e a porosidade efetiva, respectivamente, do poço 3-NA-04.	75
4.5	Tabela com os resultados da estimativa do volume de hidrocarboneto do Campo de Namorado extrapolados a partir dos dados do poço 3-NA-04, sendo colocados os valores para nível de comparação das equações com melhores resultados, correlacionáveis com a equação de Archie; Simandoux, Indonésia e Schlumberger.	76

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1	Mapa de localização do Campo de Namorado em relação a Bacia de Campos, indicado no círculo amarelo tracejado (Composição de mosaico de imagens de satélite LANDSAT TM-7 com a batimetria da Bacia de Campos). As setas representam os limites norte e sul da Bacia de Campos. Fonte: (Barboza, 2005).	6
2.2	Seção esquemática da Geologia da Bacia de Campos mostrando suas principais formações estratigráficas. Adaptado de Dias <i>et al</i> (1990).	8
2.3	Mapa estrutural do Campo de Namorado com a localização e nome dos principais poços disponíveis. A reta em vermelho mostra a localização do poço 3-NA-04. Modificado de Augusto (2009).	11
2.4	Testemunhos do poço 3-NA-04, iniciados na profundidade de aproximadamente 3030 m. Adaptado de (Barboza, 2005).	12
2.5	Testemunho do poço 3-NA-04. Iniciados na profundidade de aproximadamente 3082 m. Adaptado de (Barboza, 2005).	13
3.1	Representação dos elementos volumétricos presentes nas rochas clásticas. Fonte: Schön (1996).	20
3.2	Clasificação dos tipos de distribuição das argilas, sendo a primeira figura superior da esquerda, um modelo para arenito limpo, a segunda figura superior, argila dispersa, e as inferiores da esquerda para direita, laminada e estrutural, respectivamente. Fonte: Poupon <i>et al</i> (1954).	24
4.1	<i>Cross Plot</i> do poço 3-NA-04 no intervalo de 2950 a 3110.5 m e suas principais zonas de influência. PHIDss é a porosidade obtida da curva de densidade RHOB e NPHIss é a porosidade da curva neutrônica, ambos para os arenitos. Pontos acima da bissetriz estão sob efeito do Hidrocarboneto (HC), e os pontos abaixo, sob efeito da argilosidade (VSH).	37
4.2	Perfil Geofísico com a localização dos potenciais reservatórios com identificação de topo e base. Intervalos hachurados sinalizam a presença de hidrocarboneto conforme o cruzamento antecipado das curvas RHOB e NPHI.	38
4.3	Fluxograma de Interpretação quantitativa em zonas com hidrocarbonetos com as equações de saturação, usadas no presente trabalho, na sua forma deduzida. Adaptado de (Nery, 2014).	39
4.4	Gráfico para escolha dos parâmetros GRmax e GRmin, usando os dados do perfil da figura 4.2, referente ao poço 3-NA-04, correspondendo a um total de 322 pontos plotados no intervalo entre 2950 a 3110,5 m.	40

4.5	Gráfico de GR em relação a densidade (RHOB) do poço 3-NA-04.	41
4.6	Adaptação do <i>hingle plot</i> para determinação de parâmetros litológicos, sendo RHOB no eixo y a densidade volumétrica da rocha (<i>bulk density</i>), e $1/RILD$ no eixo x o inverso da resistividade (condutividade). A reta vermelha aponta para o valor escolhido da densidade da matriz (RHOM), $\rho_m = 2,68 \text{ g/cm}^3$. .	43
4.7	Gráfico para escolha dos parâmetros dos folhelhos (ϕ_{Nsh} , ϕ_{Dsh}), onde a reta verde, que está abaixo da bissetriz (reta em vermelho), representa as litologias argilosas. O eixo Z discrimina a radioatividade natural das rochas através dos raios gama (GR) no intervalo de 2.950 a 3.110,5 m do poço 3-NA-04.	44
4.8	<i>Cross Plot</i> de R_{wA} versus PHIE (ϕ_e) para escolha do R_{wA} mínimo (R_{wAmin}), do poço 3-NA-04. Considerando-se um ponto de corte (<i>cut off</i>) em 10%, (figura 4.11).	46
4.9	<i>Cut Off</i> de S_{wA} (60%), onde Swirr (Saturação de água irreduzível) representa a porcentagem de água adsorvida ($\approx 3\%$), isto é, não liberada pela rocha, presa à matriz por tensão superficial.	48
4.10	<i>Cut Off</i> de VSH (igual a 35%).	48
4.11	<i>Cut Off</i> de PHIE (igual a 10%).	49
4.12	Modelos das diversas equações de S_w na sua forma original derivadas da equação de Archie (1942). Fonte: Doveton (1986).	51
4.13	Representação do modelo petrofísico das equações de VSH, em que o modelo 1 à esquerda representa um sistema condutor em série, e o modelo 2 à direita, representa um sistema condutor em paralelo. Adaptado de (Nery, 2014). . .	55
4.14	Amplitudes para aplicação das equações de S_w . Fonte: Adaptado de (Worthington, 1995).	56
4.15	Resposta da equação de Archie em relação a argilosidade (VSH) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam extrapolações nos valores calculados de S_w	57
4.16	Resposta da equação de Archie em relação a porosidade efetiva (PHIE) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	58
4.17	Resposta da equação de Archie em relação a resistividade da rocha (RILD) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	58
4.18	Resposta da equação de Poupon em relação a argilosidade (VSH) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) representam extrapolações nos valores calculados de S_w	59
4.19	Resposta da equação de Poupon em relação a porosidade efetiva (PHIE) do poço 3-NA-04. Valores de saturação acima de 1.0 (100%) representam extrapolações nos valores calculados de S_w	60

4.20	Resposta da equação de Poupon em relação a resistividade da rocha (RILD) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	61
4.21	Resposta da equação de Hossin em relação a argilosidade (VSH) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	62
4.22	Resposta da equação de Hossin em relação a porosidade efetiva (PHIe) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	62
4.23	Resposta da equação de Hossin em relação a resistividade da rocha (RILD) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	63
4.24	Resposta da equação de Simandoux em relação a argilosidade (VSH) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	64
4.25	Resposta da equação de Simandoux em relação a porosidade efetiva (PHIe) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	64
4.26	Resposta da equação de Simandoux em relação a resistividade da rocha (RILD) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	65
4.27	Resposta da equação Indonésia em relação a argilosidade (VSH) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	66
4.28	Resposta da equação Indonésia em relação a porosidade efetiva (PHIe) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	66
4.29	Resposta da equação Indonésia em relação a resistividade da rocha (RILD) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	67
4.30	Resposta da equação Schlumberger em relação a argilosidade (VSH) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	68
4.31	Resposta da equação Schlumberger em relação a porosidade efetiva (PHIe) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	68
4.32	Resposta da equação Schlumberger em relação a resistividade da rocha (RILD) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	69

4.33	Resposta da equação Juhasz em relação a argilosidade (VSH) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	70
4.34	Resposta da equação Juhasz em relação a porosidade efetiva (PHIe) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	70
4.35	Resposta da equação Juhasz em relação a resistividade da rocha (RILD) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w	71
B.1	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	91
B.2	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	92
B.3	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	92
B.4	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	93
B.5	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	93
B.6	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	94
B.7	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	94
B.8	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	95
B.9	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	95
B.10	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	96
B.11	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	96
B.12	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	97
B.13	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	97
B.14	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	98
B.15	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	98
B.16	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	99
B.17	Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.	99
C.1	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	100
C.2	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	101
C.3	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	101
C.4	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	102

C.5	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	102
C.6	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	103
C.7	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	103
C.8	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	104
C.9	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	104
C.10	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	105
C.11	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	105
C.12	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	106
C.13	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	106
C.14	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	107
C.15	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	107
C.16	Planilha sequencial para cálculo de <i>net pay</i> das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.	108

INTRODUÇÃO

A perfilagem geofísica de poços é uma técnica que tem um papel importante no processo de exploração e exploração de hidrocarbonetos. Por meio desta técnica é possível estimar de modo mais realista, parâmetros petrofísicos como porosidade, permeabilidade, argilosidade e saturação de hidrocarbonetos, entre outros, que são fundamentais para a avaliação econômica de um determinado *play* exploratório. Nesse sentido, cálculos de saturações visam estimar a quantidade ou volume de fluido dentro da rocha, caso contenha hidrocarbonetos.

Existem inúmeras equações para este fim na literatura, no entanto elas foram feitas para áreas e situações específicas. Nesse sentido, se propôs nesse trabalho, escolher a melhor equação que se ajustasse ao poço 3-NA-04 RJS, Bacia de Campos, Brasil, e que pudesse ser extrapolada para o Campo de Namorado.

Foram escolhidas equações empíricas elaboradas por diversos autores, de modo que os seus parâmetros foram calculados somente com base nas leituras dos perfis geofísicos, com dados cedidos pela ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) .

Conforme Nery (2013), é importante se determinar uma equação de saturação específica para cada área, de modo a escolher a que se aproxime mais da sua realidade petrofísica, objetivo final da presente monografia.

CAPÍTULO 1

SISTEMÁTICA DE TRABALHO

1.1 OBJETIVOS

O objetivo do presente trabalho é escolher uma equação mais aproximada da realidade quantitativa da Saturação em Água (S_w), usando o poço 3-NA-04 com a possibilidade de sua aplicabilidade no Campo de Namorado, Bacia de Campos. Usou-se dentre as mais variadas disponíveis na bibliografia, aquelas com parâmetros extraídos diretamente dos perfis, denominadas de Equações de VSHs, em detrimento das Equações de $Q\nu$ (Worthington, 1995), que necessitam de medidas da capacidade de troca catiônica dos argilominerais, e apresentam, portanto, maiores dificuldades e demora na obtenção de dados laboratoriais. Doveton (1986) afirma que "Todos os modelos são errados, porém alguns são usados".

Em essência, neste trabalho, não se indicará uma equação perfeita para o Campo Namorado, mas sim os resultados encontrados, uma vez que existem sempre limitações, seja no âmbito geológico, geofísico ou petrofísico, visto que cada uma delas foi elaborada pelos mais diversos autores para atender áreas específicas e, posteriormente extrapolada para outras áreas. Tome-se como exemplo a equação de Archie (1942), desenvolvida para situações específicas de porosidade, salinidade da água interporosa e ausência de grãos de materiais condutivos, e que, até o presente momento, atende as necessidades exploratórias em diversos locais do globo, determinando com certa precisão valores de saturação em rochas com hidrocarbonetos.

O poço escolhido foi o 3-NA-04 e as equações analisadas foram publicadas nos trabalhos dos seguintes autores: Archie (1942), Poupon *et al* (1954), Hossin (1960), Bardon & Pied (1969), Poupon & Leveaux (1971), Schlumberger (1972) e Juhasz (1981). Espera-se que os resultados deste estudo possam servir para outros poços e/ou campos com as mesmas características e complexidades geológicas.

As curvas dos perfis usadas foram: GR (Raios Gama), ILD (Indução Profunda), RHOB (Densidade) e NPHI (Neutrônico), as quais constam na maioria dos programas de perfilagem do país por apresentarem condições de cálculos de todos os parâmetros petrofísicos que compõem as citadas equações. Serão analisados de forma matemática e estatística os resultados obtidos com as equações supracitadas, com base na estimativa do Volume de Hidrocarboneto

deste poço, os quais poderão vir a contribuir na avaliação exploratória da área.

1.2 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

Para se obter o Volume de Óleo *in place* no reservatório é preciso se ter as seguintes informações: porosidade, espessura efetiva ou *Net Pay*, saturação de hidrocarboneto e a área do campo explorado, por meio da seguinte equação:

$$V_{OIP} = A.H.\phi.S_{HC} \quad (1.1)$$

onde,

V_{OIP} é o Volume de óleo *in place* da rocha reservatório em m^3 ou km^3 , A é a área em m^2 ou km^2 , ϕ é a porosidade, S_{HC} é a saturação de hidrocarboneto, ambos adimensionais, e H a espessura efetiva em m ou km .

Grande parte de trabalhos similares usam, de um modo geral, nas suas quantificações de S_w , apenas uma das equações genéricas da bibliografia, sem análises comparativas da efetividade dos resultados, razão do presente trabalho cujo objetivo é a análise matemática dos resultados, bem como as principais limitações de cada equação utilizada, de sorte a obter aquela que quantifique mais precisamente o volume de óleo *in place* do reservatório.

1.3 METODOLOGIA

No processo de construção deste trabalho não houve a necessidade de se realizar visitas ao campo, tendo em vista que todos os dados foram coletados e fornecidos pela ANP, na forma de arquivo digitais (.las) dos perfis geofísicos corridos e de sua respectiva pasta de poço, onde constam diversos dados litológicos do poço. A metodologia deste trabalho foi dividida em cinco etapas: (1) Estudo Bibliográfico; (2) Análise dos Perfis Geofísicos e de Dados da Pasta de Poço; (3) Interpretação Qualitativa e Quantitativa dos Perfis, (4) Análise das Equações de S_w e, finalmente, (5) a Totalização dos Resultados.

1.3.1 Estudo Bibliográfico

A pesquisa bibliográfica teve um papel importante no sentido de expandir o conhecimento acerca do entendimento dos parâmetros petrofísicos, limitações e vantagens, bem como do desenvolvimento teórico de cada autor, na busca da aplicabilidade de sua equação. Igualmente, aprimorou-se o conhecimento geológico da área, pelo presente autor, com a finalidade de suprir detalhes do Campo de Namorado no seu contexto regional e local.

1.3.2 Análise dos Perfis Geofísicos e de Dados da Pasta de Poço

Os perfis geofísicos usados neste trabalho compreendiam as seguintes curvas: GR, ILD, RHOB e NPHI. Lamentavelmente não vieram, no mesmo arquivo, as curvas de resistividade rasa (ILM ou mesmo SN), bem como Cáliper, importante no que tange a avaliação da qualidade da maioria das curvas, especificamente as de porosidade. O princípio físico de cada uma das curvas usadas será exposto mais adiante.

Da pasta de poço, foram utilizadas para fins de entendimento das características petrofísicas das rochas perfiladas, as informações referentes às descrições das amostras de calha, tais como: tipo de rocha, percentagem, cor, tonalidade, granulometria, arredondamento, seleção, composição mineralógica (principal e acessória), matriz, cimento, estrutura, porosidade, indícios de hidrocarbonetos e observações. Os perfis e as descrições da pasta de poço foram aqui empregados da seguinte forma:

- (1) Definição dos intervalos litológicos de interesse.
- (2) Estudo das amostras de calha e de testemunho;
- (3) Correlação entre as respostas obtidas nos perfis geofísicos com dados de amostras e de testemunho.

Para que tal correspondência fosse satisfatória, foram feitas correções nas profundidades indicadas nas descrições das amostras de calha, utilizando para tal fim as profundidades dos perfis geofísicos, por serem mais confiáveis.

1.3.3 Interpretação Qualitativa e Quantitativa com Base nos Perfis e nas Pastas de Poço

A Interpretação Qualitativa constou da análise visual dos perfis e testemunhos, obedecendo-se a variação litológica do intervalo escolhido e de suas propriedades litopetrofísicas. Na Interpretação Quantitativa usou-se planilhas de cálculos (Nery, 2014), recursos gráficos com programas e softwares como o Grapher 11, Excell 2010 e Python 3.5, com o intuito de se quantificar: argilosidade (VSH), a porosidade efetiva (PHIe), as resistividades da água (R_w) e da argila (R_{sh}) presente nos poros intergranulares e Saturação de água (S_w) de acordo com as equações supracitadas.

1.3.4 Análise das Equações de S_w para Estimativa do Volume de Óleo no Reservatório

Matematicamente cada equação foi estudada com base em 322 pontos amostrais que representam intervalos a cada 0.5 metros de profundidade, correspondendo a um total de 160.5 metros de reservatório permoporoso descontínuo, de modo a se demonstrar suas limitações e vantagens. Para fins de comparação foi escolhida a equação de Archie (1942), na qual todas as demais equações abordadas neste trabalho apresentam de alguma forma termo similar, tendo, todavia, cada uma delas sua peculiaridade. Entretanto, a análise estatística realizada tenta averiguar a sua confiabilidade e, por conseguinte, a escolha ou exclusão de algumas equações mais adequadas para a situação em estudo.

1.3.5 Totalização dos Resultados

Visa atender ao que foi proposto neste trabalho: determinar valores de parâmetros petrofísicos definidos com base nos perfis geofísicos e nos dados geológicos, com a quantificação estimada do V_{OIP} e apresentação dos valores médios de saturação e porosidade encontrados no poço 3-NA-04, Bacia de Campos, Brasil.

CAPÍTULO 2

CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

2.1 LOCALIZAÇÃO

A área de estudo é o Campo de Namorado, que se encontra na Bacia Sedimentar de Campos. Segundo Barboza (2005), o Campo de Namorado tem uma área de lavra em torno de 20 km^2 , situando-se a 80 km da costa, com batimetria variando entre 140 a 250 metros na sua porção Norte e Central da Bacia de Campos, próximo do Estado do Rio de Janeiro, entre as latitudes 21° e 23° S conforme a figura 2.1.

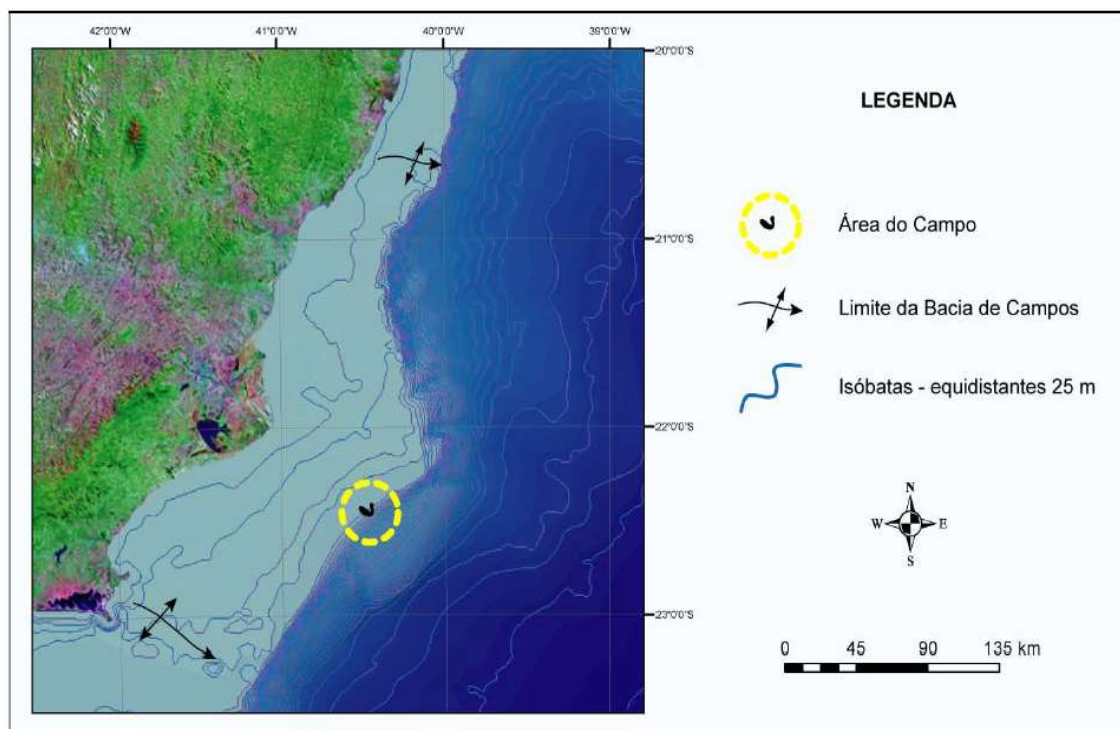


Figura 2.1: Mapa de localização do Campo de Namorado em relação a Bacia de Campos, indicado no círculo amarelo tracejado (Composição de mosaico de imagens de satélite LAND-SAT TM-7 com a batimetria da Bacia de Campos). As setas representam os limites norte e sul da Bacia de Campos. Fonte: (Barboza, 2005).

2.2 BACIA DE CAMPOS

A Bacia de Campos é considerada ainda hoje como uma das principais fontes de petróleo do Brasil. Situa-se na região Sudeste do país entre os estados de Rio de Janeiro e Espírito Santo. Compreende uma área de aproximadamente 100.000 km^2 , com a parte oceânica de até 3400 metros de cota batimétrica e uma pequena parte continental (Dias *et al*, 1990; Bruhn *et al*, 2003).

O primeiro campo com volume comercial descoberto na Bacia de Campos foi Garoupa, em 1974, a 124 metros de profundidade. No ano seguinte foi descoberto o Campo de Namorado. Seus limites estruturais estão ao Sul com a Bacia de Santos, próximo do Alto de Cabo Frio, e ao Norte com a Bacia do Espírito Santo pelo Alto de Vitória (Winter *et al*, 2007). Na sua geologia, os turbiditos do Terciário e do Cretáceo são responsáveis por 90% dos 7 bilhões de barris produzidos das suas reservas.

Após a década de 70, (Dias *et al*, 1987; Dias *et al*, 1990), além de outros estudiosos, identificaram a evolução tectônica e estratigráfica desta bacia, definindo os estratos e a movimentação do sal (halocinese) no Cretáceo. Segundo Souza (1995), os Basaltos da Bacia de Campos afloraram durante o início do rifteamento Mesozóico, com a ruptura do super continente Gondwana, entre o jurássico Superior e o Neocomiano, depois que as placas Africana e Sulamericana se separaram, com o surgimento do proto oceano Atlântico. Estes Basaltos estão presentes em alguns paleo-horsts e produzem em alguns campos como os de Linguado e Badejo. Na fase rift, Dias *et al* (1987), notam um vulcanismo intenso causado pelo afinamento da crosta e afastamento divergente das placas tectônicas por meio da tectônica de extensão. (Guardado *et al*, 1989), estabeleceram as seguintes fácies para a Megasequência Continental (Chang *et al*, 1992): leques alúvio-deltáicos, lamitos e margas lacustrinos, e calcarenitos de coquinas, conforme a figura 2.2.

2.3 CAMPO DE NAMORADO

O Campo de Namorado está em um nível geoestrutural de -2500 a -3300 metros e contém formações rochosas de idade Albiana-Cenomaniana. Possuidor de boas porosidades e permeabilidades (em média, 28% e 420 mD, respectivamente), sua litologia é predominantemente constituída por arenitos oriundos de processos gravitacionais denominados de correntes de turbidez, sendo então, chamados de arenitos turbidíticos. Os arenitos turbidíticos do Campo de Namorado são considerados um dos mais importantes "*plays*" exploratórios desta bacia, na área de plataforma continental (Cruz, 2003).

Sua tectônica Pós-*Rift* caracteriza-se pela instabilidade gravitacional dos evaporitos aptianos e pela formação de diápiros de sal associados às falhas lítricas sin-deposicionais (Cruz, 2003). As falhas lítricas desempenham um papel importante no controle da sedimentação, estando os turbiditos alojados nestas falhas. A geometria do reservatório é constituída por falhas já existentes e por trapas estratigráficas de estilo "*pinchout*" e a migração do petróleo se dá amplamente pela tectônica do sal (Cruz, 2003). De acordo com Menezes (1986) e Barboza (2005), a evolução pós-deposicional da Bacia de Campos gerou diversos blocos falhados, que proporcionaram subtraçamentos de óleo a níveis estruturais diferenciados, que serviram como base para o zoneamento inicial do Campo de Namorado.

Segundo Souza Jr. (1997), o reservatório do Campo de Namorado caracteriza-se pelo retrabalhamento de corpos arcoseanos espessos, extensa cimentação carbonática, ocupando a parte superior da Formação Macaé, de idade Albiano a Cenomaniano. É composto por brechas, arenitos arcoseanos e por conglomerados intercalados com pacotes espessos de margas e lentes de calcilutitos. Conforme Souza Jr. (1977) e Cruz (2003), o sistema turbidítico de Namorado é definido por três sistemas deposicionais que representam diferentes fases de recarga do canal turbidítico. A primeira fase compreende os depósitos grosseiros ligados por correntes de turbidez densas, formadoras de ciclos granodecrescentes. Na segunda fase, por aporte de sedimentos turbidíticos de densidade baixa. Na terceira fase, pela recarga do canal turbidítico correspondente ao sistema deposicional de mar alto, constituído por um conjunto de fácies pelíticas (margas, folhelhos e calcilutitos), que representam a sedimentação hemipelágica desta bacia.

2.3.1 Faciologia do Campo de Namorado

Com base no conhecimento geológico da área, Barboza (2005), descreve as principais fácies do Campo de Namorado conforme a tabela 2.1:

Fácies	Litofácies
L1-Conglomerados e Arenitos Conglomeráticos	4, 5 e 21
L2-Arenitos Maciços e Estratificados	6, 7, 8, 9 e 19
L3-Turbiditos de Bouma em Camadas Espessas	10
L4-Turbiditos de Bouma em Camadas Finas	11, 12 e 15
L5-Conglomerados Suportados pela Matriz	2 e 3
L6-Escorregamentos	1
L7-Lamitos	13, 14, 16, 17, 18 e 20

Tabela 2.1: Descrição das principais fácies do Campo de Namorado segundo Barboza (2005).

2.4 POÇO 3-NA-04

2.4.1 Localização

O poço 3-NA-04 (NA 4), conforme a figura 2.3, está representado por um ponto laranja.

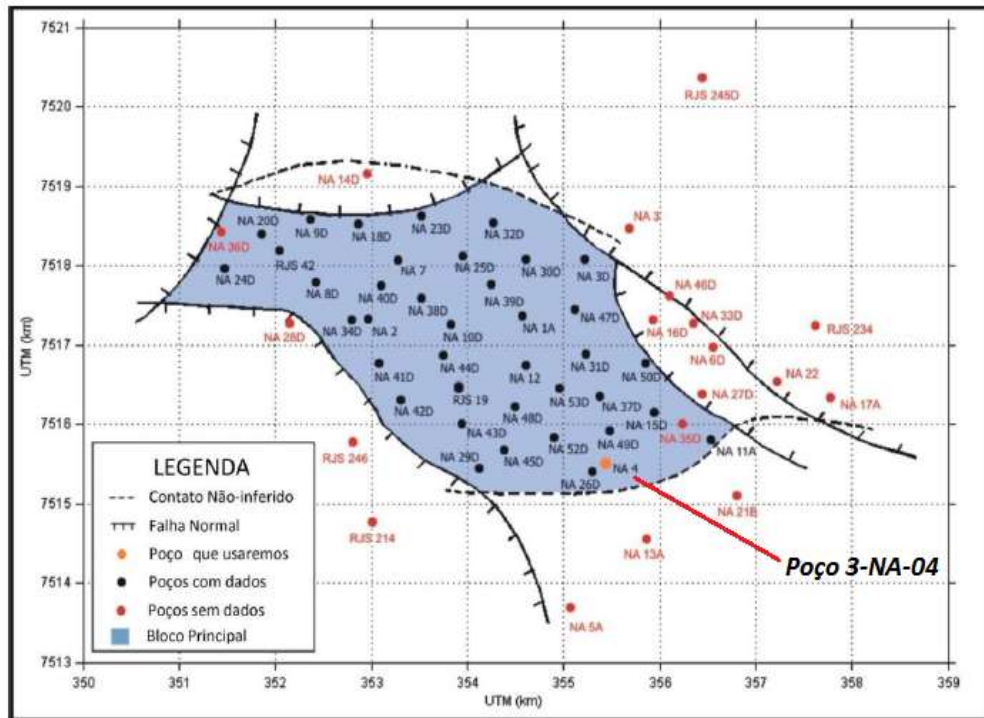


Figura 2.3: Mapa estrutural do Campo de Namorado com a localização e nome dos principais poços disponíveis. A reta em vermelho mostra a localização do poço 3-NA-04. Modificado de Augusto (2009).

2.4.2 Faciologia dos Testemunhos do Poço 3-NA-04

Nas figuras 2.4 e 2.5 estão representados aproximadamente 140 metros de testemunhos do poço 3-NA-04 com a faciologia. Salientando que ambas representam um único testemunho do poço, no formato (ANASETE). Sua divisão é apenas para facilitar a interpretação. Algumas das principais fácies descritas por Barboza (2005) e Cruz (2003) estão presentes no poço 3-NA-04.

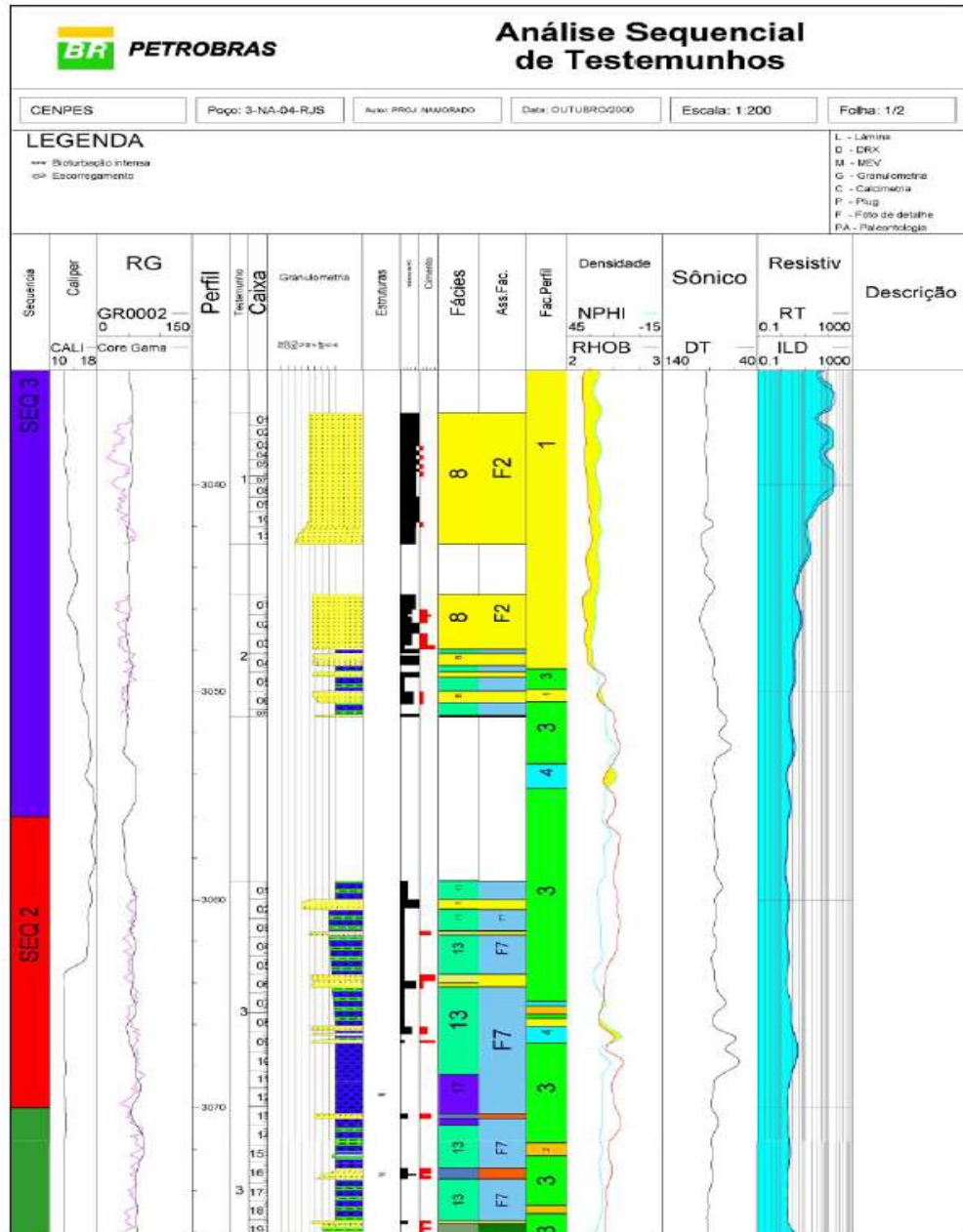


Figura 2.4: Testemunhos do poço 3-NA-04, iniciados na profundidade de aproximadamente 3030 m. Adaptado de (Barboza, 2005).

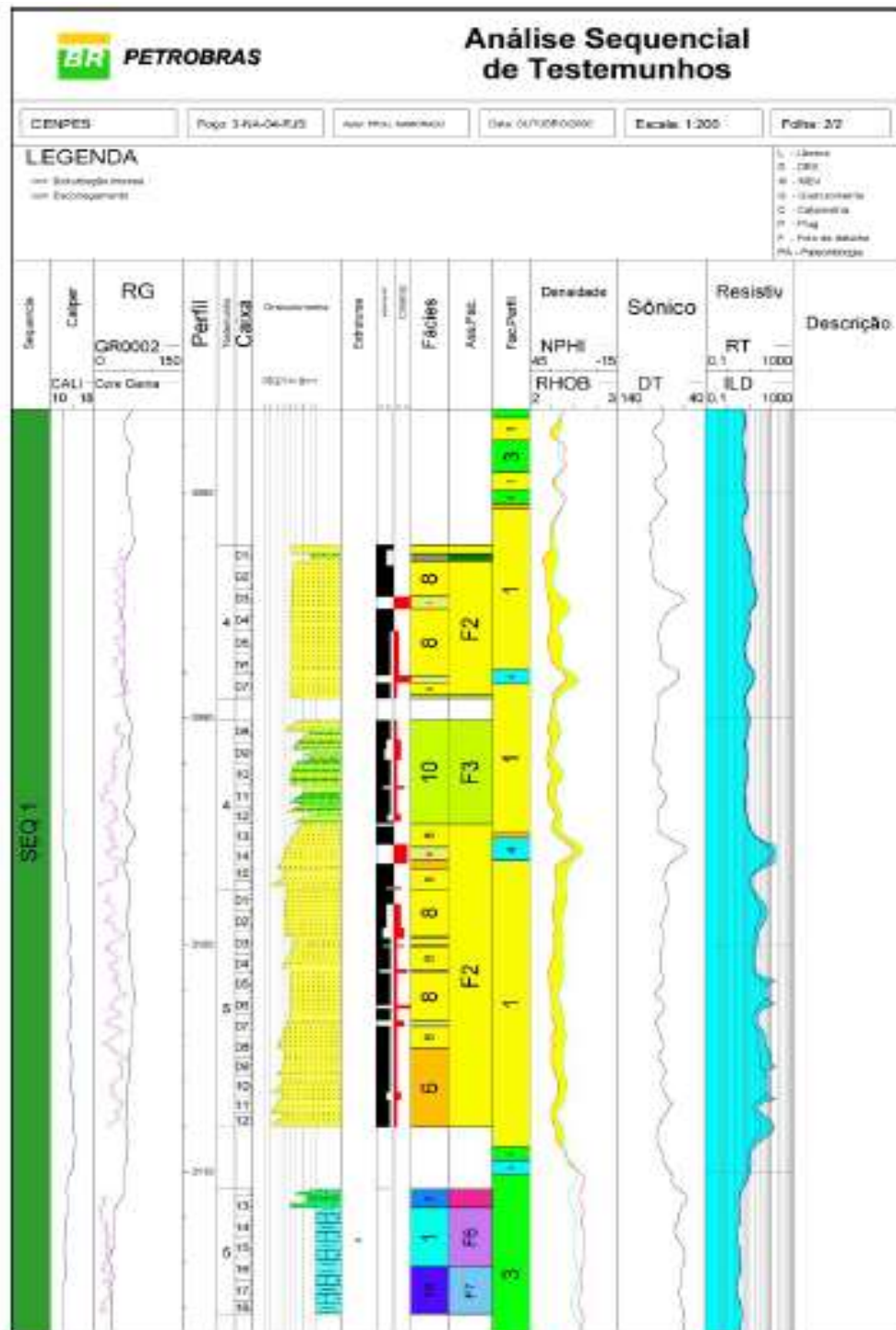


Figura 2.5: Testemunho do poço 3-NA-04. Iniciados na profundidade de aproximadamente 3082 m. Adaptado de (Barboza, 2005).

Na figura 2.4 nota-se a presença das litofácies ilustradas por Barboza (2005). As litofácies predominantes são a 8, 13 e 17. Na figura 2.5, as litofácies predominantes são a 8, 10, 9 e 6, 2, 1 e 18, salientando que para este trabalho, o intervalo analisado foi de 2950 a 3110,5 metros, implicando na exclusão das litofácies 1, 18 e 2.

Descrição das Litofácies do Testemunho do Poço 3-NA-04

Essa descrição de litofácies é baseada no trabalho de Barboza (2005) e das litofácies mostradas na tabela 2.1, cuja interpretação e associação de fácies foi descrita e enumerada, as quais constam nos testemunhos analisados do presente poço.

Fácies 1 - Inter laminado Lamoso Deformado: Camadas de até 1 metro com intercalações de calcilito, marga e folhelho. Feições de deformação (Escorregamentos).

Fácies 2 - Conglomerado e Brechas Carbonáticas: Arcabouço desorganizado/organizado, clastos grainstone/wackstone (folhelho e marga). Matriz constituída de lama carbonática (micrita).

Fácies 6 - Arenito Grosso Amalgamado: Camadas métricas, com areia muito grossa a conglomerática na base e areia grossa no topo. Delgados níveis de gradação inversa/normal na base.

Fácies 8 - Arenito Médio Gradado: Composição arcoseana bem selecionado, aspecto maciço, gradação as vezes incipiente ou do tipo cauda grossa.

Fácies 9 - Arenito Médio Cimentado: Equivalente à Fácies 8, porém está cimentado.

Fácies 10 - Arenito/Folhelho Interestratificados: Intercalações de até 1 metro de arenito médio gradacional a arenito fino com *ripples* e folhelho (Sequência de Bouma completa).

Fácies 11 - Arenito/Folhelho Finamente Interestratificado: Camadas de arenito fino (plano paralelo e *ripples*), gradacionais a siltito e folhelho. Sequência de Bouma (Tbcde).

Fácies 13 - Inter laminado Siltito Argiloso e Marga: Intercalação de siltito argiloso (cinza esverdeado) e marga (cinza clara) hemipelágica (*Zoophycus* e *Asterossoma*). Raros níveis areno-siltosos com *climbing*.

Fácies 17 - Marga Bioturbada: Composta por 35/50% de CaCo_3 , Bioturbações de *zoophycus*, *Planolites*, *Helminthoide*, *Terebelina* (Icnofácies *Zoophycus/Nereites*).

Fácies 18 - Ritmito: Intercalações ritmicas de calcilutito, marga e folhelho em camadas de até 1 metro de espessura, ricas em plantônicos.

CAPÍTULO 3

PERFILAGEM GEOFÍSICA DE POÇOS

3.1 CONCEITOS GERAIS

A perfilagem geofísica consiste no registro de propriedades físicas de natureza elétrica, acústica, radioativa, térmica, mecânica, etc, medidas nas formações geológicas ao longo do poço. Este capítulo trata a respeito apenas dos perfis geofísicos que foram utilizados para se obter informações petrofísicas imprescindíveis, objetivo de estudo deste trabalho, com abordagem em seus princípios básicos, interpretação e limitações ferramentais, agregando aos mesmos a base teórica e prática de cada perfil, consoante com os resultados a serem apresentados no capítulo 4.

O primeiro perfil de poço ocorreu em 1927, através dos irmãos Conrad e Marcel Schlumberger, executado num poço do Campo Pechelbron, França. Eles trabalharam com perfis de eletrorresistividade. A partir da década de 30, os perfis de eletrorresistividade começaram a ser usados por várias empresas. Na mesma década, surge novas aplicações da perfilagem, e à medida que a tecnologia foi avançando, a perfilagem geofísica também avançou e com isso, a maneira de registrar e guardar os dados ficou mais prática para as empresas.

3.2 PROPRIEDADES FUNDAMENTAIS DAS ROCHAS

Os perfis geofísicos foram desenvolvidos principalmente para suprir as necessidades da indústria petrolífera, sendo aplicados em grande parte nas rochas sedimentares. As rochas sedimentares podem ser divididas em três grupos:

Terrígenos ou Siliciclásticos: Rochas geradas por erosão de materiais externos à bacia sedimentar e carreados como fragmentos sólidos.

Carbonatos: Rochas bioconstruídas ou oriundas do retrabalhamento de substâncias precipitadas na própria bacia.

Evaporitos: São depósitos químicos oriundos da evaporação de salmouras sob condições ambientais muito restritas.

3.2.1 Elementos Mineralógicos das Rochas Sedimentares

De acordo com a descrição petrofísica, as rochas sedimentares são constituídas mineralogicamente pelos seguintes elementos: matriz, arcabouço e cimento.

Matriz: Corresponde a fração fina (menor que 0,039 mm) que é transportada em suspensão durante a sedimentação e quando presente dá consistência à rocha.

Arcabouço: Normalmente chamado de grãos, corresponde a fração da rocha que lhe dá sustentação. Para os arenitos e calcarenitos, é a fração de constituintes de diâmetro entre 0,062 e 2 mm.

Cimento: É o componente precipitado quimicamente nos poros das rochas. Em geral, é constituído de carbonatos, silicatos, sulfatos e óxidos. Sua presença nas rochas tende a ocupar os poros dando rigidez.

Para a Perfilagem Geofísica esse conceito teórico muda um pouco, pois, os sensores das ferramentas não conseguem distinguir os constituintes sólidos da rocha, ou em outras palavras, não conseguem diferenciar o grão, do cimento ou da matriz da mesma rocha. Desta forma, uma rocha sedimentar é dividida em duas partes: matriz e poros. Matriz é o termo que engloba os grãos, a matriz propriamente dita e o cimento, ou seja, toda parte sólida da rocha. Poros é o termo que representa todo espaço vazio de uma rocha, ou espaço que pode ser preenchido por fluidos. Em termos representativos, considerando-se hipoteticamente uma rocha com 100% ou (1) de volume, a matriz representará um volume correspondendo a $(1 - \phi)$ da rocha, sendo o termo ϕ a porosidade (Nery, 2013).

3.2.2 Propriedades Petrofísicas

As propriedades mais importantes para a avaliação das rochas reservatórios são as elétricas, radioativas e acústicas. As outras propriedades tais como, térmicas, mecânicas, entre outras, são colocadas de forma complementar nas avaliações das formações. Neste presente trabalho, as propriedades mais relevantes foram as elétricas e as radioativas.

3.2.3 Lei das Misturas

Sendo uma rocha sedimentar o resultado de uma mistura policomposta, em um sistema multicomposto cada componente contribui volumetricamente para as propriedades da mistura na razão da fração volumétrica de um dos componentes vezes a propriedade deste, elevada a um fator m , que se refere a distribuição geométrica. A lei das misturas tem base física na linearidade dos efeitos: para um sistema formado por dois componentes, um sólido e outro líquido de propriedades U_S e U_L , respectivamente, sua mistura U_M será a seguinte:

$$U_M = [\phi U_L^m + (1 - \phi) U_S^m]^{\frac{1}{m}} \quad (3.1)$$

Quando o valor de m é igual a 1, a propriedade física está sendo medida em série. Já quando m é igual a -1 a propriedade está sendo medida em paralelo. Sendo que m pode variar teoricamente desde valores infinitamente baixos a valores infinitamente altos.

3.2.4 Porosidade (ϕ)

Corresponde a razão entre o volume de espaços vazios pelo volume total da rocha, sendo sua medida dada de forma adimensional como fração ou porcentagem (Schön, 1996).

$$\phi = \frac{V_P}{V_T} = 1 - \frac{V_m}{V_T}, \quad (3.2)$$

em que,

V_T é o volume total da rocha, e, V_P é o seu volume poroso e V_m é o volume da matriz.

Nos perfis geofísicos a porosidade lida é a porosidade total da rocha sendo relativa, a distinção entre porosidade primária e secundária. A porosidade primária é definida pelo sistema deposicional e depende do tamanho, forma, arranjo e seleção do seu arcabouço. Já a porosidade secundária é resultado de processos diagenéticos como fraturamentos e dissoluções, ocorrendo após a deposição da rocha.

3.2.5 Permeabilidade (κ)

É a capacidade de permitir a passagem de fluido através dos poros interconectados das rochas, sendo sua medida dada em miliDarcy. A permeabilidade absoluta de um meio é a capacidade de fluxo de um fluido que satura 100% de seus poros interconectados ou fraturas. Permeabilidade efetiva é a permeabilidade de um fluido na presença de outro. A permeabilidade efetiva é sempre menor que a absoluta devido ao fluido que molha o

grão reduzir a mobilidade do outro fluido. Já a permeabilidade relativa é a razão entre a permeabilidade efetiva de um fluido pela sua permeabilidade absoluta. À medida que a rocha é mais porosa e possui mais conexões entre seus tubos capilares, esta se torna mais permeável, pois, o fluido existente nesta percorre o meio com mais facilidade. Uma rocha com porosidade e capilaridade baixas causam o efeito oposto, dando a esta uma característica de baixa permeabilidade.

3.2.6 Saturação (S_i)

O meio poroso é preenchido por fluidos, como ar, água, óleo e gás. Saturação é a fração volumétrica de fluido que está presente nos poros das rochas. Segundo Schön (1996), um determinado volume de fluido i (V_i) preenchido em um determinado volume poroso (V_P) é representado matematicamente do seguinte modo:

$$S_i = \frac{V_i}{V_P} \quad (3.3)$$

A saturação pode ser representada em fração ou porcentagem. Em um determinado reservatório contendo óleo, gás e água, em termos de saturação, a soma das saturações entre estes 3 fluidos deve representar 100% ou 1, conforme a equação 3.4.

$$1 = S_w + S_{HC}, \quad (3.4)$$

em que,

S_w representa a saturação de água, e, S_{HC} representa as saturações de óleo e gás juntas. O volume de um fluido i dentro da rocha em termos de saturação é:

$$V_i = \phi S_i \quad (3.5)$$

Nas rochas clásticas, alguns elementos dentro do sistema rocha-fluido influenciam no cálculo de saturações. Entre eles, estão a matriz, a fração de argila seca (*dry clay*), a fração de água presente no corpo da argila (*clay bound water*), a água presente nos tubos capilares (*capillary bound water*), e o volume total de fluidos livres ou móveis (*bulk volume movable fluids*) (Schön, 1996). A figura 3.1 esquematiza isto.

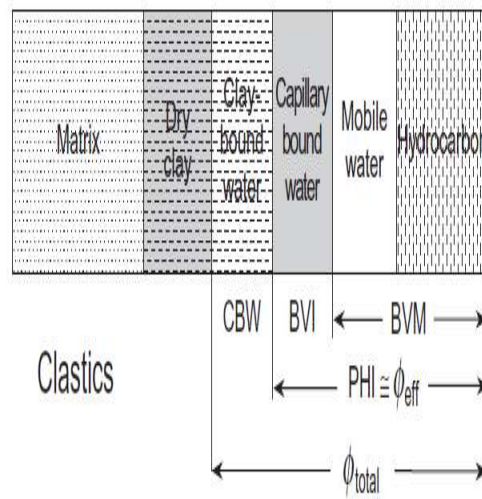


Figura 3.1: Representação dos elementos volumétricos presentes nas rochas clásticas. Fonte: Schön (1996).

Propriedades Elétricas

Os três parâmetros que caracterizam eletricamente uma rocha são a permeabilidade magnética, permissividade dielétrica e resistividade. A propriedade mais relevante para a perfilagem é a resistividade ou seu inverso, a condutividade. A medida da resistividade é fundamental para identificar hidrocarbonetos, pois, estes são muito resistivos (isolantes), dando altos valores nos perfis de resistividade.

A água salgada presente nas rochas devido aos íons Na^+ e Cl^- e outros dissolvidos, é uma boa condutora de corrente elétrica, dando geralmente baixos valores de resistividade nos perfis. Por tanto, uma rocha saturada com óleo tem uma resistividade muito maior do que uma rocha apenas saturada com água salgada. Segundo Nery (2013), uma rocha se torna mais ou menos resistiva na dependência da quantidade (saturação) e qualidade (concentração) de seu eletrólito e na natureza da sua distribuição interporosa (continuidade e/ou isolamento).

A presença de fluidos isolantes, como água doce, ar, óleo, gás torna a rocha mais resistiva ou menos condutiva. Os minerais metálicos conduzem a corrente elétrica devido ao movimento browniano de seus elétrons de valência que se ordenam sob a ação de um campo elétrico externo e se deslocam pelo próprio sólido por transferência entre seus átomos. Já a condutividade eletrolítica, é devido ao movimento ordenado dos íons que são submetidos a um campo elétrico externo, sendo que, na ausência desse campo os íons se movimentam de forma browniana por agitação térmica colidindo-se com os demais íons. Numa solução eletrolítica, podem existir diversos tipos de íons, onde, a sua condutividade (σ) é influenciada pela quantidade de elementos condutores (η), a carga de cada um deles (ϵ) e suas mobilidades

(μ), cuja medida na perfilagem é em mS/m, conforme a equação 3.6:

$$\sigma = \eta \epsilon \mu \quad (3.6)$$

Nas formações rochosas, estão presentes minerais de ocorrência rara na natureza que são bons condutores de eletricidade, como por exemplo, magnetita, pirita, calcopirita e galena, presentes de modo aleatório. No caso dos argilominerais, eles estão presentes na maior parte das rochas sedimentares, e, devido a sua maior concentração na natureza e por terem alta quantidade de cátions adsorvidos em suas paredes interlaminares, contribuem muito para a condutividade dessas rochas. A resistividade elétrica de um determinado material condutor é medida em $\Omega.m$, e seu valor é dado pelo produto da sua resistência (r) pela área atravessada (A) e pelo quociente do seu comprimento (L), conforme a equação 3.7:

$$R = r \cdot \frac{A}{L} \quad (3.7)$$

3.2.7 Rocha Limpa

Archie (1942) realizou experimentos para medir a resistividade em rochas limpas (isentas de argila e/ou outros minerais condutivos). Em seus experimentos ele imaginou a rocha como sendo um cubo composto por grãos isolantes (quartzo) e água salgada com salinidade variando entre 20 e 100 kppm de NaCl e porosidades entre 10 e 28% (Nery, 2013). Ele percebeu que a resistividade da rocha saturada de água (R_o) aumentava linearmente com a resistividade dessa água saturante (R_w) chamando essa linearidade de F_r (Fator de resistividade da formação) que ele definiu como:

$$F_r = \frac{R_o}{R_w} \quad (3.8)$$

O termo Fator de Resistividade da Formação foi usado porque é aproximadamente constante para cada formação, variando de $1 < F_r < \infty$.

$F_r = 1$ caso $R_o = R_w$. Teoricamente é uma rocha com $\phi = 100\%$ ou 1.

$F_r = \infty$ caso $R_o \rightarrow \infty$. Teoricamente é uma rocha com $\phi = 0\%$ (ou rocha constituída de pura matriz).

Com relação à porosidade (ϕ), existe a seguinte relação linear estabelecida experimentalmente por Archie (1942) :

$$F = \frac{1}{\phi^m} = \phi^{-m}, \quad (3.9)$$

na qual,

F é o Fator Intrínseco da Formação e o expoente m é um coeficiente relacionado à geometria porosa ou cimentação.

Com base em dados reais, Winsauer *et al* (1952), obtiveram uma regressão matemática e não geológica em que ϕ não tende a 100%, acrescentando o parâmetro "a".

Archie (1942) a incorporou nos seus trabalhos, ficando conhecida finalmente como:

$$F = \frac{a}{\phi^m}, \quad (3.10)$$

E por consequência, a equação 3.8 pode ser expressa por:

$$R_o = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m}, \quad (3.11)$$

onde,

a e m, se referem ao tipo litológico (ou tortuosidade) e a geometria porosa, respectivamente, onde são atribuídos os seguintes valores médios de a e m de acordo com as litologias abaixo:

Arenitos: a = 0,62 e m = 2,15

Carbonatos: a = 0,81 e m = 2

A equação (3.11) representaria uma resistividade de uma rocha com fluido condutor ($S_w = 1$).

A resistividade de uma rocha com fluido não-condutor ou $S_w < 1$, segundo Archie (1942):

$$I = \frac{R_t}{R_o} = \frac{1}{S_w^n}, \quad (3.12)$$

na qual,

I representa o índice de resistividade que é a razão entre a rocha saturada por fluido não condutor (R_t) e a rocha saturada por água (R_o). O parâmetro n representa o expoente de saturação.

E depois de relacionar as equações 3.10, 3.11 e 3.12, temos a seguinte equação, chamada por alguns autores, de Archie-Winsauer:

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \quad (3.13)$$

3.2.8 Rochas Argilosas

Duas situações podem ocorrer pela presença de argilominerais envolvendo grãos não condutivos, onde, cria-se uma condução da corrente elétrica em paralelo com a da água da formação, a depender do tipo de argilomineral, de sua composição mineralógica e da salinidade do fluido interporoso. Rochas argilosas com água doce podem apresentar resistividades baixas, já que a condução poderá ocorrer pelas cargas das duplas camadas onde as águas são mais condutivas (Nery, 2013).

Este aumento na condutividade ou diminuição na resistividade resulta da alta concentração de íons da dupla camada. Quando as soluções intersticiais são pouco concentradas, a baixa concentração de cátions é insuficiente para compensar a área superficial negativa dos argilominerais, sendo que a neutralização das cargas é feita com moléculas bipolares da água que afastam os cátions das paredes e aumentam a espessura da dupla camada. Desta forma, a água que está dentro da dupla camada (adsorvida) é menos condutiva do que a água livre do espaço poroso.

Quando as soluções intersticiais são de salinidades elevadas (salmouras), a elevada concentração de cátions é suficiente para compensar a área superficial negativa dos argilominerais, sendo que a neutralização das cargas se dá pelos próprios cátions do meio atraídos pelas cargas negativas das paredes e diminuindo a espessura da dupla camada. Nesse caso, a água adsorvida é mais condutiva do que a água livre do espaço poroso (Keller & Frischknecht, 1966). As propriedades elétricas dos argilominerais em torno de um eletrólito atuam como um segundo componente de condutividade junto com a condutividade do eletrólito da água da formação presente nos poros interconectados. Esta contribuição na condutividade depende do tipo de argila (argilomineral), do seu conteúdo (volume) e da sua distribuição geométrica dentro da formação (dispersa, laminada, estrutural).

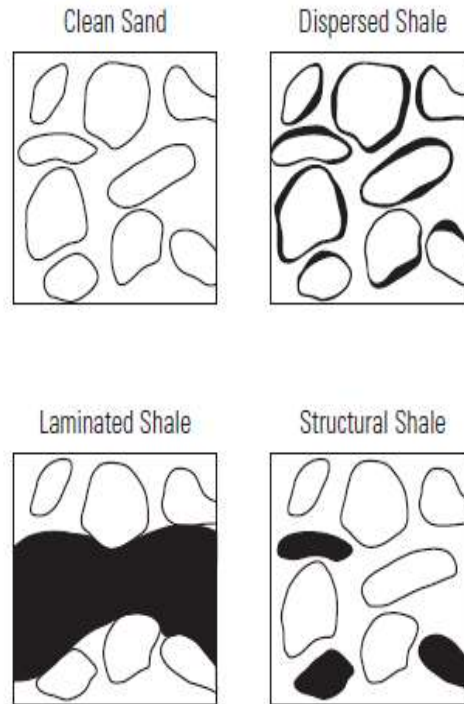


Figura 3.2: Classificação dos tipos de distribuição das argilas, sendo a primeira figura superior da esquerda, um modelo para arenito limpo, a segunda figura superior, argila dispersa, e as inferiores da esquerda para direita, laminada e estrutural, respectivamente. Fonte: Poupon *et al* (1954).

A presença de argila nos reservatórios de petróleo diminui a qualidade do mesmo, pois, decresce a sua permeabilidade e a sua porosidade efetiva, já que as argilas obliteram os poros interconectados por capilaridade, impedindo o fluxo fluido entre eles, além de criar um acréscimo na condutividade elétrica dos seus componentes. Caso seja aplicado a lei de Archie nestes tipos de reservatórios, ocorre uma super estimativa da saturação de água, levando ao intérprete um sentimento de pessimismo na estimativa da saturação de óleo, fazendo com que áreas com algum potencial econômico sejam descartadas de forma errada.

3.3 PERFIL RAIOS GAMA

Propriedades Radioativas

Radioatividade é a desintegração espontânea de um núcleo instável de número atômico (Z) maior que 80 que emite pacotes de energia eletromagnética. O elétronVolt (eV) é a unidade de energia usada como base para a medida dos processos atômicos. 1 eV representa a quantidade de energia cinética obtida por um elétron sob um campo elétrico de 1 Volt. Um (1) eV equivale a aproximadamente $1,6 \cdot 10^{-19}$ joules de energia. Nas relações envolvendo

massa e energia, a equação de Einstein descreve a energia como o produto da massa pela velocidade da luz elevada ao quadrado. No caso da massa do elétron, a sua energia de repouso é em torno de 0,512 MeV, que corresponde a energia necessária na interação dos fótons e a matéria.

Devido a diferentes tipos de interações e os diferentes gradientes de energia liberadas nas interações com a matéria, as partículas são definidas como raios- α , raios- β e raios- γ . Esta última consiste em partículas-ondas com energia eletromagnética de alta frequência com comprimento de onda cerca de um décimo de Angstrom (10^{-11}m), não possuem carga elétrica nem sofrem desvios de campos eletromagnéticos, como as ondas luminosas e as ondas de rádio, razão de sua grande penetração no meio. Por causa do seu comportamento dual de partícula e onda, os raios- γ são chamados de fótons e somente esse tipo de energia é detectado pela ferramenta de perfilagem por meio dos cintilômetros. A amplitude de um pulso elétrico recebido por um detector de radiação ocorre em função da energia ou velocidade do fóton que penetra neste detector.

A intensidade radioativa está relacionada ao número de contagens ou pulsos detectados por unidade de tempo (cps) pelos sensores (cintilômetros). Os raios gama naturais se originam em três fontes distintas das famílias do Urânio-Rádio, Actínio e Tório e de seus principais elementos filhos originados da desintegração do U^{235} , no elemento filho principal oriundo da desintegração do Th^{232} , (Ta^{208}) e no potássio (K^{40}), presente em cerca de 0,012% de todo potássio existente na crosta.

O perfil de raios gama (GR) registra a radioatividade natural das formações rochosas ao longo da parede do poço em função da emissão de fótons. Este tipo de perfil revela a quantidade de argilominerais presente nas rochas, de modo que se possa distinguir entre rochas mais radioativas (folhelhos ou argilas - cuja concentração de minerais radioativos é grande), e de rochas menos radioativas (arenitos, calcarenitos, etc). Salientando que não se deve generalizar este raciocínio, sendo estes exemplos representando, apenas, a maioria dos casos. Uma situação atípica de GR, seria por exemplo, altas radioatividades nos arenitos arcoseanos(k-feldspatos). No geral, as formações isentas de argilominerais apresentam contagens baixas na curva GR, enquanto que, nos folhelhos cujo conteúdo de argilominerais é alto, as contagens de raios gama são altas.

A unidade padrão convencionada pelo perfil GR, é o UAPI ou GAPI, (Unidades ou Graus API respectivamente), sendo este termo API, American Petroleum Institute. Uma unidade API corresponde 1/200 da medida entre os valores máximo e mínimo de um poço nos EUA.

3.3.1 Princípio de Funcionamento do GR

Por ter maior penetração nos materiais, os raios- γ são usados para medir espontaneamente a radioatividade das rochas. Os elementos radioativos principais nas contagens da ferramenta são o K^{40} , U^{232} e o Th^{238} , sendo que o potássio (K^{40}) é o que mais afeta nas leituras ferramentais. Existem dois tipos de ferramentas de GR: a de raios gama convencional (usada neste trabalho) e a espectrometria de raios gama. Na ferramenta convencional, as contagens são resultado do somatório da contribuição de cada um dos elementos, U+Th+K. E na ferramenta gamaespectrométrica, esta separa a contribuição individual de cada elemento e também nos fornece o somatório dos três elementos.

Segundo Serra (1984) e Nery (2013), a interação dos raios gama com a matéria (formações geológicas) se dá por meio de três fenômenos: efeitos Fotoelétrico, Compton e Produção de Par. O efeito Fotoelétrico consiste na interação elástica de fótons de energia menor que (75KeV), com elétrons orbitais, cedendo para esses toda a sua energia. Neste tipo de fenômeno físico, o fóton é absorvido ou eliminado enquanto o elétron se transforma em um fotoelétron livre. O segundo fenômeno, o efeito Compton (ou espalhamento inelástico), acontece entre um fóton incidente de energia média (75KeV a 1,02 MeV) com um elétron orbital. O que ocorre é uma expulsão do elétron orbital pelo fóton, transferindo ao mesmo, parte de sua energia cinética e sofrendo um desvio na sua trajetória, ainda assim, continuando a interagir com o meio, porém, com sua energia final menor que a energia inicial. E por fim, o efeito Produção de Par, em que o fóton incidente com energia acima de 1,022 MeV, interage direto com o núcleo dos átomos, transformando-se em um par elétron-pósitron.

O principal efeito lido pela ferramenta é o espalhamento inelástico (Efeito Compton) no qual as fontes naturais de raios gama são oriundas do K^{40} , U e Th que possuem níveis de energia da faixa de 1,3 a 2,7 MeV. Os valores de radioatividade natural registrados pelo perfil de raios gama são coletados por detectores do tipo Cintilômetro onde um cristal emite luz quando colidido por um fóton. Junto ao cristal, está acoplado um tubo fotomultiplicador que amplifica a corrente elétrica na escala de (10^6) vezes.

3.3.2 Interpretação Qualitativa

Os folhelhos são as rochas mais radioativas dentre as rochas sedimentares. Cerca de 8% de toda a emissão radioativa dos folhelhos é devida ao Potássio 40 (Rider, 1986). Com este raciocínio o perfil de raios gama convencional nos permite definir o que seja folhelho (argila) de não-folhelho bem como de outras litologias, granulometria e correlação entre poços. O perfil GR pode ser corrido em poços revestidos com aço, sendo também utilizado em completação e restauração de poços.

Por meio do formato da curva de raios gama é possível ter-se idéia de fácies deposicionais das camadas. Um formato cilíndrico da curva geralmente sinaliza ambientes sujeitos à transgressões e regressões, como por exemplo, plataformas carbonáticas, canais fluviais e eólicos. Um formato de sino (baixa radioatividade no topo e alta na base da camada) geralmente sinaliza ambientes progradantes como por exemplo, canais fluviais, areias de maré e barras de pontal. Já um formato parecido com um funil (alta radioatividade no topo e baixa na base da camada) remete a ambientes transgressivos.

Desta forma, a interpretação qualitativa da curva de GR, permite deduzir o comportamento espacial e a geometria dos corpos potencialmente reservatórios (Nery, 2013), de modo a se obter um critério de locação de poços em áreas mais interessantes para exploração e exploração.

3.3.3 Interpretação Quantitativa

De início, deve-se isolar formações rochosas, ambientes deposicionais, camadas, etc, para começar o processo de interpretação qualitativa. Feito isso, traça-se uma reta com base nos valores mais altos de radioatividade correspondente a litologia mais radioativa (supostamente folhelhos), sendo esta reta denominada de Linha Base do Folhelho (LBF). Em seguida, identifica-se a camada com menor valor de GR ($GR_{\text{mínimo}}$), supostamente correspondente à litologia mais limpa (ou com baixo teor de argilominerais) daquele perfil. Escolhe-se a LBF como o maior valor de GR ($GR_{\text{máximo}}$).

Visto que, a curva de GR sendo de caráter estatístico, desconsidera-se valores anômalos ("*maximorum*") para escolha do $GR_{\text{máximo}}$, causados por eventuais mineralizações radioativas. Após obtermos estes parâmetros, podemos calcular:

$$IGR = \frac{GR_{lido} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}, \quad (3.14)$$

onde,

IGR quer dizer índice linear de radioatividade e GR_{lido} corresponde a leitura do valor de GR em (UAPI ou GAPI) em determinada profundidade onde se deseja calcular a argilosidade. GR_{min} e GR_{max} correspondem ao menor e maior valor do GR, respectivamente, que são escolhidos para representar determinado intervalo analisado.

Diversos autores propuseram equações não-lineares de caráter empírico e/ou experimental para se calcular a argilosidade, de modo a compensar as diferentes variações referentes a atenuação causadas pela presença de formações rochosas mais compactadas e portanto mais absorvedoras de raios gama (rochas consolidadas) das (não-consolidadas) e/ou pela idade das rochas. Tais relações são:

Equação de Larionov (1969) para rochas de idade terciária (mais recentes, menos consolidadas) :

$$VSH_{Larionov} = 0,083(2^{(3,7 \cdot IGR)} - 1) \quad (3.15)$$

Para rochas de idade cretácea (mais antigas ou mais consolidadas):

$$VSH_{Larionov} = 0,33(2^{(2 \cdot IGR)} - 1) \quad (3.16)$$

Equação de Steiber (1970):

$$VSH_{Steiber} = \frac{IGR}{A - (A - 1)IGR}, \quad (3.17)$$

onde,

o termo A corresponde a idade da rocha, sendo $A = 3$ para rochas de idade cretácea (mais antigas ou mais consolidadas) e $A = 2$ para rochas de idade terciária (mais novas ou não consolidadas).

Equação de Clavier *et al.*, (1984):

$$VSH_{Clavier} = 1,7 - (3,38 - (IGR + 0,7)^2)^{\frac{1}{2}} \quad (3.18)$$

A lógica das três primeiras equações de VSH_{GR} consiste no prévio entendimento de que as rochas mais velhas sofreram mais processos diagenéticos e, por conseguinte, possuem menor conteúdo de minerais portadores de potássio, como os feldspatos e micas que proporcionam altos valores de radioatividade, sendo essas altas taxas de radioatividade não necessariamente relacionadas diretamente por causa dos argilominerais. O contrário ocorre nas rochas de idade mais recente. Estas sofreram menos ações da diagênese e preservam maior quantidade de matéria orgânica, responsáveis pelas altas contagens de radioatividade.

3.3.4 Limitações da Ferramenta

Dentre as limitações, elas podem ser de caráter litológico ou operacional. Mineralizações eventuais causam certas anomalias nas curvas, bem como rochas arcosenas (com elevado teor de k-feldspatos), conglomerados policompostos e rochas densas. O tipo de detector usado, a depender da sua eficiência, pode possuir baixo rendimento nas leituras dos perfis não revelando a situação de forma mais realística, camadas finas, ferramenta excentralizada e presença de revestimentos de aço.

3.4 PERFIL DE INDUÇÃO PROFUNDA

Segundo Ellis & Singer (1987), o perfil de indução profunda cuja curva é denominada de ILD - *Induction Log Deep*, consiste no emprego de correntes alternadas nas bobinas do transmissor para configurar um campo magnético alternado na formação condutora circunjacente. Esta mudança do campo magnético induz circuitos de corrente de Foucault na formação que são detectáveis por uma bobina receptora na sonda. A ferramenta de indução segue os princípios teóricos das leis do Eletromagnetismo tais como a de Ampère, Biot-Savart e Faraday-Lenz.

3.4.1 Princípio de Funcionamento da Ferramenta de Indução

A ferramenta de indução convencional, conforme Ellis & Singer (1987), consiste de uma bobina transmissora excitada por uma corrente alternada de frequência em torno de 20 Khz e uma bobina receptora, sendo que, as duas bobinas estão alojadas em um encaixe não condutivo. A excitação da bobina transmissora pela corrente elétrica I_t é dada pela seguinte expressão:

$$I_t = I_o e^{-i\omega t}. \quad (3.19)$$

A bobina transmissora pode ser considerada como um dipolo magnético oscilante em que faz penetrar nas formações um campo magnético B_t (Ellis & Singer, 1987), cuja componente vertical (B_{tZ}) é a que mais importa se medir. A componente vertical B_{tZ} , o campo elétrico E e a densidade de corrente (J) estarão em função do tempo e são diretamente proporcionais a I_t . Eis a relação disso abaixo:

$$B_{tZ} \propto I_o e^{-i\omega t} \quad (3.20)$$

$$E \propto -\frac{\partial(B_{tZ})}{\partial t} \propto I_o e^{-i\omega t} \quad (3.21)$$

$$J \propto \sigma E \propto i\omega\sigma I_o e^{-i\omega t} \quad (3.22)$$

Ellis & Singer (1987), afirmam que os loops de corrente induzida se comportarão como a própria bobina transmissora que gerará um campo magnético secundário (B_2) também variável com o tempo e com a densidade de corrente (J) interna do loop.

$$(B_2)_z \propto i\omega\sigma I_o e^{-i\omega t} \quad (3.23)$$

E sua variação com o tempo induzirá uma voltagem ou uma diferença de potencial V_R na bobina receptora.

$$V_R \propto -\frac{\partial(B2)_z}{\partial t} \propto -\omega^2 \sigma I_o e^{-i\omega t} \quad (3.24)$$

A voltagem (V_R) detectada na bobina receptora vai variar diretamente com a condutividade (σ) da formação rochosa e com o quadrado da frequência angular (ω). Ela se encontra com 180° de defasagem com a bobina transmissora que emite o sinal, enquanto que a voltagem induzida pelo fluxo de acoplamento direto da bobina transmissora estará defasada 90° .

Teoria do Fator Geométrico de Doll (1949): Foi desenvolvida com base na Lei de Biot-Savart, considerando o campo estacionário em meio homogêneo, frequência angular tendendo a zero, condutividade do meio tendendo a zero e o posicionamento espacial de cada elemento condutor (G), definido como:

$$G = \frac{L \cdot r^3}{2D_T^3 \cdot D_R^3}, \quad (3.25)$$

em que,

D_T é a posição da bobina transmissora.

$$D_T = \left(r^2 + \left(\frac{L}{2} + Z \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (3.26)$$

e,

D_R é a posição da bobina receptora.

$$D_R = \left(r^2 + \left(\frac{L}{2} - Z \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.27)$$

Usando as equações acima, o fator geométrico G fica escrito da seguinte forma:

$$G = \frac{L}{2} \frac{r^3}{\left(r^2 + \left(\frac{L}{2} - Z \right)^2 \right)^{\frac{3}{2}} \cdot \left(r^2 + \left(\frac{L}{2} + Z \right)^2 \right)^{\frac{3}{2}}}, \quad (3.28)$$

na qual,

r é o raio de uma anel condutor unitário.

Z é a distância entre a bobina transmissora ou a receptora e o anel unitário.

L é a distância entre as bobinas.

Doll (1949), em seus trabalhos estabeleceu a equação (3.29) com base na resposta da ferramenta de indução pela bobina receptora. Ele concluiu que o sinal lido pela ferramenta em cada elemento do loop será proporcional a sua condutividade, de acordo com o fator geométrico que depende da posição relativa dos loops da ferramenta (Serra, 1984).

$$V_R = K.G.\sigma, \quad (3.29)$$

na qual,

K representa a constante da ferramenta, σ é a condutividade do meio e G é o fator geométrico integrado da ferramenta e V_R a voltagem induzida lida pela ferramenta.

3.4.2 Interpretação do Perfil de Indução

A interpretação do perfil de indução na exploração de petróleo, consiste em determinar zonas com altas resistividades desde que tenha nelas porosidade razoável. Geralmente, quando a formação apresenta altos valores de resistividade, isto é um possível indicador de hidrocarboneto ou água doce presente nos poros da rocha. Em contrapartida, se a formação apresentar baixas resistividades, pode ser que ela contenha nos seus poros fluido mais condutivo, água salgada ou argilominerais, por exemplo. Pela lei de Archie (1942), modificada por Winsauer & McCardell (1953), a equação (3.13) pode ser reescrita como:

$$R_t = \frac{a.R_w}{\phi^m.S_w^n} \quad (3.30)$$

Rochas com baixas porosidades (ϕ) produzem altas resistividades para a mesma quantidade de fluido. A recíproca é verdadeira. Outros fatores como cimentação (m), expoente de saturação (n) e tortuosidade (a) influenciam na lei de Archie.

Usa-se a teoria do fator geométrico de Doll (equação (3.29)) relacionada ao zoneamento fluido radial das formações rochosas permoporosas com o intuito de se definir uma aproximação inicial da resistividade da rocha na zona virgem (R_t), estabelecendo-se que:

$$G = \sum G_i = 1.$$

A razão $\frac{V_R}{K}$ é tida como a medida da ferramenta (σIL), ficando da seguinte forma:

$$\frac{V_R}{K} = \sigma IL = \sigma_m G_m + \sigma_{xo} G_{xo} + \sigma_t G_t + \sigma_s G_s, \quad (3.31)$$

na qual,

σIL representa a condutividade total da rocha lida pela ferramenta cujo inverso é a resistividade total da rocha (RILD). Já m , xo , t e s representam respectivamente a lama, a zona lavada, a zona virgem e a camada sobre e/ou sotoposta, e G_i , representa a fração de contribuição individual de cada uma dessas zonas de modo que a sua soma total seja igual a 1.

3.4.3 Limitações da Ferramenta

A condutividade aparente registrada pela ferramenta é influenciada pela geometria do poço, tipo de lama usada, reboco, zona invadida, zona virgem e camadas circunjacentes. Segundo Serra (1984), Ellis & Singer (1987) e Nery (2013), o sinal vindo do poço é afetado pelo diâmetro e com a condutividade da lama, bem como o afastamento (*stand-off*) da ferramenta da parede do poço, sendo necessário se fazer correções.

3.5 PERFIL DE DENSIDADE COMPENSADA

A curva RhoB gerada pela ferramenta de densidade segue o mesmo princípio físico da ferramenta que gera a curva de GR (*gamma ray*), no entanto, acontece de forma provocada ou induzida nas formações rochosas. Esta ferramenta determina a densidade volumétrica da rocha (*bulk density*).

3.5.1 Princípio do Perfil de Densidade

O seu princípio físico consiste na emissão de raios- γ de média energia por meio de uma fonte radioativa de Cs^{137} (Césio) alojado na sonda, onde um patim é pressionado contra a parede do poço. O choque dos raios- γ emitidos com a matéria (rochas) produz três tipos de interação: efeitos Compton, fotoelétrico e produção de par, já discutidos anteriormente. A fonte de Césio usada tem energia que minimiza a possibilidade do efeito de Produção de Par enquanto seu detector é blindado para não receber fótons de energia fotoelétrica.

A leitura da ferramenta se dá por meio de dois detectores. um detector próximo, e um outro detector longe da fonte, captando a intensidade de energia do feixe de raios- γ recebidos e relacionando isso com a densidade eletrônica (ρ_e) da formação. A densidade eletrônica se relaciona com a densidade volumétrica (*bulk density*) por meio da equação abaixo.

$$\rho_e = \rho_B \left(\frac{2Z}{A} \right), \quad (3.32)$$

onde,

ρ_e é a densidade eletrônica.

ρ_B , a densidade volumétrica da rocha lida pela ferramenta.

Z , o número atômico.

A , o peso atômico.

Devido a relação $\frac{2Z}{A}$, na equação (3.32), para maior parte dos minerais ser próxima do valor 1, é considerado $\rho_e = \rho_B$, com exceção dos gases cujo alto teor de H^+ aumenta essa relação para aproximadamente 2. Por conta disso, as leituras desta ferramenta são afetadas em zonas de gás.

3.5.2 Interpretação do Perfil de Densidade

Por meio do perfil de densidade, além de se determinar a densidade volumétrica da rocha, consegue-se inferir a sua porosidade, identificação de zonas de gás (aliado ao perfil neutrônico), correlação litológica, identificação de minerais pesados, medidas de densidade em formações pouco porosas com precisão de centésimos, entre outras coisas, sendo apresentado no perfil um intervalo de 2,0 a 3,0 g/cm³. A porosidade da rocha medida pela curva de densidade (ρ_B), pode ser obtida pela seguinte equação:

$$\phi_D = \frac{\rho_m - \rho_B}{\rho_m - \rho_f}, \quad (3.33)$$

onde,

ϕ_D é a porosidade calculada através da curva RHOB (ρ_B).

ρ_m é a densidade da matriz da rocha. Geralmente, em torno de 2,65 g/cm³ nos arenitos e 2,71 g/cm³ nos calcários.

ρ_f é a densidade do fluido presente na rocha. Quando o fluido é água, a sua densidade é em torno de 1,0 g/cm³.

3.5.3 Limitações da Ferramenta

Das suas limitações, destacam-se diâmetro do poço, zonas fraturadas, reboco e substâncias químicas absorvedoras presentes na lama. As zonas de gás podem superestimar os valores de porosidade lidos pela ferramenta. Já as argilas, tendem a diminuir os valores de ρ_B . Uma lama composta por baritina tende a atenuar o sinal da ferramenta devido a alta capacidade de absorção dos fótons por esta substância química.

3.6 PERFIL NEUTRÔNICO

A ferramenta do perfil neutrônico consiste de uma fonte emissora de nêutrons com dois detectores, sendo um para curta e outro para longa distância. Este tipo de ferramenta mede a quantidade de H^+ (Hidrogênio) presente nas rochas, independentemente se ele está livre ou estruturado quimicamente.

3.6.1 Princípios da Ferramenta Neutrônica

A ferramenta do perfil neutrônico é constituída de uma fonte química de nêutrons de Amerício ou Berílio que emite nêutrons de uma fonte contínua de energia em torno de 4,5 MeV. Quando os nêutrons colidem com os núcleos dos átomos de dentro das rochas, eles perdem energia e excitam estes átomos até reduzir sua energia a nível termal, em torno de 0,025 eV. Logo após isto, os nêutrons são capturados pelo detector da ferramenta.

3.6.2 Interpretação do Perfil Neutrônico

Consiste na determinação da porosidade, na identificação litológica (junto com o Densidade), estimativa da saturação de água (S_w), detecção de gás, aquisição em poço revestido, correlação entre poços, localização e monitoramento de zonas de gás, contatos óleo e água, com o auxílio do perfil de densidade. E também, pode ser usado como um indicador de argilosidade (VSH).

Para interpretar-se corretamente este perfil é importante salientar que quanto maior o diâmetro do poço, maior a chance de ter lama/reboco entre a sapata da ferramenta e a parede do poço, maior a quantidade de hidrogênio em torno do detector e menor a resposta proveniente das camadas. A presença de zonas de gás correspondem menor densidade de hidrogênio por volume rochoso, implicando que, o perfil Neutrônico lerá baixa porosidade. Zonas com argilosidade possuem grande quantidade de água adsorvida, consequentemente maior concentração de hidrogênio por volume rochoso cuja leitura da porosidade nas rochas argilosas será maior do que em relação às rochas limpas.

3.6.3 Limitações da Ferramenta

Dentre os fatores que limitam a ferramenta: diâmetro do poço, lama/reboco, argilosidade, gás, altas porosidades e salinidades.

CAPÍTULO 4

INTERPRETAÇÃO E ANÁLISE DOS DADOS

4.1 INTERPRETAÇÃO QUALITATIVA

O primeiro perfil a ser analisado deve ser o de raios gama (GR) de modo a se identificar possíveis reservatórios. Intervalos com valores de UAPI maiores correspondem à camadas de Folhelho, e os menores, litologias com baixa argilosidade (mais limpas), como os Arenitos ou Calcários, por exemplo. Entretanto, estudos litológicos da área enfatizam a presença de arenitos arcoseanos (alto teor de K-feldspatos) que podem ser responsáveis por alguns altos picos no perfil GR. Por isso, deve-se analisar conjuntamente todos os perfis geofísicos para maiores esclarecimentos desta área e eliminar possíveis ambiguidades.

Na figura 4.1, é mostrado um procedimento que ajudaria a separar zonas com hidrocarboneto de zonas sem hidrocarboneto, principalmente aquelas com elevada argilosidade as quais podem ter igualmente saturações favoráveis, entretanto comprometidas em suas permeabilidades devido à presença maior ou menor de argilominerais.

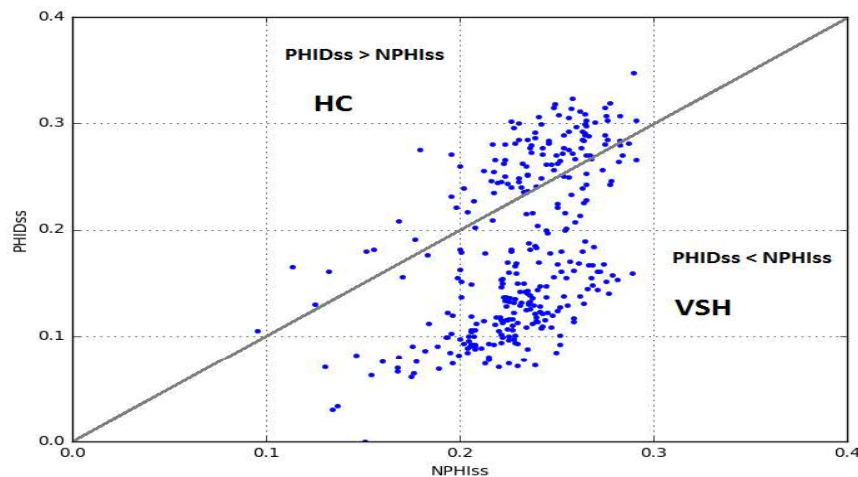


Figura 4.1: *Cross Plot* do poço 3-NA-04 no intervalo de 2950 a 3110.5 m e suas principais zonas de influência. PHIDss é a porosidade obtida da curva de densidade RHOB e NPHIss é a porosidade da curva neutrônica, ambos para os arenitos. Pontos acima da bissetriz estão sob efeito do Hidrocarboneto (HC), e os pontos abaixo, sob efeito da argilosidade (VSH).

A figura 4.1 nos mostra que nos pontos do gráfico onde os valores de PHIDss são maiores que os valores de NPHIss, é forte indicativo da presença de hidrocarboneto. Nos pontos cujos valores de PHIDss são menores que os valores de NPHIss é forte indicativo da presença de argilosidade.

No perfil do poço 3-NA-04, figura 4.2, as curvas de Densidade RHOB (relacionada a PHID) e Neutrônico (a NPHI) foram analisadas em conjunto e a técnica adotada foi o cruzamento entre as curvas (*cross over*). Nesta mesma figura, se encontra o perfil sônico, representado pela curva DT, útil para o cálculo da porosidade intergranular, detectar zonas fraturadas, auxiliar na sísmica de superfície, entre outras atribuições. No entanto, os parâmetros petrofísicos em estudo neste presente trabalho foram calculados e interpretados somente com as curvas GR, RHOB, ILD e NPHI.

Todavia, as zonas portadoras de hidrocarboneto e as zonas de água são melhores identificadas com o auxílio de uma curva de resistividade profunda (ILD) em conjunto com estas duas curvas. No poço 3-NA-04, nos intervalos de 2.998 a 3.001, 3.005 a 3.019, 3.028 a 3.049 e 3.081 a 3.109 metros, foram identificadas zonas como potenciais portadoras de hidrocarboneto por causa da relação supracitada e altos valores de resistividade variando de 10 a 195 $\Omega.m$. Na figura 4.2 é mostrado o perfil com as principais curvas usadas neste trabalho. Neste perfil, as potenciais zonas com hidrocarboneto estão hachuradas e a curva RHOB (em vermelho) está à esquerda da curva NPHI (em azul). Já nas zonas onde provavelmente sofrem influência da argilosidade, a curva RHOB está à direita da curva NPHI.

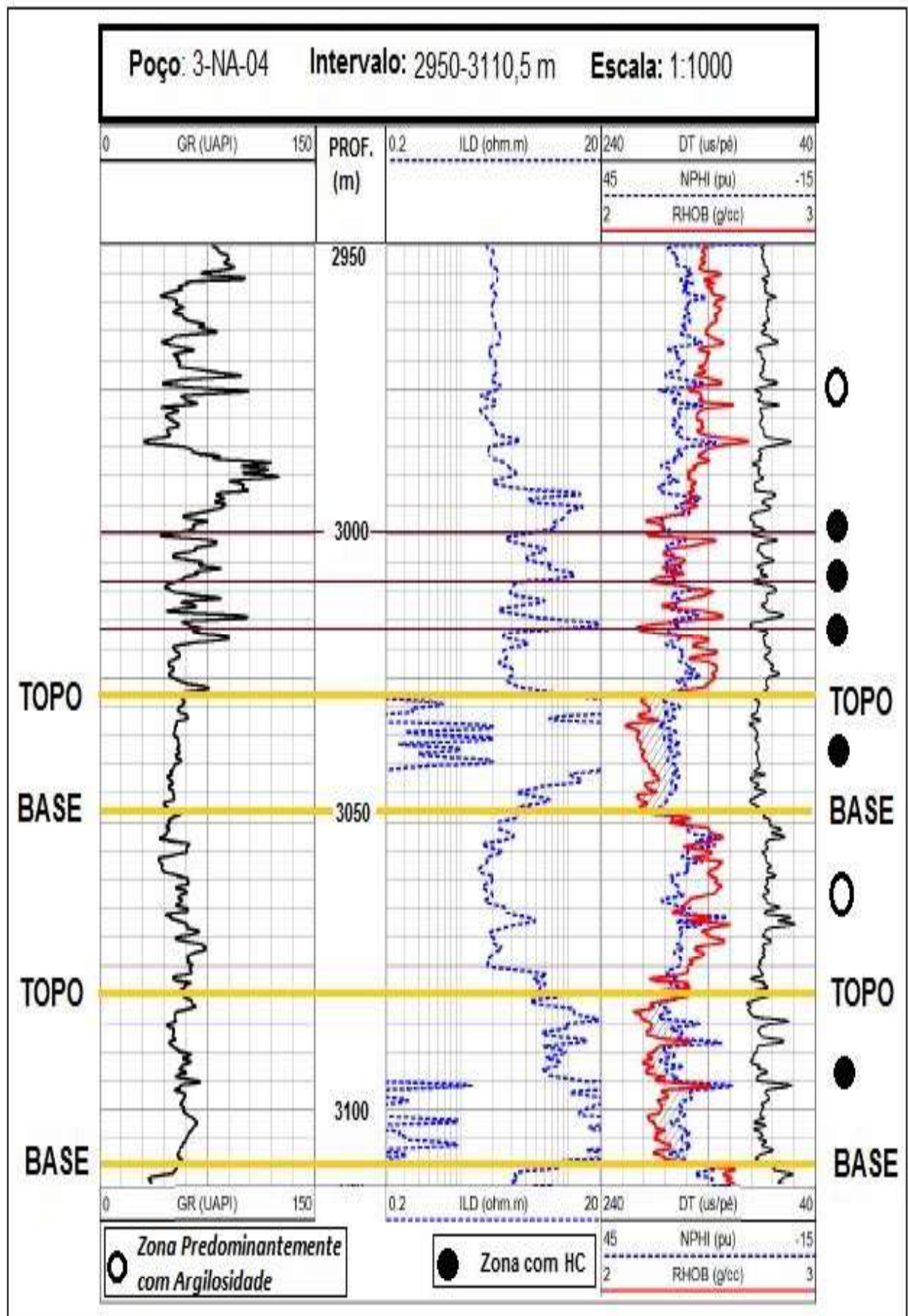


Figura 4.2: Perfil Geofísico com a localização dos potenciais reservatórios com identificação de topo e base. Intervalos hachurados sinalizam a presença de hidrocarboneto conforme o cruzamento antecipado das curvas RHOB e NPHI.

4.2 INTERPRETAÇÃO QUANTITATIVA

A interpretação quantitativa tem como objetivo determinar inicialmente os parâmetros VSH (argilosidade), porosidade total (ϕt) e porosidade efetiva (ϕe), resistividades (R_t , R_w e R_{sh}) e a saturação de água (S_w). De acordo com o seguinte fluxograma:

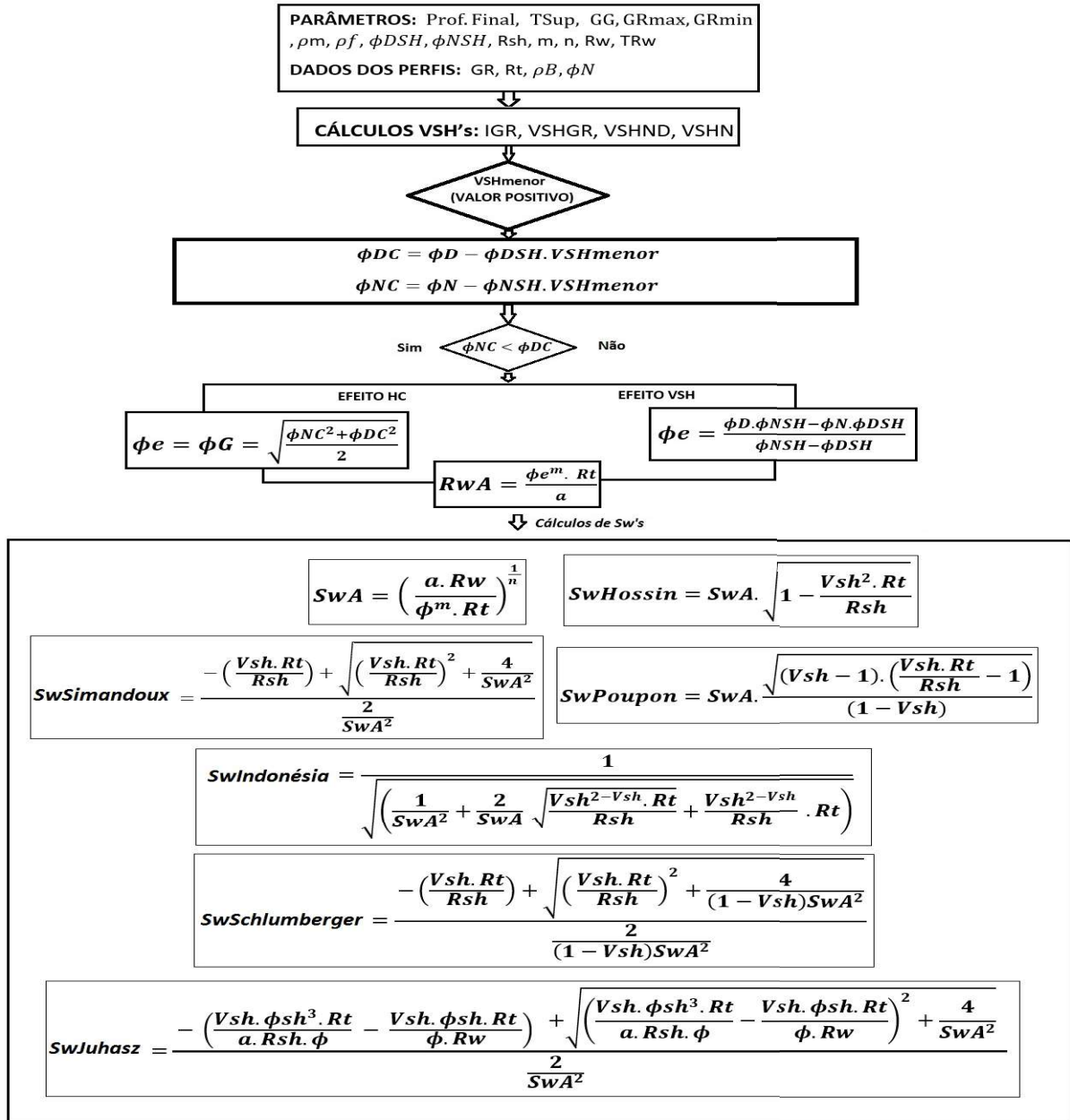


Figura 4.3: Fluxograma de Interpretação quantitativa em zonas com hidrocarbonetos com as equações de saturação, usadas no presente trabalho, na sua forma deduzida. Adaptado de (Nery, 2014).

4.2.1 Cálculo de *VSH*

De acordo com o capítulo 3, o Volume de Folhelho (VSH) é determinado com o auxílio do perfil de Raios Gama (GR). Para o poço 3-NA-04, os parâmetros GRmax e GRmin, foram definidos pelo *cross plot* da figura 4.4. Valores *maximoruns* de GR não devem ser escolhidos por representarem possíveis anomalias locais, e intervalos com valores *minimoruns* neste *cross plot* não foram escolhidos como GR mínimo por estarem relacionados à litologia calcário, de acordo com testemunhos do poço fornecidos pela ANP. Foram escolhidos, portanto, os valores para o GR mínimo (GRmin) e GR máximo (GRmax) iguais a 40 e 103,4 Unidades API (UAPI), respectivamente, sendo considerados os valores mais representativos para o poço em questão.

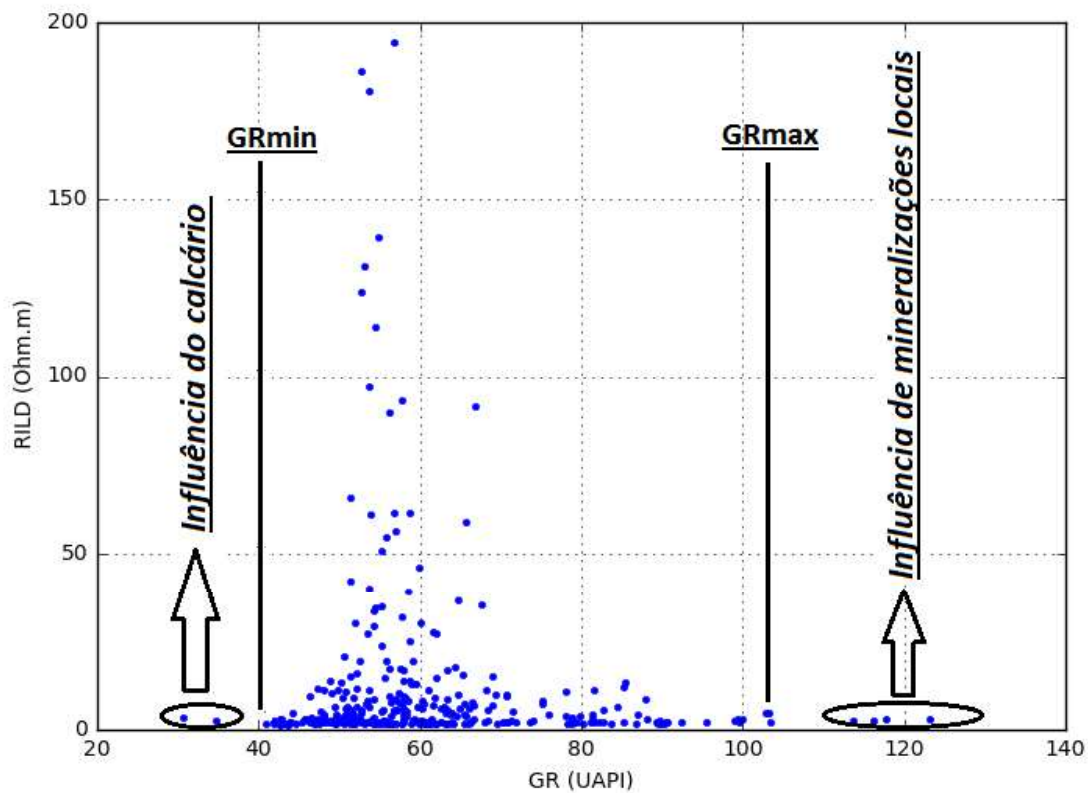


Figura 4.4: Gráfico para escolha dos parâmetros GRmax e GRmin, usando os dados do perfil da figura 4.2, referente ao poço 3-NA-04, correspondendo a um total de 322 pontos plotados no intervalo entre 2950 a 3110,5 m.

Para auxílio na interpretação, separou-se as principais litologias, conforme descrito no capítulo 2 pelos dados de testemunho. Sendo que a litologia complexa, engloba aquelas litologias que não sejam consideradas arenito ou folhelho (figura 4.5).

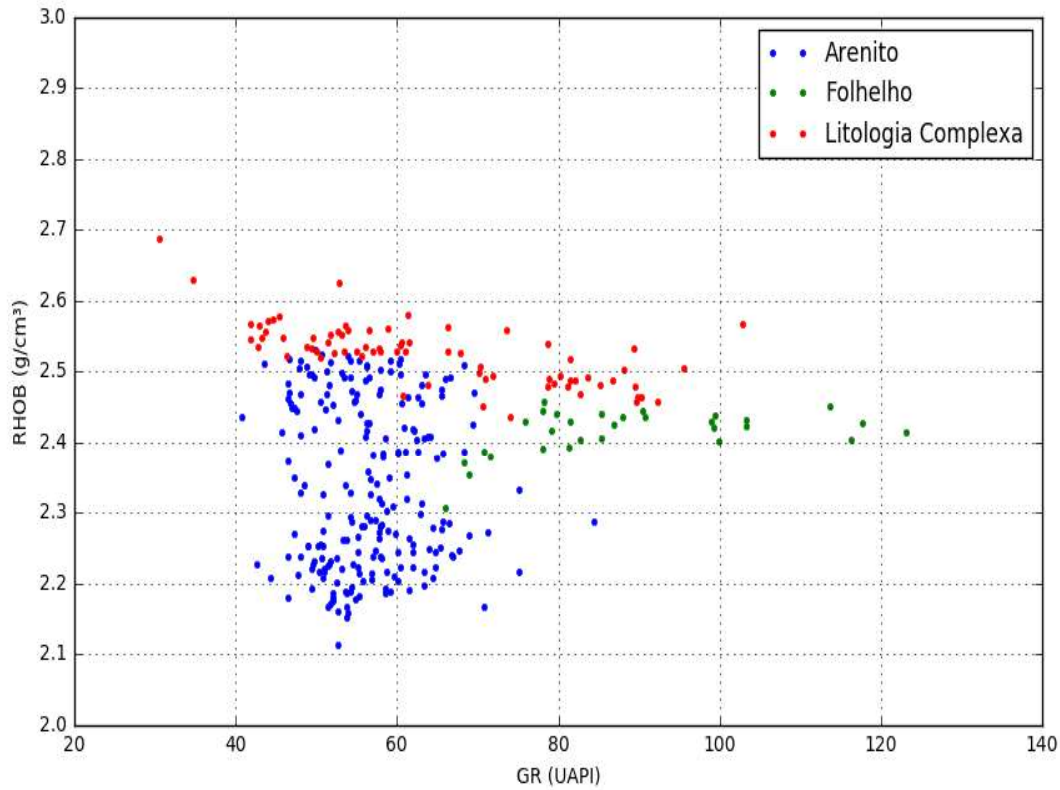


Figura 4.5: Gráfico de GR em relação a densidade (RHOB) do poço 3-NA-04.

Após a escolha de GRmax e GRmin, calcula-se o IGR (Índice de Raios Gama), equação (3.14), e em seguida, conforme o fluxograma na figura 4.3, são utilizadas equações não lineares da literatura (capítulo 3), que estimam o volume de folhelho (VSH) com base no IGR.

Para uma estimativa inicial, foi escolhida a equação (3.17) por ter uma conotação relativa à idade da rocha, ou compactação, uma vez que a radioatividade é inversamente proporcional à densidade. No entanto, há a necessidade de uma maior quantidade de indicadores de argilosidade com o uso dos perfis de densidade e neutrônico (equações 4.1 e 4.2).

$$VSHN = \frac{\phi_{Nss}}{\phi_{Nsh}} \quad (4.1)$$

$$VSHND = \frac{(\phi_{Nss} - \phi_{Dss})}{(\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh})}, \quad (4.2)$$

nas quais, $VSHN$ é o valor da argilosidade calculado com base no neutrônico, e $VSHND$ com base nos perfis neutrônico e densidade. Os parâmetros ϕ_{Nss} e ϕ_{Dss} são as porosidades

lidas para os arenitos no neutrônico e no densidade, respectivamente. Os parâmetros ϕ_{Nsh} e ϕ_{Dsh} são as porosidades aparentes lidas nos perfis neutrônico e densidade características do folhelho soto e sobreposto usando-se a densidade da matriz (ρ_m) da rocha encaixante, nesse caso arenito, $\rho_m = 2,68 \text{ g/cm}^3$.

Os valores de argilosidade (VSH) calculados com as equações acima podem estar eventualmente superestimados, e, para solucionar este problema e obter valores de VSH mais representativos, determina-se o parâmetro VSHmenor, conforme o fluxograma da figura 4.3. O VSHmenor deve ser o menor valor de VSH (desde que positivo) entre as diversas equações, calculados para cada profundidade do poço, pela razão supracitada. Em relação ao poço 3-NA-04, optou-se pela escolha do menor valor positivo de VSH comparado com os valores das equações (3.17), (4.1) e (4.2), em cada profundidade do poço.

4.2.2 Estimativa da porosidade efetiva (ϕ_e)

Determinado o valor de VSHmenor, deve-se corrigir as porosidades pelo efeito da argilosidade por meio das equações (4.3) e (4.4) .

$$\phi_{NC} = \phi_N - VSH_{menor} \cdot \phi_{Nsh} \quad (4.3)$$

$$\phi_{DC} = \phi_D - VSH_{menor} \cdot \phi_{Dsh}, \quad (4.4)$$

onde,

ϕ_N e ϕ_D são as porosidades calculadas a partir das curvas respectivas NPHI e RHOB (figura 4.2). ϕ_{NC} e ϕ_{DC} são as porosidades corrigidas somente pelo efeito da argilosidade. O valor escolhido para a densidade da matriz da rocha foi de $2,68 \text{ g/cm}^3$, conforme o *hingle plot* na figura 4.6, enquanto a densidade do fluido foi estabelecida em $1,05 \text{ g/cm}^3$ por ser filtrado de água salgada.

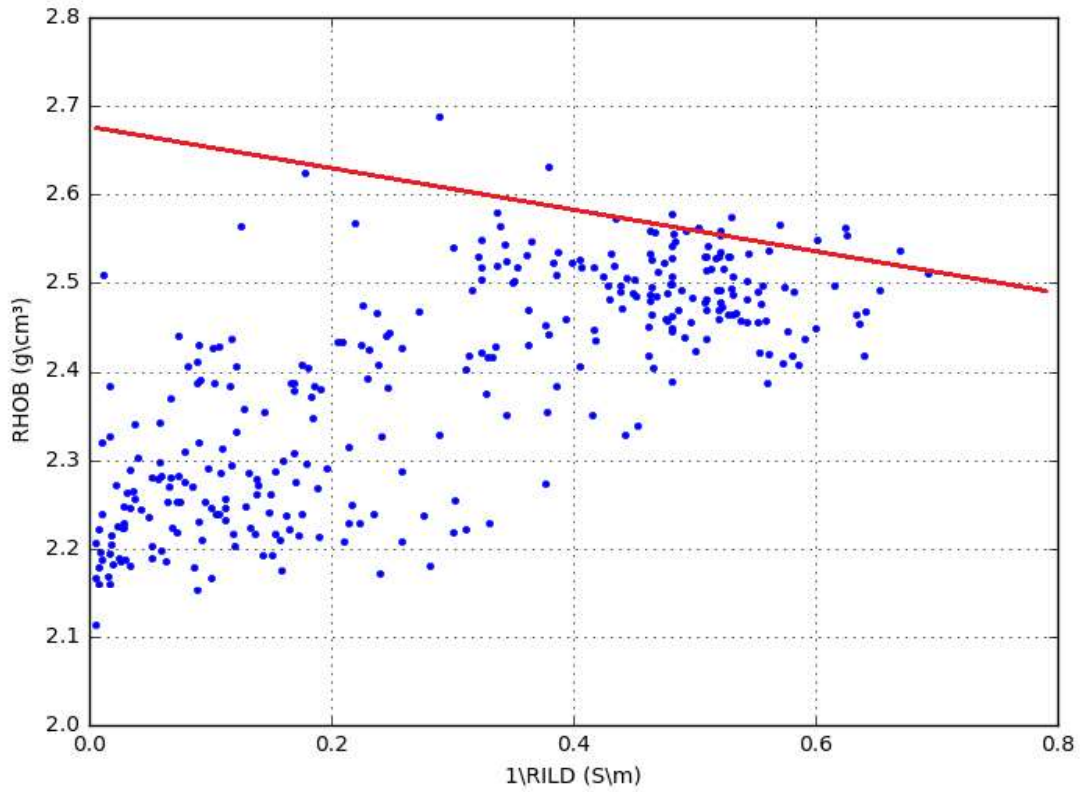


Figura 4.6: Adaptação do *hingle plot* para determinação de parâmetros litológicos, sendo RHOB no eixo y a densidade volumétrica da rocha (*bulk density*), e $1/RILD$ no eixo x o inverso da resistividade (condutividade). A reta vermelha aponta para o valor escolhido da densidade da matriz (RHOM), $\rho_m = 2,68 \text{ g/cm}^3$.

Os parâmetros ϕ_{Dsh} e ϕ_{Nsh} das equações (4.3) e (4.4), relativos ao Folhelho, foram determinados por meio do *cross plot* da figura 4.7:

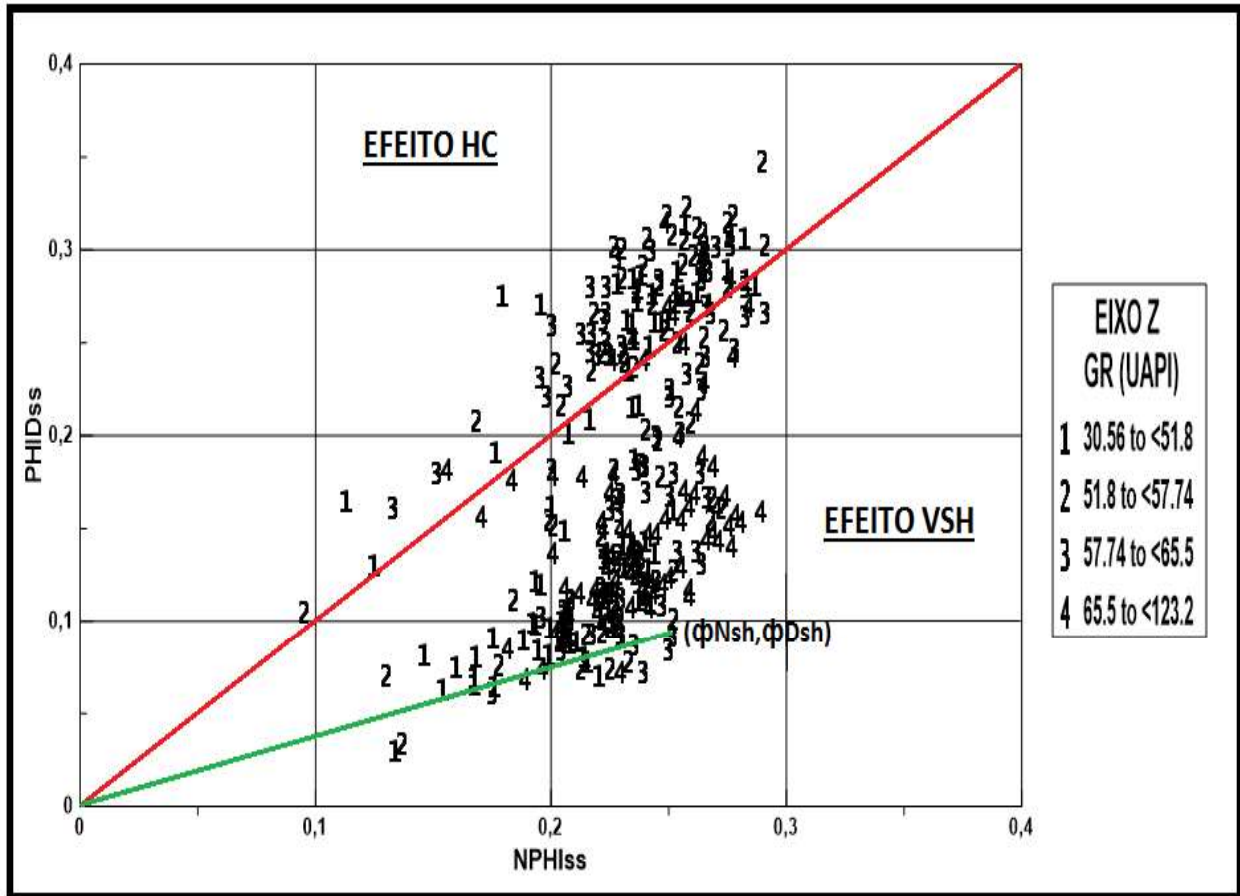


Figura 4.7: Gráfico para escolha dos parâmetros dos folhelhos (ϕ_{Nsh} , ϕ_{Dsh}), onde a reta verde, que está abaixo da bissetriz (reta em vermelho), representa as litologias argilosas. O eixo Z discrimina a radioatividade natural das rochas através dos raios gama (GR) no intervalo de 2.950 a 3.110,5 m do poço 3-NA-04.

Na figura 4.7 a reta em vermelho, é uma bissetriz onde os pontos localizados acima dela são potencialmente portadores de hidrocarboneto. Já os pontos abaixo da bissetriz e acima da reta verde do Folhelho são os que apresentam valores de argilosidade mais elevados e os abaixo dela, provavelmente devem ter sido afetados por efeitos do poço. Na reta em verde desta mesma figura, encontra-se o ponto de folhelho escolhido, ϕ_{Dsh} e ϕ_{Nsh} , iguais a 0.09 e 0.25, respectivamente. Foi possível com o auxílio de *cross plots*, bem como através da interpretação qualitativa do próprio perfil geofísico do poço, estimar o valor da resistividade no ponto de Folhelho (R_{sh}), igual a $2 \Omega.m$, parâmetro útil no cálculo de saturações, que será abordado mais a frente.

Após se obter os valores das porosidades corrigidas pela argilosidade, equações (4.3) e (4.4), é feita a comparação entre os valores de ϕ_{DC} e ϕ_{NC} . Conforme o fluxograma da figura 4.3, àqueles pontos onde $\phi_{DC} > \phi_{NC}$ aplicou-se a equação (4.5), e para os pontos onde $\phi_{DC} < \phi_{NC}$ aplicou-se a equação (4.6).

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2}{2}} \quad (4.5)$$

$$\phi_e = \frac{\phi_D \cdot \phi_{Nsh} - \phi_N \cdot \phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \quad (4.6)$$

A equação (4.5) é conhecida como equação de Gaymard e serve para corrigir as porosidades pelo efeito do HC, enquanto que a equação (4.6) corrige o efeito VSH, ressaltando-se que ambas as equações analiticamente reduzem os pontos em direção a bissetriz, eliminando o efeito HC e o VSH.

4.2.3 Estimativa de R_w

Consistiu em aplicar o método do R_{wA} mínimo devido a ausência da curva de SP (Potencial Espontâneo) e de dados laboratoriais referentes à resistividade da água da formação no poço e/ou em poços vizinhos. R_w é a resistividade verdadeira da água, enquanto que R_{wA} é a resistividade aparente da água da formação. O ideal ao aplicar este método, é calcular estes valores em zonas limpas (sem a presença de argilominerais ou VSH baixos) saturadas com água e porosidade compatível com as zonas de hidrocarboneto. O valor de R_{wA} foi calculado com a seguinte equação:

$$R_{wA} = \frac{R_t \cdot \phi_e^m}{a} \quad (4.7)$$

Pelo observado acima R_{wA} terá um valor mínimo, quando R_t for igual a R_o (zona de água). Desta forma, a equação (4.7) pode ser escrita do seguinte modo:

$$R_{wA_{\text{mínimo}}} = \frac{R_o \cdot \phi_e^m}{a} \cong R_w \quad (4.8)$$

Uma das melhores maneiras de se visualizar os possíveis valores do R_{wA} mínimo, é por meio do *cross plot* da figura 4.8:

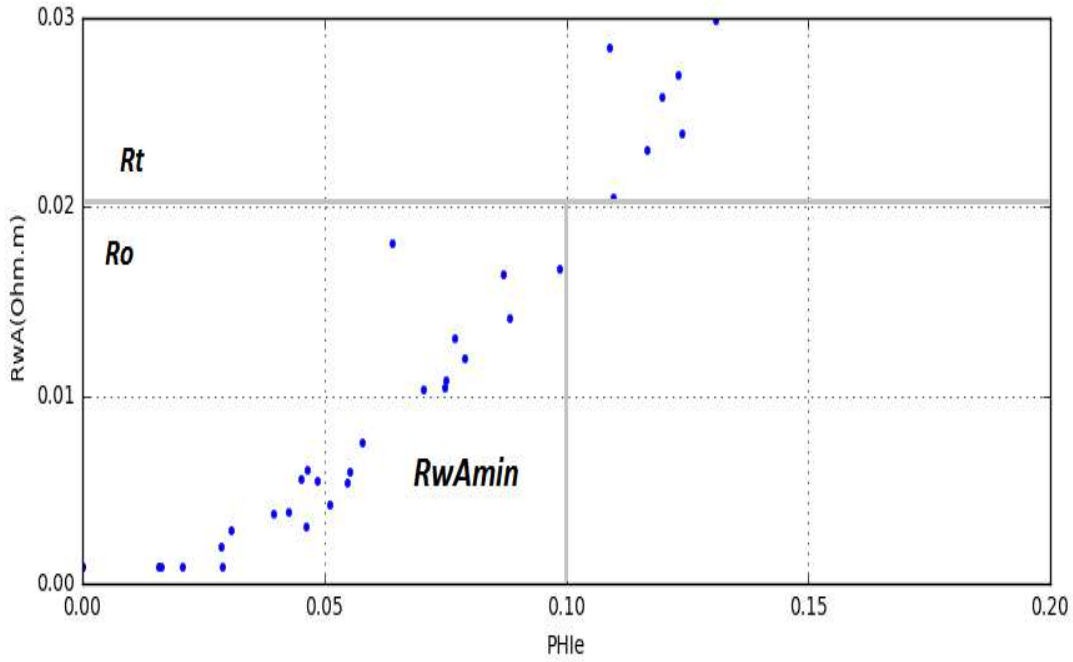


Figura 4.8: *Cross Plot* de R_{wA} versus $PHie$ (ϕ_e) para escolha do R_{wA} mínimo (R_{wAmin}), do poço 3-NA-04. Considerando-se um ponto de corte (*cut off*) em 10%, (figura 4.11).

No *cross plot* da figura 4.8 foram adotados para parâmetros de corte, isto é, não considerados como potenciais produtores, pontos aqueles com porosidades abaixo de 0,1 e de modo que R_{wA} pode ser admitido como sendo aproximadamente igual a 0,02 $\Omega.m$ na profundidade de 3.056,5 m e temperatura de 197,26 °F. Para se corrigir à temperatura em cada diferente profundidade deve-se usar a seguinte equação de Schlumberger (1989):

$$R_{w2} = R_{w1} \cdot \frac{T_{w1} + 6,77}{T_{w2} + 6,77}, \quad (4.9)$$

na qual,

R_{w1} e T_{w1} são a resistividade e a temperatura da água conhecidas, respectivamente, e, R_{w2} e T_{w2} a resistividade e a temperatura da água que se deseja saber, sendo a temperatura T em graus Fahrenheit e a resistividade da água em $\Omega.m$.

$$R_w = R_{wAminimo} \cdot \frac{FT_{RwAminimo} + 6,77}{FT + 6,77} \quad (4.10)$$

Na equação 4.10 o termo R_w é a resistividade da água que desejamos estimar em dada profundidade e temperatura FT . Para obtenção da temperatura da formação (FT) foi usada a equação (4.11).

$$FT = GG.Prof + Tsup, \quad (4.11)$$

onde,

GG representa o gradiente geotérmico médio do poço no valor estabelecido na área, de 0,04 °F/m, $Prof$ é a profundidade do poço, e $Tsup$, a temperatura média da superfície na área, no valor de 75°F.

4.2.4 Estimativa de S_w

Após a obtenção dos parâmetros supracitados por meio de *cross plots* interpretativos, é possível estimar a saturação de água (S_w), feita inicialmente, com a equação pioneira de Archie (1942) e depois, com as equações da bibliografia; Poupon *et al* (1954), Hossin (1960), Bardon & Pied (1969) chamada de equação de Simandoux modificada, Poupon & Leveaux (1971) chamada de equação Indonésia, Schlumberger (1972) e Juhasz (1981). O estudo da validade destas equações para este poço se encontra na seção 4.3 deste capítulo.

4.2.5 Parâmetros de corte (*cut offs*)

Os parâmetros de corte (*cut offs*) para fins de cálculos de V_{OIP} foram determinados por meio dos *cross plots* mostrados nas figuras 4.9, 4.10 e 4.11. O *cut off* de S_w escolhido foi igual a 0,6 (figura 4.9), o *cut off* de VSH escolhido foi igual a 0,35 (figura 4.10) e o *cut off* de PHie (ϕ_e) igual a 0,1 (figura 4.11). A equação de S_w usada para o *cut off* foi a equação de Archie (1942) de modo que, esses parâmetros de corte foram aplicados para todas as outras seis equações de S_w .

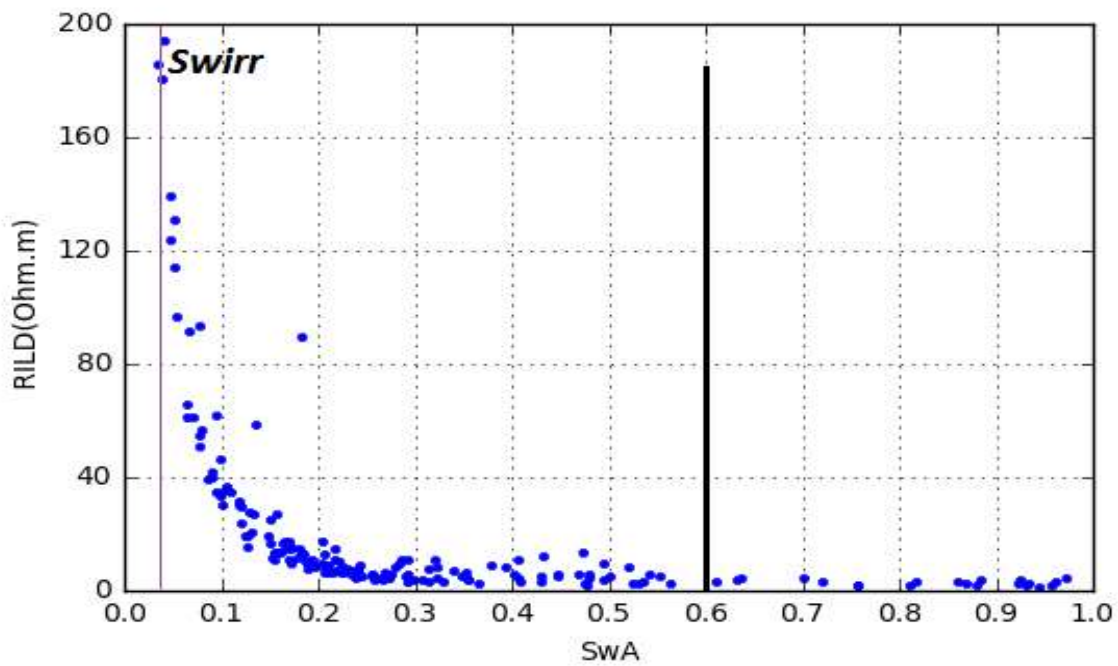


Figura 4.9: *Cut Off* de S_{wA} (60%), onde *Swirr* (Saturação de água irreduzível) representa a porcentagem de água adsorvida ($\approx 3\%$), isto é, não liberada pela rocha, presa à matriz por tensão superficial.

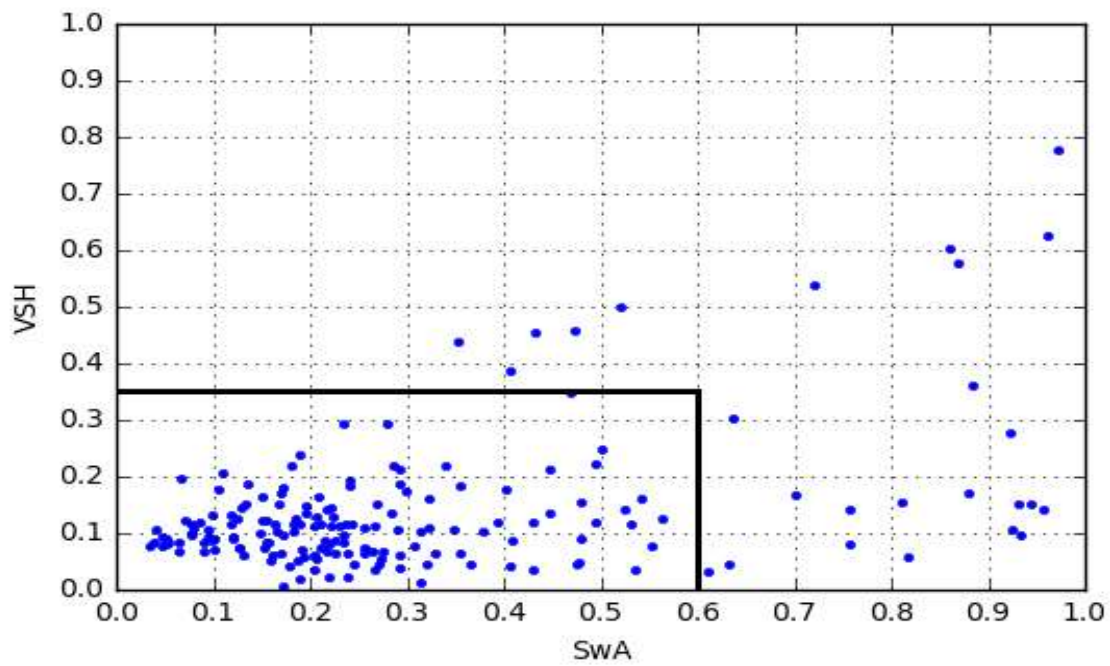


Figura 4.10: *Cut Off* de VSH (igual a 35%).

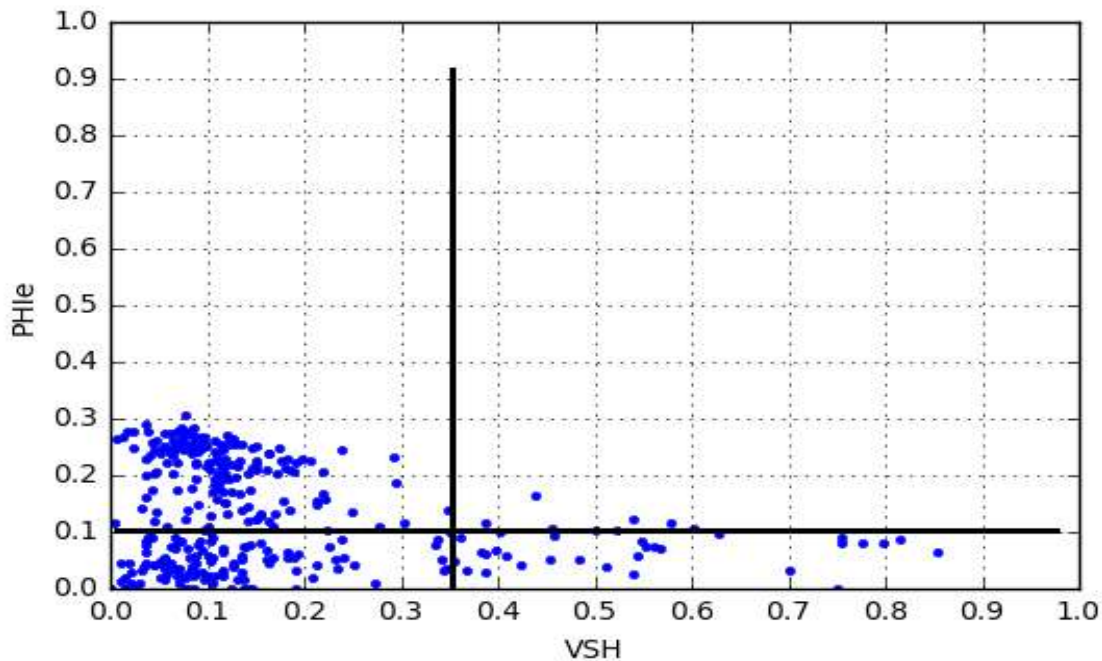


Figura 4.11: *Cut Off* de PHIE (igual a 10%).

4.3 ANÁLISE DAS EQUAÇÕES DE S_w

Segundo Doveton (1986), o cálculo de saturações de água (S_w) em reservatórios de hidrocarboneto é feito por equações elaboradas com base na lei de Archie com termos adicionais. A equação de Archie (1942) surgiu de observações empíricas, em que ele estabelece a razão da resistividade de uma rocha com a porosidade, saturação de água e resistividade do fluido presente na rocha.

Apesar de ser empírica, diversos autores como Bussian (1983) mostraram que a equação de Archie era equivalente às equações de Hannai-Bruggeman nos baixos limites de frequência elétrica onde a condutividade matricial da rocha era efetivamente nula (Doveton, 1986). Ainda conforme Doveton, as equações de Hannai-Bruggeman representam progressivos avanços na física datados desde os trabalhos de Maxwell. Outros autores discordam da lei de Archie e julgam os parâmetros contidos nela sem base física (Herrick & Kennedy, 1994). Acontece que a equação de Archie (1942) sempre pode estar relacionada com a Física, porém, o significado físico dos seus termos ainda não foram completamente esclarecidos. Muitos autores tentaram determinar o que os componentes desta equação significam, ao descrever observações da passagem de corrente elétrica na rede de poros de uma rocha e seu conteúdo de fluido e gás (Doveton, 1986).

Devido a dificuldade na predição da rede microporosa e macroporosa das rochas, é evidente que a equação de Archie possui muitas limitações, porém ela é considerada satisfatória em termos práticos por muitos autores e em vários tipos de rochas. A equação de Archie pressupõe que a matriz da rocha é isolante, ou seja, não tem condutividade elétrica. Entretanto, a presença de argilominerais nos arenitos criam um acréscimo de condutividade fazendo com que a equação de Archie superestime os valores de S_w cujas respostas podem ser pessimistas ao se determinar a saturação de hidrocarboneto. Por conseguinte, surgiram equações derivadas da lei de Archie, comumente chamadas de equações de VSH, que adicionam na equação de Archie novos parâmetros para tentar corrigir o efeito que a presença da argila causa principalmente nas respostas de resistividade dos reservatórios. Quando o conteúdo de argila é nulo, as equações de VSH retornam para a forma original da equação de Archie (1942). O modelo de equação de VSH aplicado por diversos autores, pode ser generalizado da seguinte forma:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w} + X, \quad (4.12)$$

em que,

o termo X representa a parcela de condutividade das argilas no sistema rocha-fluido.

Historicamente, vários modelos de equações aplicadas em reservatórios areno-argilosos têm sido criados (Worthington, 1995). Modelos antigos consideram a argila como um condutor homogêneo médio e desenvolveram equações com base no VSH (fração volumétrica da argila na rocha). Ainda que a base Física destas equações seja incorreta, estas equações dão resultados razoáveis para S_w , e resultados um pouco melhores quando são ajustados localmente com os dados medidos de amostras ou de testes de formação. As equações derivadas de Archie tanto na forma empírica como na forma analítico-laboratorial, são mostradas na figura 4.12.

Poupon et al (1954) :	$\frac{1}{R_t} = \frac{(1 - V_{sh}) S_w^2}{F \cdot R_w} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}}$
Hossin (1960) :	$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w} + \frac{V_{sh}^2}{R_{sh}}$
Simandoux (1963) :	$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w} + \frac{\varepsilon V_{sh}}{R_{sh}}$
Waxman and Smits (1968) :	$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F^* \cdot R_w} + \frac{B Q_v S_w}{F^*}$
Bardon and Pied (1969) : (modified Simandoux)	$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w} + \frac{V_{sh} S_w}{R_{sh}}$
Poupon and Leveaux (1971) :	$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w} + 2 \sqrt{\frac{V_{sh}^2 - V_{sh}}{F R_w R_{sh}}} S_w^2 + \frac{V_{sh}^2 - V_{sh} S_w^2}{R_{sh}}$
Schlumberger (1972) :	$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F(1 - V_{sh}) R_w} + \frac{V_{sh} S_w}{R_{sh}}$
Clavier et al (1977) :	$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F_o R_w} + \frac{(C_{bw} - C_w) V_Q Q_v S_w}{F_o}$
Juhasz (1981) :	$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w} + \left(\frac{1}{F_{sh} R_{sh}} - \frac{1}{R_w} \right) \frac{V_{sh} \phi_{sh} S_w}{\phi}$

Figura 4.12: Modelos das diversas equações de S_w na sua forma original derivadas da equação de Archie (1942). Fonte: Doveton (1986).

Em termos de resistividade (análogo a figura 4.12), a equação de Archie (1942) pode ser representada da seguinte forma:

$$\frac{1}{R_t} = \left(\frac{\phi^m \cdot S_w^n}{a \cdot R_w} \right) = \frac{S_w^n}{F \cdot R_w} \quad (4.13)$$

na qual,

o parâmetro R_t presente nas equações da figura 4.12 deste capítulo 4, é colocado neste

trabalho como RILD, que é a resistividade total da rocha, obtida através da curva de indução profunda (ILD).

O parâmetro V_{sh} presente nas equações (com exceção na equação de Archie) é discutido como VSH que significa argilosidade, porém, nas equações ele foi colocado como V_{sh} e não foi alterado para VSH para não se desprezar sua forma original, conforme Doveton (1986) colocara. Ainda sobre o termo VSH, ele foi tratado de forma igual em todas as equações através do termo VSH_{menor} que são os valores mais representativos da argilosidade do poço 3-NA-04 em cada profundidade, conforme indica o fluxograma da figura 4.3, sem levar em consideração o modelo de distribuição espacial das argilas, que na criação de cada equação foi tratado por cada autor de modo diferente.

O termo R_w é a resistividade da água da formação e o R_{sh} é a resistividade aparente do folhelho soto e sobreposto, sendo considerado igual a $2 \Omega.m$ para toda a formação (apêndice B). O coeficiente litológico (a), presente na equação de Archie (1942), considerou-se igual a 1.0 e os expoentes de cimentação e saturação, m e n, respectivamente, iguais a 2.0, por serem valores médios para litologias areno-argilas (apêndice B).

Estes parâmetros supracitados estão presentes em todas as equações na sua forma original e deduzida, estando as deduções das equações em função deles no (apêndice A), e sua representação no fluxograma da figura 4.3, bem como nas seções deste capítulo onde se vê os *cross plots* de cada equação de S_w em função dos parâmetros argilosidade (VSH), porosidade efetiva (PHIe) e resistividade total da rocha (RILD). As equações de saturação foram deduzidas e colocadas em termos da equação de saturação de Archie, abreviada no presente trabalho para S_{wA} . Todas as equações utilizadas tiveram contribuição desta equação, só que acrescidos os termos R_{sh} e V_{sh} , conforme as equações de (4.20) a (4.25) enfatizam.

4.3.1 Princípios Petrofísicos das Equações de S_w

A presença de argila em um determinado reservatório causa um decréscimo na qualidade do mesmo, pois, afeta a sua permeabilidade e a sua porosidade. Também cria um acréscimo na condutividade elétrica. Ao se usar a lei de Archie nos reservatórios argilosos, os valores de S_w podem ser superestimados, já que Archie descreve um sistema elétrico em série, cuja condutividade na rocha é apenas devido ao fluido (eletrolítica) e sua matriz é isolante (Schön, 1996). De modo que a não correção do efeito da argila nestes reservatórios pode excluir camadas potencialmente econômicas, com base na avaliação errônea do intérprete.

A presença de grãos minerais condutivos nos poros produz um segundo componente condutor que foi primeiro detectado e descrito para arenitos argilosos por Patnode & Wyllie (1950). Eles perceberam que aquelas relações de Archie não se aplicariam para amostras de arenitos argilosos. Argila na superfície dos grãos cria um fenômeno da dupla-camada que

pode ser descrito com o modelo de Gouy-Chapman ou o modelo de Stern composto por dois componentes condutores, equação 4.14.

$$\sigma_{rocha\ argilosa} = \sigma_{eletrólito} + \sigma_{argila}, \quad (4.14)$$

na qual,

σ representa a condutividade elétrica.

Segundo Nery (2014), a presença de argilominerais capeando grãos não condutivos, proporciona uma condução superficial da corrente elétrica em paralelo com a da água da formação, dependendo do tipo de argilomineral, de sua composição mineralógica e da salinidade do fluido interporoso. A contribuição da argila na condutividade depende principalmente do tipo de argila, volume de argila e distribuição espacial da mesma na formação (laminar, dispersa, estrutural), figura 3.2. Rochas argilosas com água doce interporosa (mais resistiva) podem apresentar altas condutividades, visto que sua condução se dá pelas cargas das duplas camadas onde as águas são mais condutivas. Por outro lado, as rochas argilosas contendo água salgada (muito mais condutiva) apresentam resistividades ainda menores pois a condução é feita pela água interporosa (figura 4.13).

Segundo Schön (1996), um sistema condutor em paralelo de dois componentes condutivos é a Filosofia dos modelos de equações aplicadas nos arenitos argilosos. Os argilominerais têm uma característica bem peculiar adquirida por ocasião da sua gênese. Sobram-lhes cargas negativas na sua periferia. Assim, enquanto num arenito limpo ($VSH = 0$), a condução da corrente elétrica se processa através dos íons dentro das soluções porosas, já nos arenitos argilosos se faz em paralelo, ora pelos íons das soluções intersticiais, ora pelos cátions periféricos. Essa principal característica confere as argilas a propriedade de ser muito condutiva. De Witte (1950), ao analisar petrograficamente testemunhos, percebeu que as argilas se distribuíam aleatoriamente (dispersa) dentro dos poros das rochas em maior concentração do que na forma laminada. Com base nisso, De Witte (1950) criou um modelo de resistividade para argilas disseminadas em Arenitos. No seu modelo, ele considerou que a resistividade da argila dispersa no espaço poroso, afetava a resistividade da rocha composta por argila e água de formação.

$$\frac{V_t}{R_t} = \frac{V_w}{R_w} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}}, \quad (4.15)$$

onde,

V_t e R_t representam o volume e a resistividade total da rocha, respectivamente. já V_w , V_{sh} , R_w e R_{sh} , representam o volume total de água e o volume total de argila dispersa com suas respectivas resistividades. Em termos de saturação de água (S_w) e porosidade (ϕ), a equação (4.15), fica escrita do seguinte modo:

$$\frac{\phi \cdot S_w + V_{sh}}{R_t} = \frac{\phi \cdot S_w}{R_w} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \quad (4.16)$$

Poupon *et al* (1954) desenvolveram um modelo interpretativo para o estudo dos arenitos argilosos. Nesse modelo, considerou-se um cubo unitário constituído de laminações plano paralelas e alternadas de arenito e argila, admitindo que as condutividades de ambas litologias se adicionam formando um circuito elétrico em paralelo. De modo que, esse modelo é expresso da seguinte forma:

$$\frac{1}{R_o} = \frac{1 - V_{sh}}{R_{ss}} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}}, \quad (4.17)$$

em que,

R_{ss} representa a resistividade do arenito isento de argila e 100% saturado por água.

Sabendo-se que Archie (1942) formulou sua equação baseada num modelo em série com condutividade eletrolítica e sem a influência da condutividade matricial, a equação de Poupon *et al* (1954) combinada com a equação de Archie (1942) que está em termos de resistividade, equação (4.13), pode então ser expressa do seguinte modo:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^n \cdot \phi^m}{a \cdot R_w} \cdot (1 - V_{sh}) + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \quad (4.18)$$

que descreve exatamente um sistema com dois condutores em paralelo. Em resumo, existem dois modelos representativos para as equações de VSH mostrados na figura 4.13.

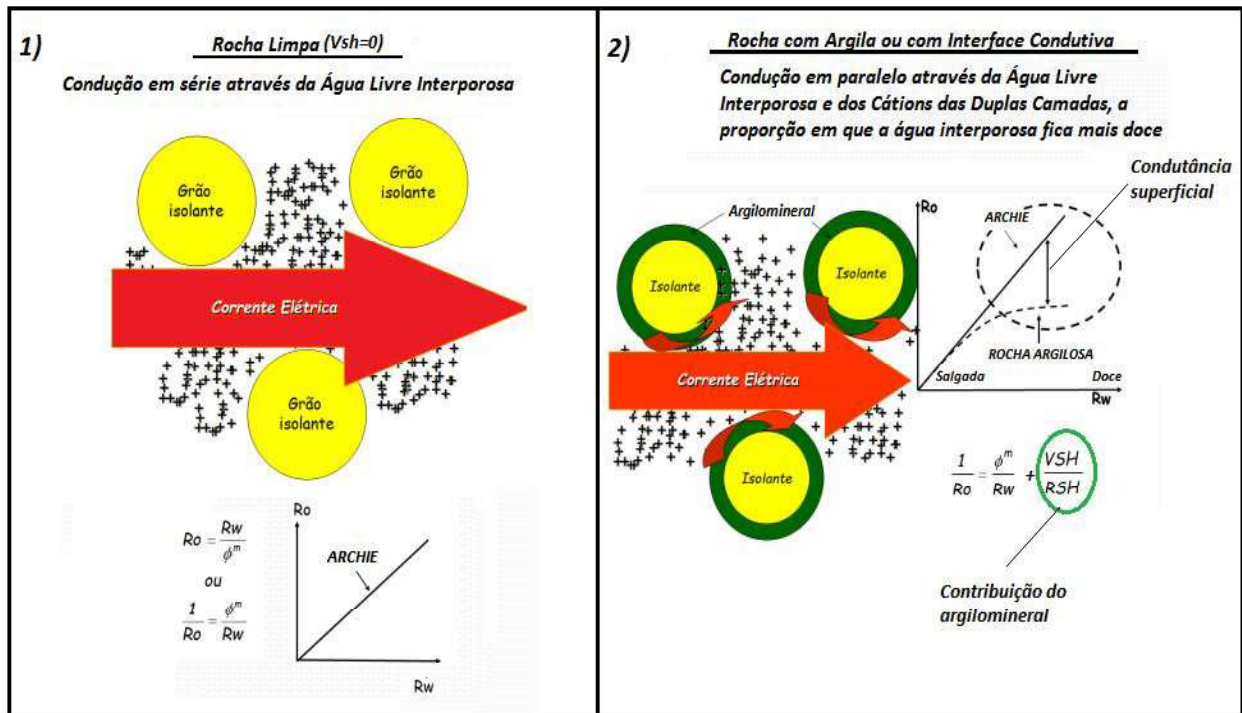


Figura 4.13: Representação do modelo petrofísico das equações de VSH, em que o modelo 1 à esquerda representa um sistema condutor em série, e o modelo 2 à direita, representa um sistema condutor em paralelo. Adaptado de (Nery, 2014).

Com base na figura 4.12, diversos autores se propuseram a investigar sobre o problema da presença de argilominerais e interfaces condutivas nos reservatórios. Estes autores, entre eles, Waxman & Smits (1968) e Clavier *et al* (1984), por exemplo, usaram abordagens laboratoriais com base nas propriedades iônicas das argilas, usando-se de termos como CEC (capacidade de troca catiônica) e Q_v (capacidade de troca catiônica por unidade de volume total dos poros) e obtiveram maior aceitação na indústria mundial que os modelos empíricos de VSH, porém, os modelos laboratoriais são custosos e requerem tempo para serem executados, enquanto as equações empíricas de VSH nos permite calcular os seus parâmetros apenas com base nos perfis geofísicos.

Segundo Nery (2013), é importante se determinar uma equação de Saturação que se ajuste melhor a um determinado reservatório de petróleo, porém, isto é uma tarefa complexa que requer muitas informações da área de interesse. Simandoux (1963), ao analisar dados de poços, em que as argilas se encontravam distribuídas tanto na forma dispersa e laminar como também na forma estrutural, criou um modelo para determinar a resistividade nas rochas reservatórios, representado na sua forma original na figura 4.12 e na sua forma deduzida, na equação 4.22 cuja dedução consta no apêndice A, e portanto, a equação de Simandoux tem a vantagem de se calcular a saturação de água minimizando o efeito da argila.

Dentro deste cenário de equações de S_w , foi selecionado neste trabalho, seis equações

de caráter empírico derivadas de Archie. Tais equações são representadas pelos nomes dos seus autores ou pela área em que eles a utilizaram: Poupon *et al* (1954), Hossin (1960), Bardon & Pied (1969) ou Simandoux modificada, Poupon & Leveaux (1971) ou Indonésia, Schlumberger (1972) e Juhasz (1981). Esta última, a equação de Juhasz, que segundo Schön (1996), foi uma tentativa de normalização da equação de Waxman & Smits (1968) onde ele apresentou uma forma de determinar o parâmetro Q_v através de perfis litológicos calibrados em testemunhos. Na figura 4.14 é ilustrado o modelo de aplicação de tais equações com base nas limitações da lei de Archie (1942).

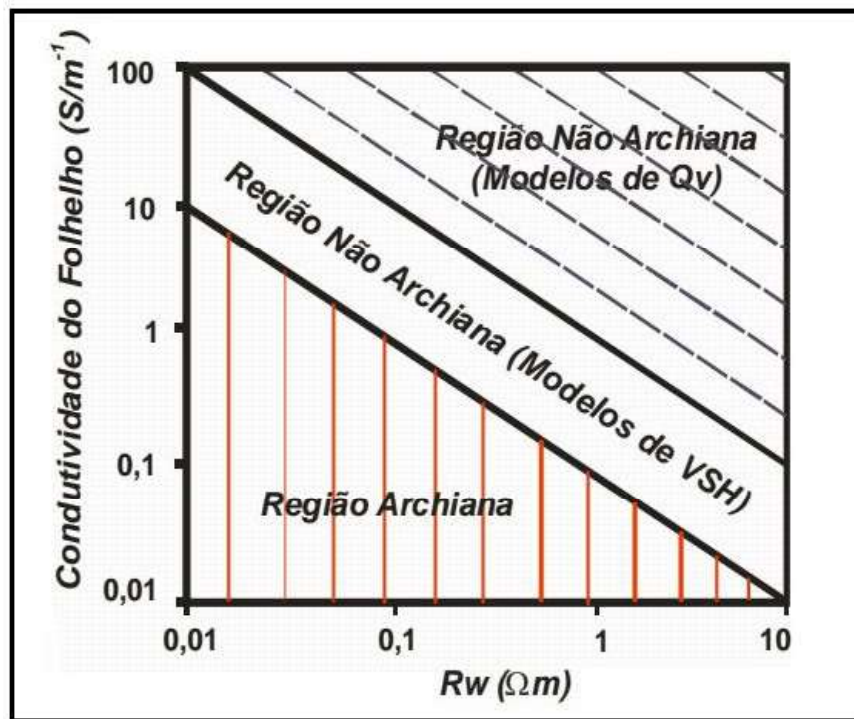


Figura 4.14: Amplitudes para aplicação das equações de S_w . Fonte: Adaptado de (Worthington, 1995).

4.3.2 Equação de Archie (1942):

$$S_{wA} = \left(\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (4.19)$$

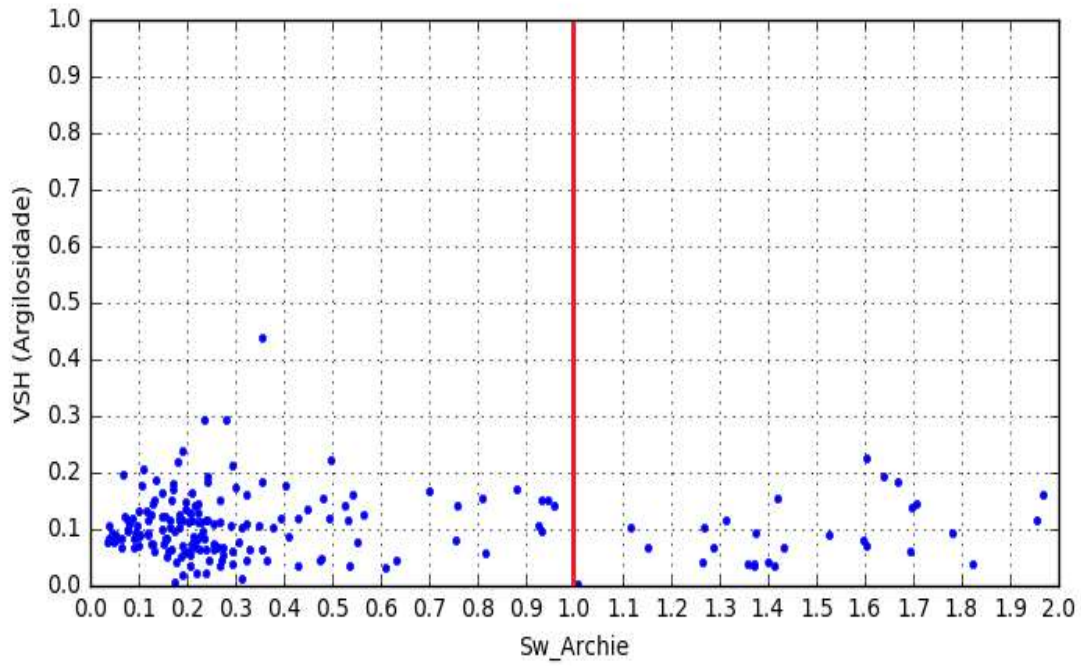


Figura 4.15: Resposta da equação de Archie em relação a argilosidade (VSH) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam extrapolações nos valores calculados de S_w .

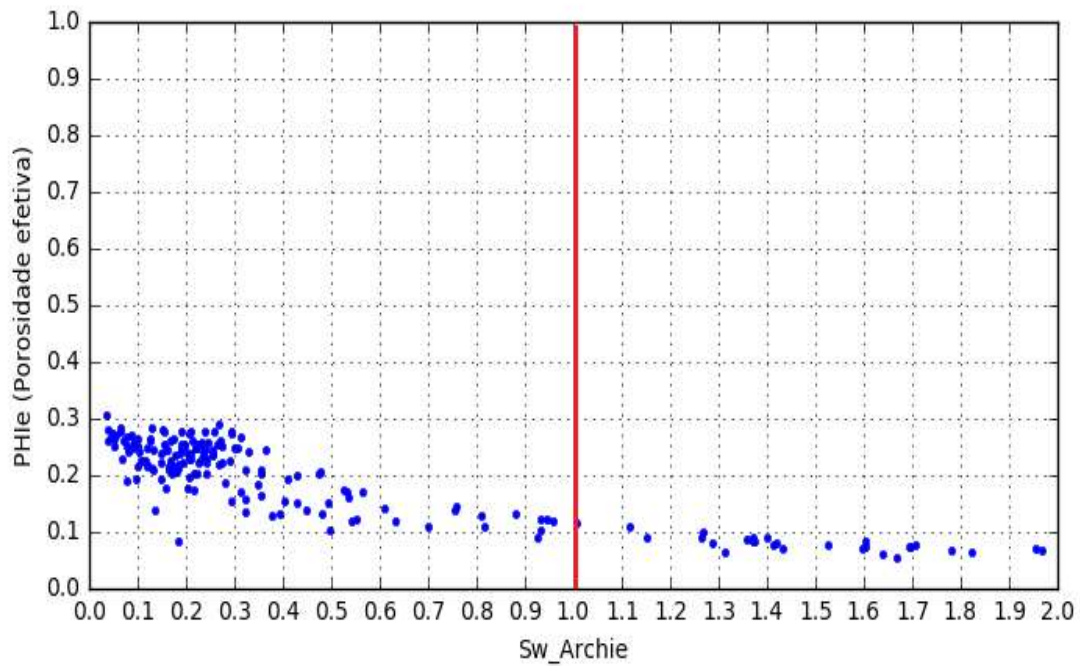


Figura 4.16: Resposta da equação de Archie em relação a porosidade efetiva (PHle) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

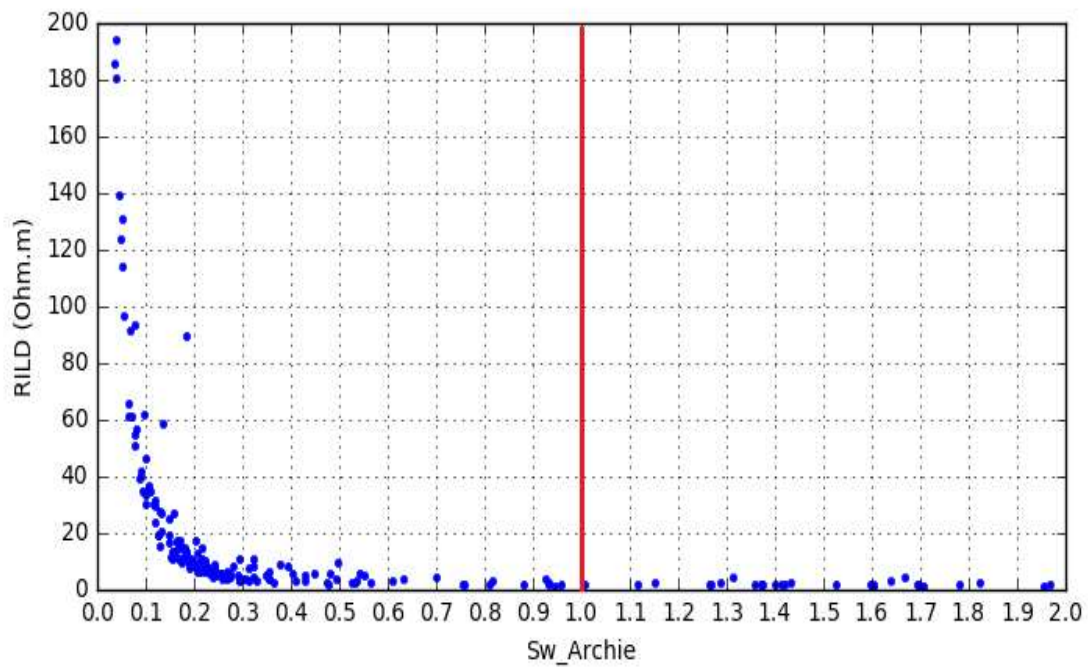


Figura 4.17: Resposta da equação de Archie em relação a resistividade da rocha (RILD) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

4.3.3 Equação de Poupon *et al* (1954):

$$S_w Poupon = S_{wA} \cdot \frac{\sqrt{(V_{sh} - 1) \cdot \left(\frac{V_{sh} R_t}{R_{sh}} - 1 \right)}}{(1 - V_{sh})} \quad (4.20)$$

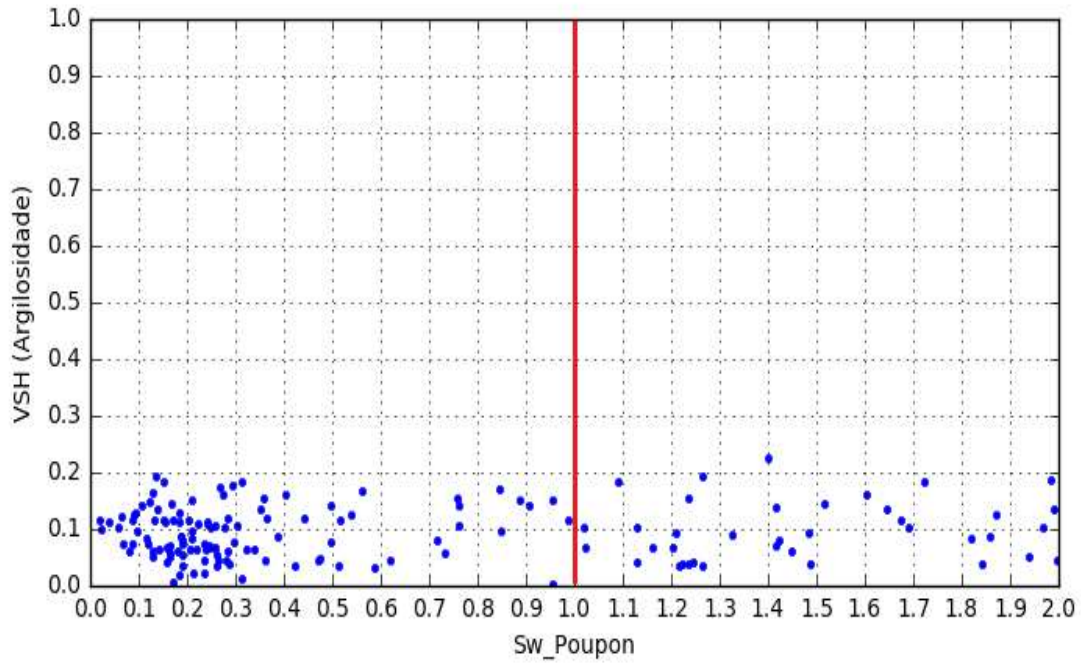


Figura 4.18: Resposta da equação de Poupon em relação a argilosidade (VSH) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) representam extrapolações nos valores calculados de S_w .

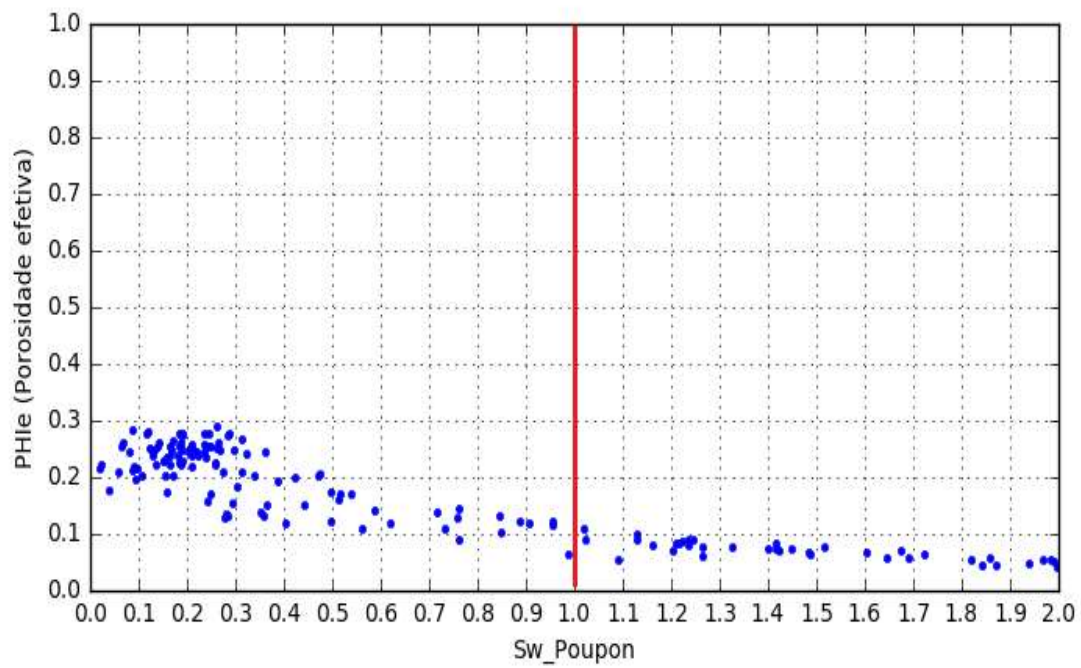


Figura 4.19: Resposta da equação de Poupon em relação a porosidade efetiva (PHle) do poço 3-NA-04. Valores de saturação acima de 1.0 (100%) representam extrapolações nos valores calculados de S_w .

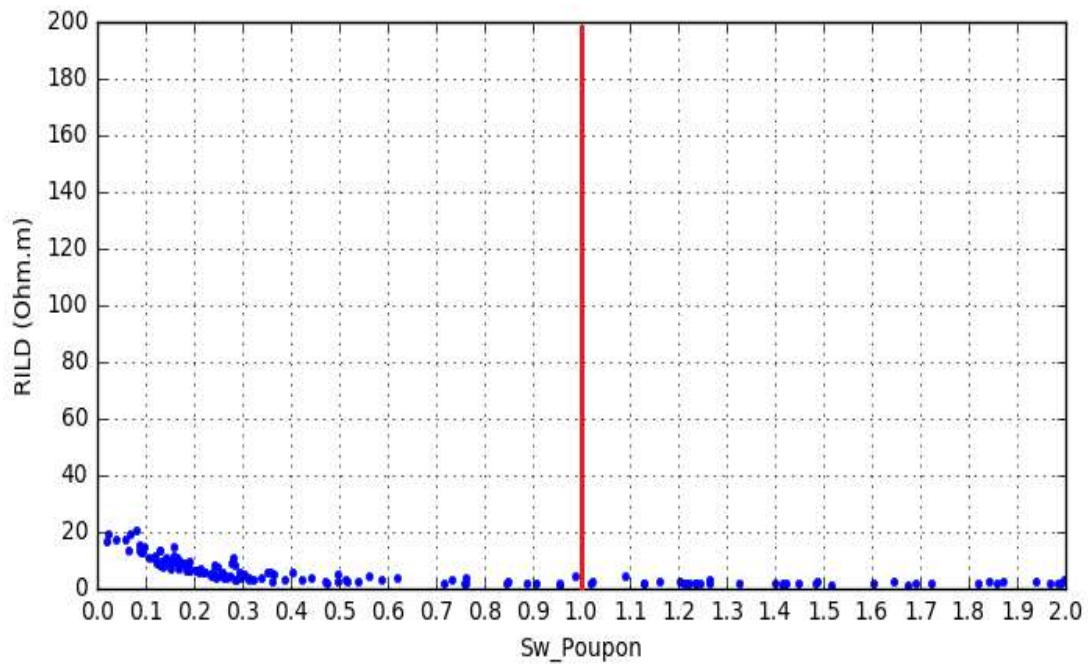


Figura 4.20: Resposta da equação de Poupon em relação a resistividade da rocha (RILD) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

O cross plot da figura 4.20 não apresentou o aspecto hiperbólico nas proximidades de $S_w = 0$, como nas equações de Archie (1942), Hossin (1960), Simandoux modificada, Indonésia e Schlumberger (1972).

4.3.4 Equação de Hossin (1960)

$$S_w Hossin = S_{wA} \cdot \sqrt{1 - \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}}} \quad (4.21)$$

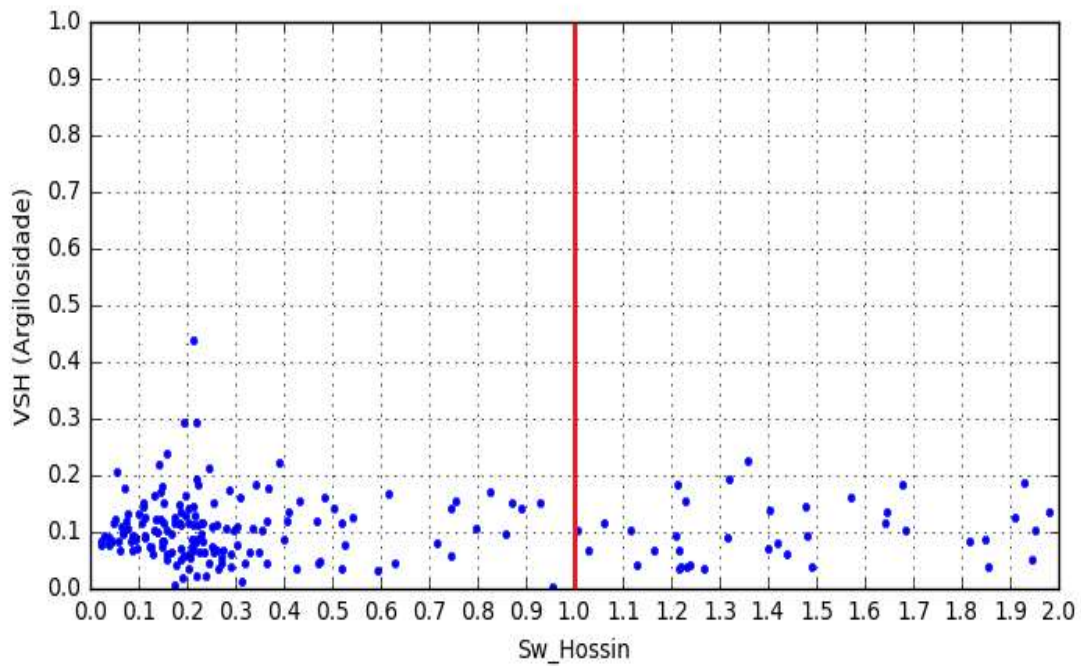


Figura 4.21: Resposta da equação de Hossin em relação a argilosidade (VSH) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

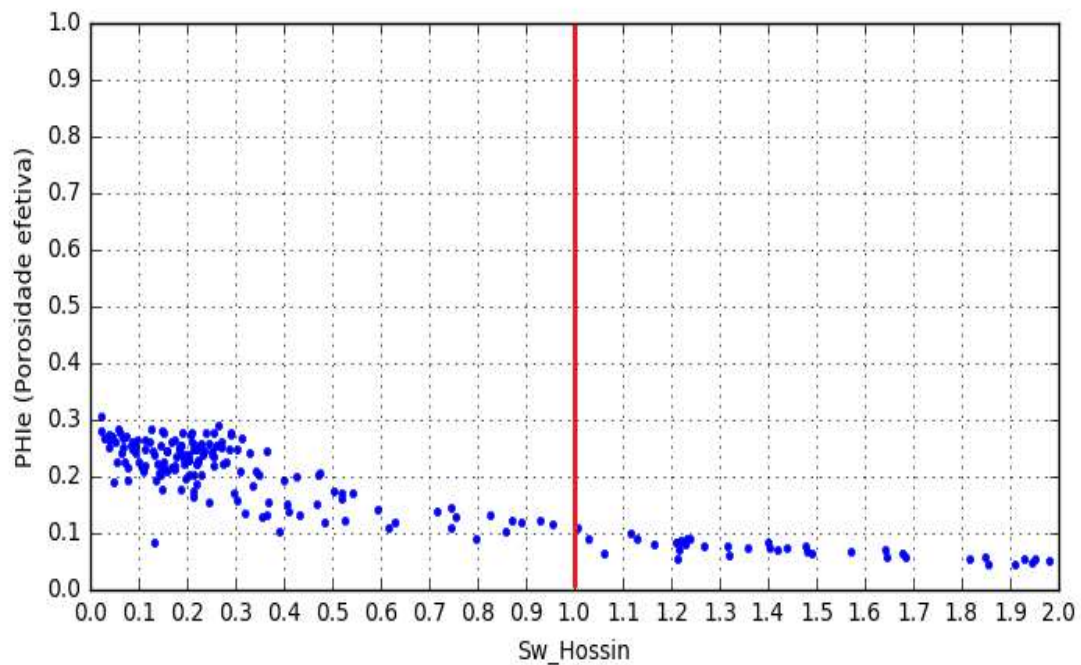


Figura 4.22: Resposta da equação de Hossin em relação a porosidade efetiva (PHle) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

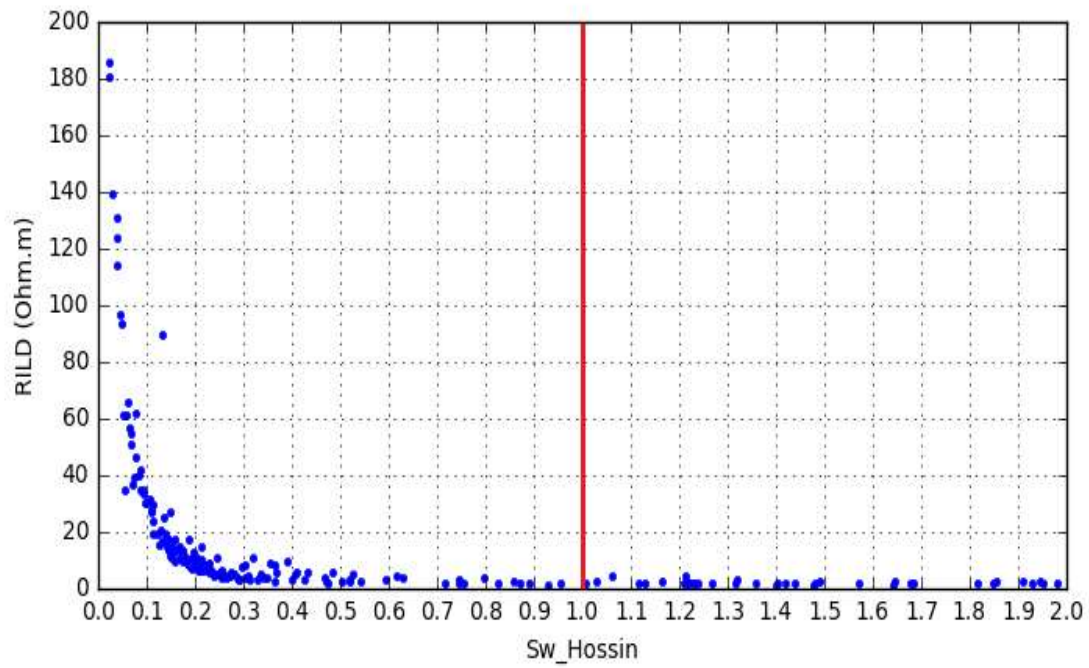


Figura 4.23: Resposta da equação de Hossin em relação a resistividade da rocha (RILD) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

4.3.5 Equação de Simandoux modificada

$$S_w Simandoux = \frac{-\left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}}\right) + \sqrt{\left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4}{S_{wA}^2}}}{\frac{2}{S_{wA}^2}} \quad (4.22)$$

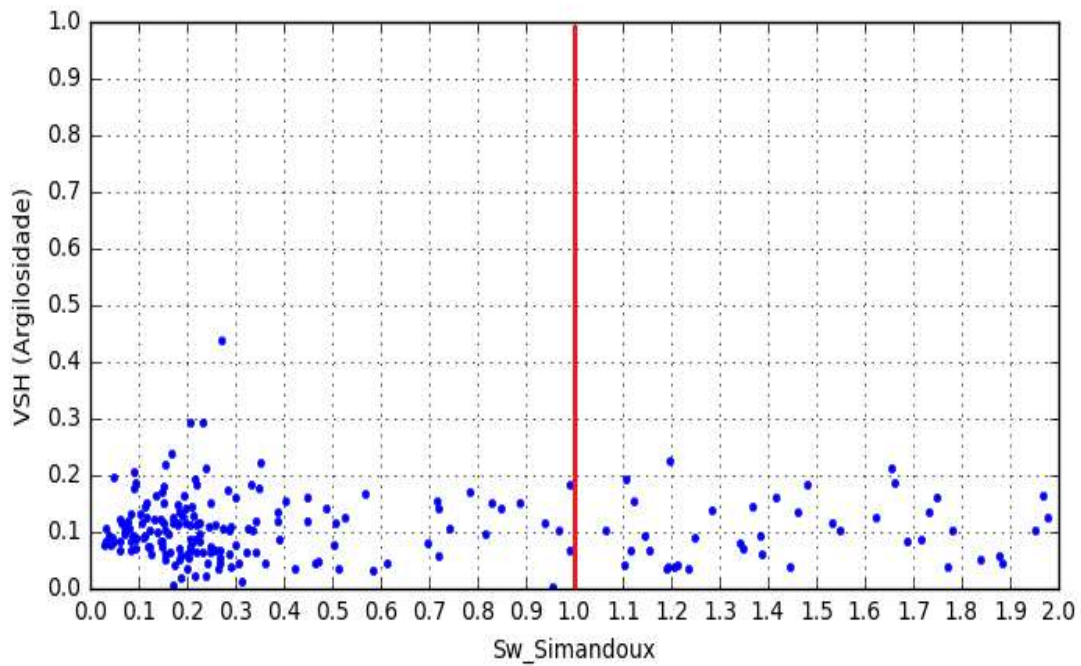


Figura 4.24: Resposta da equação de Simandoux em relação a argilidade (VSH) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

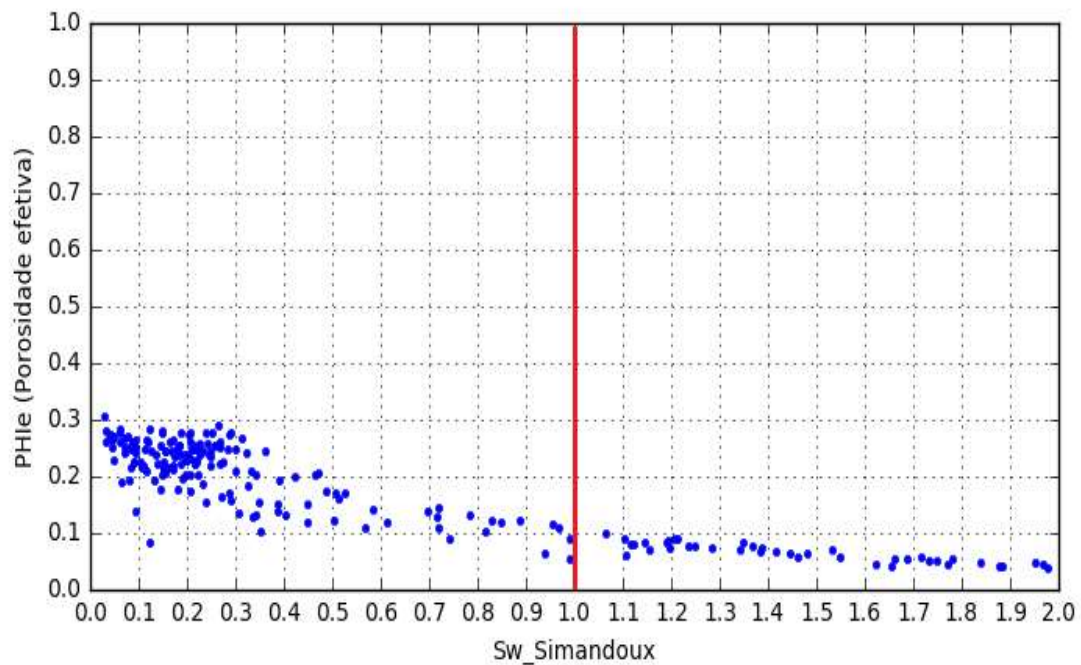


Figura 4.25: Resposta da equação de Simandoux em relação a porosidade efetiva (PHle) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .



Figura 4.26: Resposta da equação de Simandoux em relação a resistividade da rocha (RILD) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

4.3.6 Equação Indonésia

$$S_w Indonésia = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{S_{wA}^2} + \frac{2}{S_{wA}} \sqrt{\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}} \cdot R_t}{R_{sh}}} + \frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \cdot R_t \right)}} \quad (4.23)$$

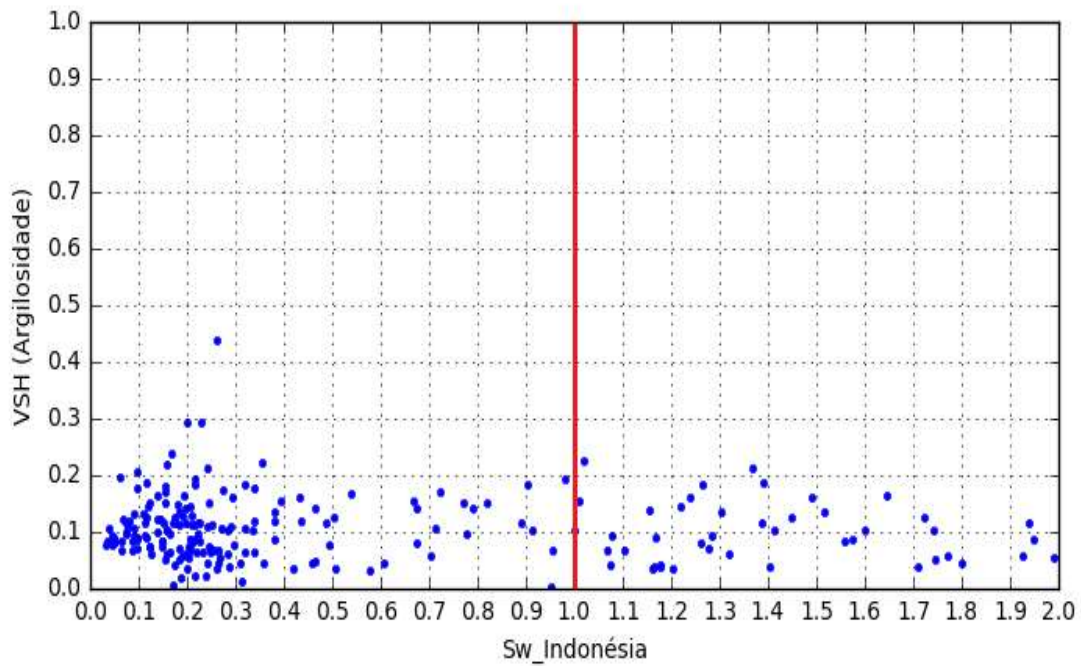


Figura 4.27: Resposta da equação Indonésia em relação a argilosidade (VSH) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

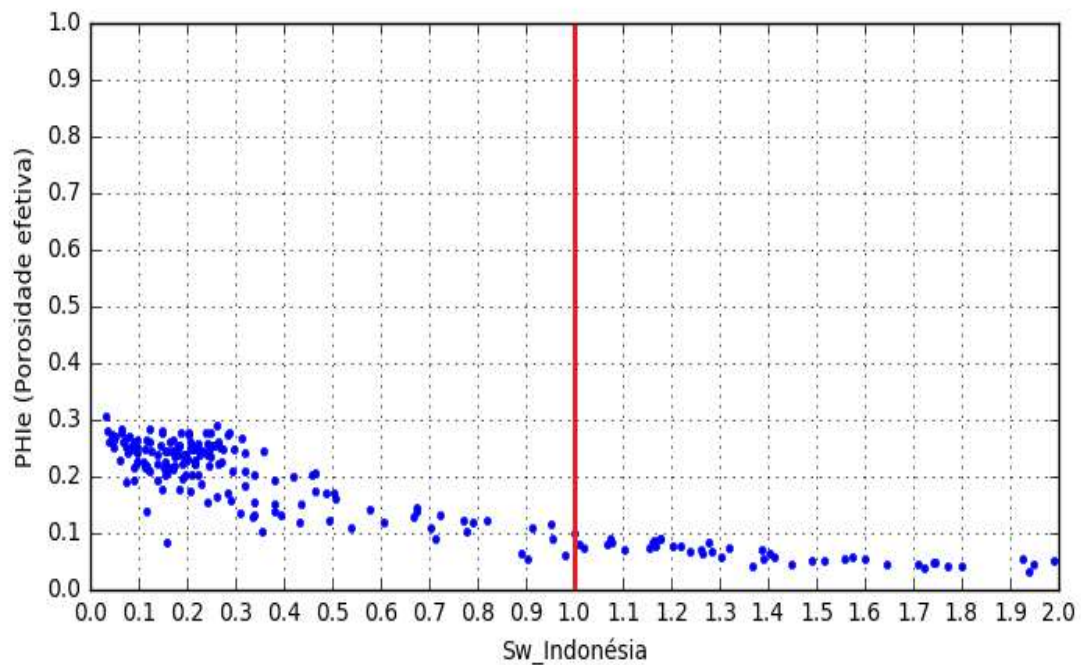


Figura 4.28: Resposta da equação Indonésia em relação a porosidade efetiva (PHle) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

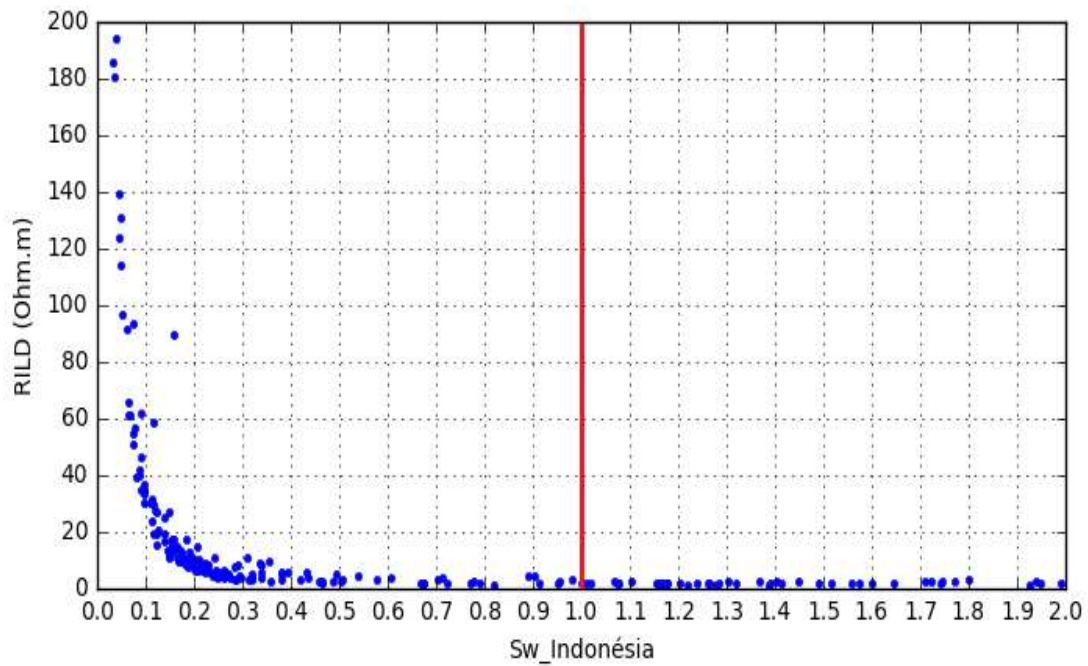


Figura 4.29: Resposta da equação Indonésia em relação a resistividade da rocha (RILD) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

4.3.7 Equação da Schlumberger (1972)

$$S_w Schlumberger = \frac{-\left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}}\right) + \sqrt{\left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4}{(1 - V_{sh}) S_{wA}^2}}}{2} \quad (4.24)$$

$$(1 - V_{sh}) S_{wA}^2$$

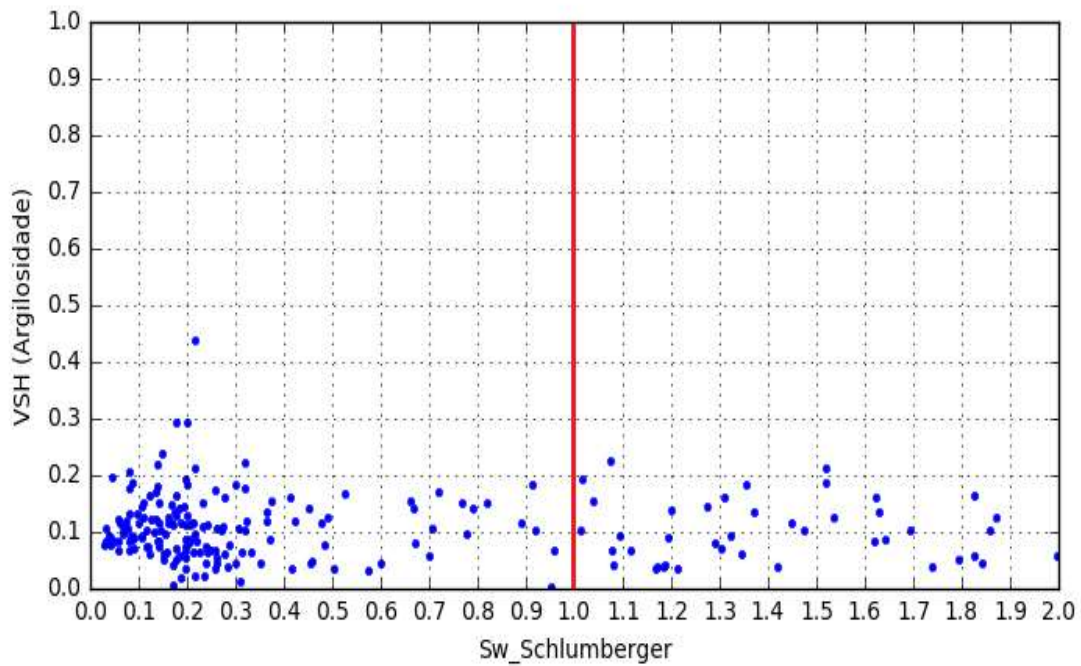


Figura 4.30: Resposta da equação Schlumberger em relação a argilidade (VSH) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

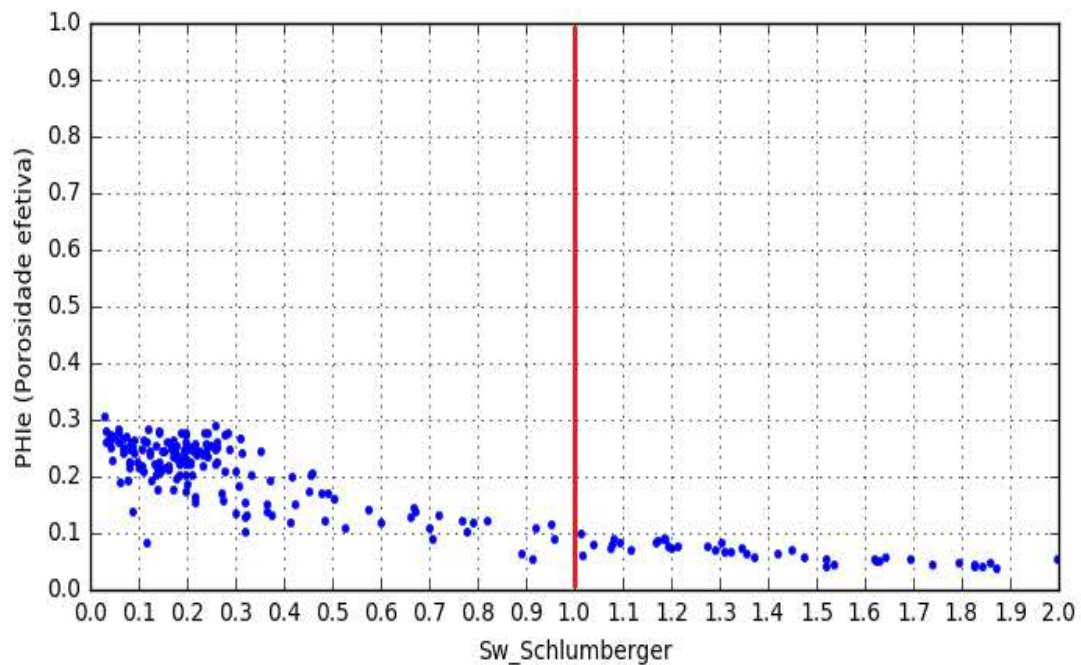


Figura 4.31: Resposta da equação Schlumberger em relação a porosidade efetiva (PHle) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

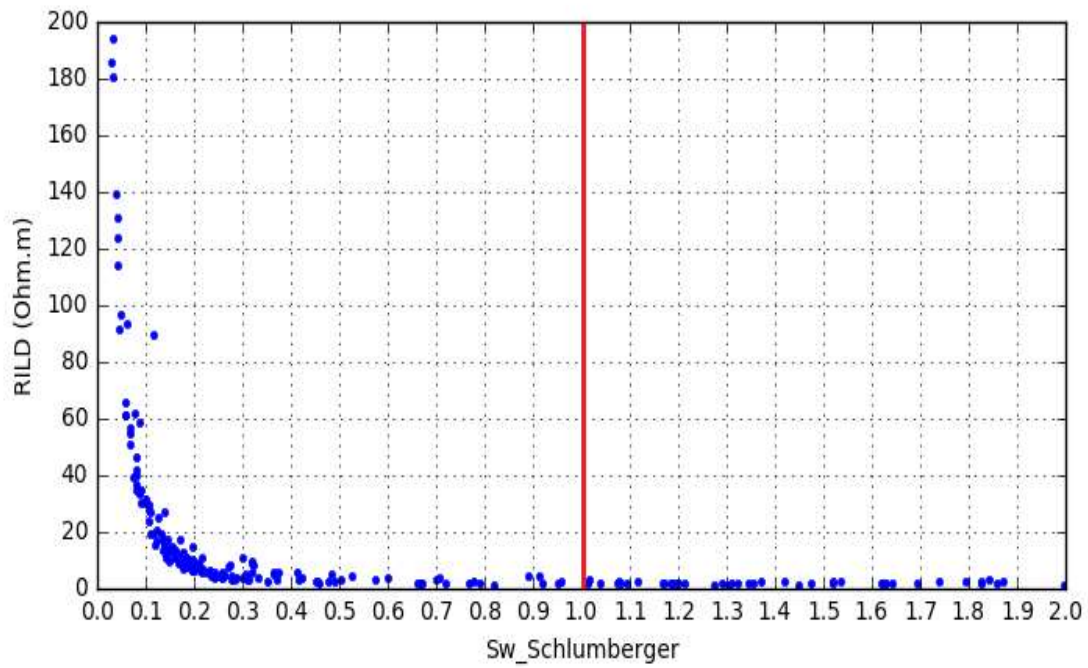


Figura 4.32: Resposta da equação Schlumberger em relação a resistividade da rocha (RILD) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

4.3.8 Equação de Juhasz (1981)

$$S_w Juhasz = \frac{-\left(\frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh}^3 \cdot R_t}{a \cdot R_{sh} \cdot \phi} - \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot R_t}{\phi \cdot R_w}\right) + \sqrt{\left(\frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh}^3 \cdot R_t}{a \cdot R_{sh} \cdot \phi} - \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot R_t}{\phi \cdot R_w}\right)^2 + \frac{4}{S_{wA}^2}}}{\frac{2}{S_{wA}^2}} \quad (4.25)$$

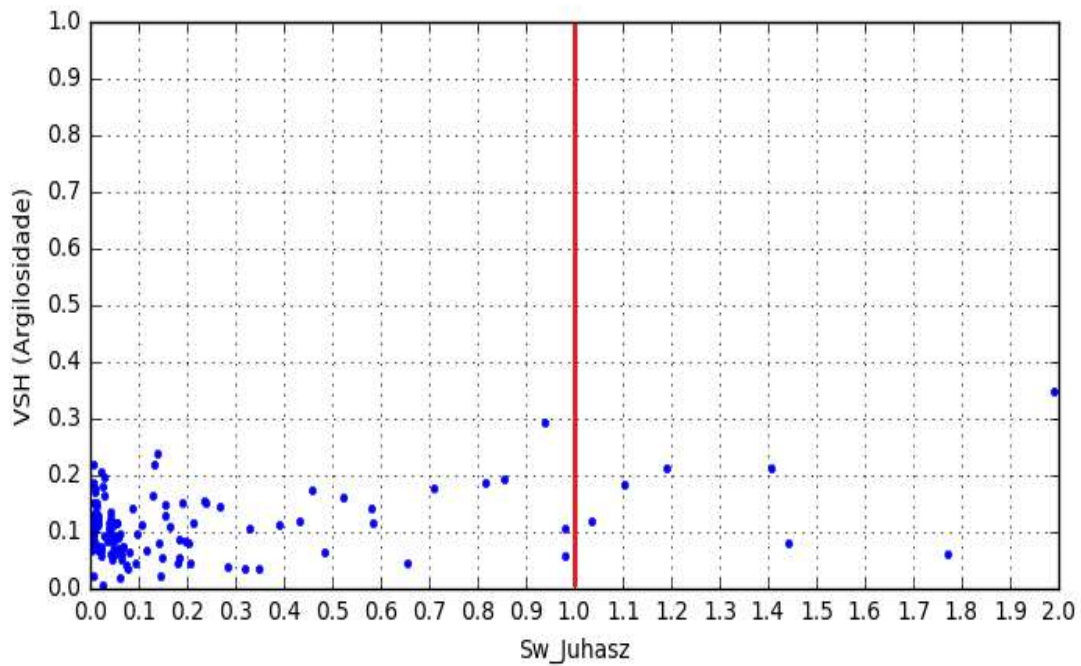


Figura 4.33: Resposta da equação Juhasz em relação a argilidade (VSH) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

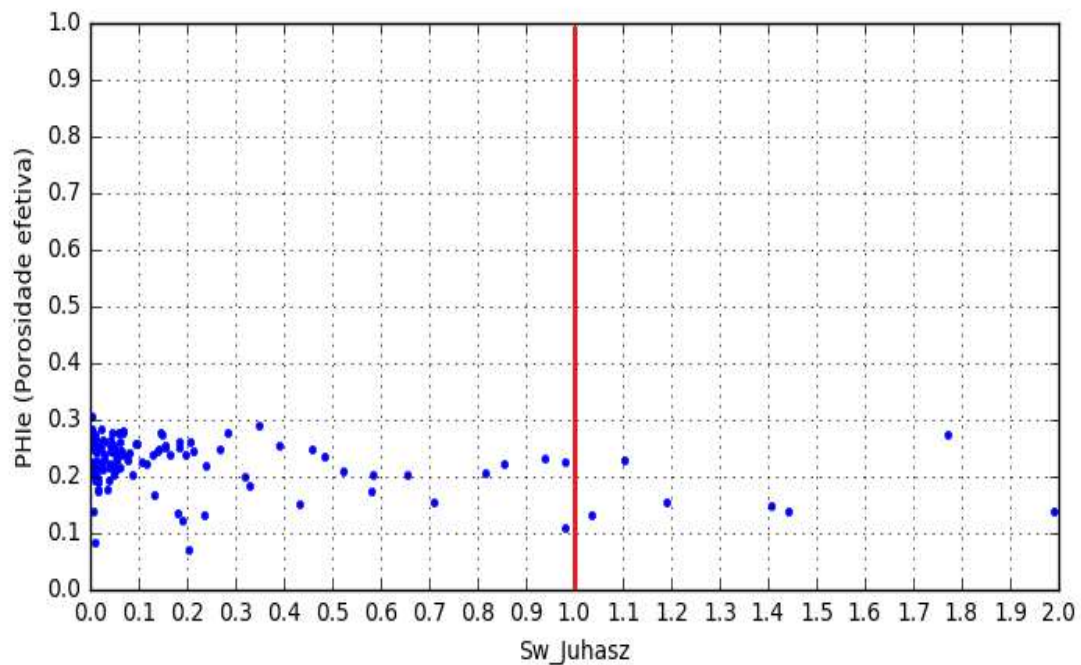


Figura 4.34: Resposta da equação Juhasz em relação a porosidade efetiva (PHle) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

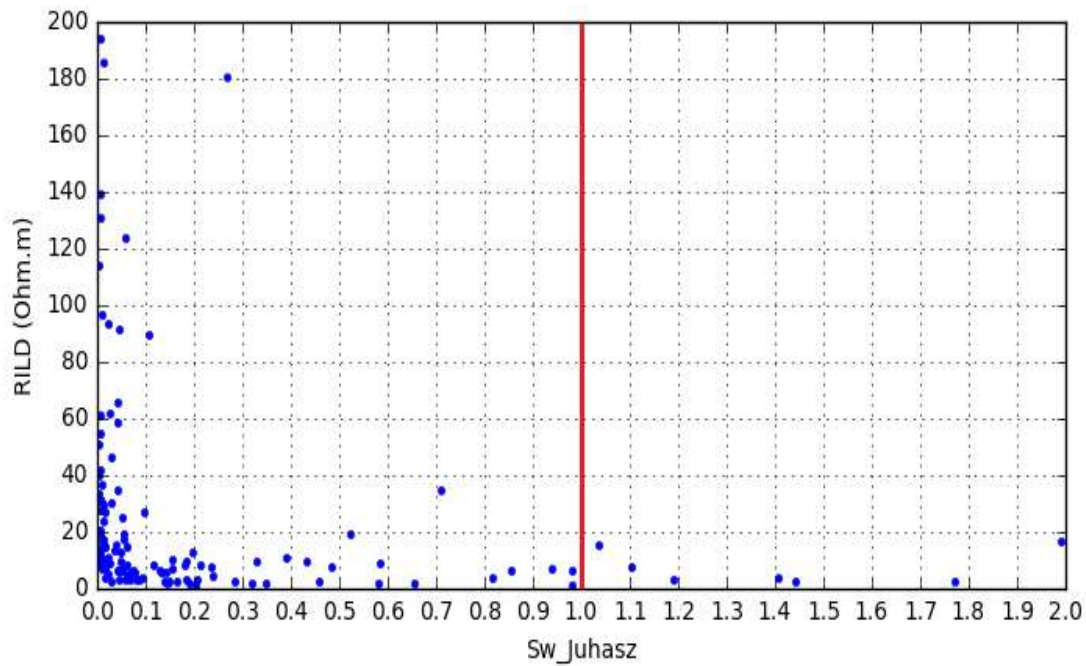


Figura 4.35: Resposta da equação Juhasz em relação a resistividade da rocha (RILD) do poço 3-NA-04. Pontos acima de 1.0 (100%) de saturação representam valores extrapolados de S_w .

A equação de Juhász (1981) se comportou diferente das outras equações de S_w . Na figura 4.35 ela também não apresentou o caráter hiperbólico nas proximidades de $S_w = 0$.

Na tabela 4.1 é mostrado a relação percentual de pontos que as equações calcularam com $S_w > 1$, tendo-se uma melhor ideia dos limites de cada equação.

Equação	% de pontos com $S_w > 1$
Archie	43,7
Poupon	50,9
Hossin	43,0
Simandoux	38,8
Indonésia	34,7
Schlumberger	36,3
Juhász	73,6

Tabela 4.1: Tabela com a porcentagem dos pontos extrapolados para cada equação de S_w , referente ao poço 3-NA-04.

A tabela 4.1 mostra que as equações Juhász e Poupon foram as que mais extrapolaram

nos valores de S_w . Salientando que nos gráficos de saturação foi delimitado o valor de S_w em até 2.0 (200%) para ter-se idéia das limitações de cada equação, porém, ocorreu pontos com S_w acima de 200% que não foram colocados nos *cross plots* por não serem relevantes em termos de *net pay*.

Aparentemente a equação de Juhasz (1981) não parece ter extrapolado tanto quanto as outras equações (ver figuras 4.33, 4.34 e 4.35) e apesar dos pontos terem uma tendência similar nas outras seis equações, a tabela 4.1 mostra estatisticamente que todas as equações extrapolaram, só que algumas mais que outras. Ao perceber este problema em comum, a estatística contribuiu para ajudar na escolha das melhores equações e para se estimar o Volume de óleo *in place*.

4.4 Totalização dos Resultados (Ver Planilha em Apêndice)

As equações de Archie (1942), Simandoux modificada, Indonésia e Schlumberger (1972) foram as que mais se ajustaram ao poço 3-NA-04. Todas as equações de modo geral, tiveram valores extrapolados. As equações supracitadas coincidentemente tiveram o mesmo valor de *net pay*, vide tabela 4.3. Isso pode ser notado nas figuras 4.16, 4.25, 4.28 e 4.31, referentes a resposta das equações de S_w , onde os valores de saturação em função da porosidade efetiva (PHIe) têm uma tendência similar. Para o cálculo do *net pay* o parâmetro de corte ou (*cut off*) considerado para a saturação de água (S_w) foi de 0,6 (60%), figura 4.9.

4.4.1 Resultado Estatístico

Equação	Archie	Simandoux	Hossin	Poupon	Indonésia	Schlumberger	Juhasz
Archie	1	0,8564	0,5469	0,35261	0,8395	0,8498	0,1989
Simandoux	0,8564	1	0,6560	0,3228	0,9936	0,9986	0,1961
Hossin	0,5469	0,6560	1	0,4119	0,6619	0,6564	0,1086
Poupon	0,3526	0,3228	0,4119	1	0,3189	0,3236	0,1113
Indonésia	0,8395	0,9936	0,6619	0,3189	1	0,9963	0,1924
Schlumberger	0,8498	0,9986	0,6564	0,3236	0,9963	1	0,1947
Juhasz	0,1989	0,1961	0,1086	0,1113	0,1924	0,1947	1

Tabela 4.2: Tabela com os valores de correlação (R) entre as equações de saturação.

O coeficiente de correlação (R) mede a relação linear entre duas variáveis quantitativas. Este coeficiente varia entre os valores -1 e 1. O valor 0 significa que não existe relação linear, o valor 1 indica uma relação linear perfeita e o valor -1 também indica uma relação linear

perfeita, mas inversa, ou seja, quando uma das variáveis aumenta a outra diminui. Quanto mais próximo estiver de 1 ou -1, mais forte é a associação linear entre as duas variáveis. O coeficiente de correlação é normalmente representado pela fórmula:

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{[\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2][\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2]}} \quad (4.26)$$

onde,

x_i e y_i são os valores medidos de ambas as variáveis e $\bar{x}$ e $\bar{y}$ são as médias aritméticas de ambas as variáveis (Mukaka, 2012). A estatística de modo geral considera um valor de R de $\pm 0,9$ correspondendo a uma correlação muito forte. Valores de R entre $\pm(0,7$ e $0,9)$ correspondem a uma correlação forte. Valores abaixo de 0,7 e acima de 0,5 é considerado a correlação moderada e abaixo de 0,5 é considerado correlação fraca.

As equações que obtiveram melhor coeficiente de correlação (R) foram as equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, com R acima de 0,8. Contudo, aquelas equações que tiveram valores de R abaixo de 0,8 foram as de Juhasz, Poupon e Hossin (tabela 4.2). Isto não implica que as equações não funcionem neste poço. Este baixo fator de correlação entre elas pode ser devido às diferentes situações de estudo na qual os autores das mesmas submeteram suas equações e pela ausência de dados laboratoriais neste trabalho como forma de calibrar os parâmetros de tais equações. Mesmo com estas limitações, as equações empíricas em sua maioria mostraram ser eficientes e condizentes com a realidade geológica da área.

4.4.2 Cálculo do *Net Pay*

Este termo significa a espessura efetiva com hidrocarboneto presente em um intervalo como resultado da soma dos intervalos de reservatório com valores escolhidos favoráveis de Saturação (S_w), argilosidade (VSH) e porosidade (ϕ) que podem ser observados nas figuras dos apêndices C e B e nas figuras 4.9, 4.10 e 4.11, de modo complementar. Os valores calculados das equações de S_w variaram, porém, esta variação não afetou fortemente o cálculo do *net pay* da maioria delas, conforme a tabela 4.3 com os resultados.

Resultado	Archie	Poupon	Hossin	Simandoux	Indonésia	Schlumberger	Juhasz
<i>Net Pay (m)</i>	76,5	53	53	77	77	77	56,5
nº de pontos	322	263	295	322	322	322	322

Tabela 4.3: Tabela com os resultados do *net pay* relacionados a cada equação de saturação.

As equações de Poupon e Hossin não leram todos os 322 pontos como nas demais

equações. Isso ocorreu em zonas com elevadas resistividades, apresentando valores que não pertenciam ao conjunto dos números reais. Isso se percebe claramente, ao olhar-se o *cross plot* (4.20) da equação de Poupon *et al* (1954) em relação à resistividade. Pontos com resistividade acima de 20 Ohm.m a equação de Poupon não apresentou valor pertencente aos números reais. E no *cross plot* da figura 4.23, referente a equação de Hossin, a hipérbole é descontínua nas proximidades de $S_w = 0$. Estas equações se comportaram de forma diferente diante das mesmas limitações, conforme se vê nos *cross plots* supracitados, e portanto, não foram inclusas no cálculo do *net pay*. Nesse caso, se evidencia maiores limitações nessas equações tanto nesse aspecto quanto em pontos com argilosidade elevada, responsáveis pelas extrapolações dos valores de S_w .

As equações de Archie, Simandoux modificada, Indonésia e Schlumberger foram as que calcularam maior *net pay*, enquanto que, as equações de Poupon, Hossin e Juhasz tiveram os menores resultados. Isso pode ter ocorrido por que neste trabalho, não foi tratado cada equação de modo particular.

Os modelos mais vistos na Literatura são o de Archie (1942), Poupon *et al* (1954) e Bardon & Pied (1969), os quais foram mais abordados neste presente trabalho. Acredita-se que os modelos das demais equações de VSH foram elaborados sob a mesma ótica Petrofísica dessas equações, no entanto, a diferença em algum parâmetro petrofísico pode afetar os resultados substancialmente. Objetivou-se neste trabalho, utilizar todas as equações de VSH, mesmo desconhecendo alguns dos seus modelos.

O desconhecimento de alguns modelos petrofísicos das equações de VSH, limitaram os resultados daquelas equações com menores resultados de *net pay*, porém, abrir a caixa preta dos modelos de cada uma dessas equações demanda certo investimento, já que muitos artigos, livros e informações a respeito, não são de domínio público. Não obstante, a inclusão de novos parâmetros petrofísicos, as tornam mais complexas, sendo necessário maior apoio laboratorial.

Para contornar este problema, os parâmetros V_{sh} (argilosidade), R_{sh} (resistividade do folhelho soto e sobreposto), a , m e n (coeficiente litológico, expoente de cimentação e saturação, respectivamente), R_w (resistividade da água da formação), presentes em todas as equações de VSH, foram tratados de forma única, o que pode ser um problema. Entretanto, para fins de estimativa foi viável trabalhar desta forma, onde todas as equações devem ter sofrido iguais influências lito-argilosas, já que os resultados foram plausíveis e com menor custo.

4.4.3 Estimativa do Volume de Hidrocarboneto

Os valores médios de saturação de água das equações empíricas que mais se ajustaram ao poço 3-NA-04 foram bem próximos e com valores moderados, de acordo com a tabela 4.4, cujo intervalo é potencialmente reservatório de hidrocarboneto (figura 4.2).

Intervalo (m)	2995 - 3109
PHIe	16,7%
VSH	12,5%
S_w Archie	47,2%
S_w Poupon	55%
S_w Hossin	49,1%
S_w Simandoux	45,1%
S_w Indonésia	54,6%
S_w Schlumberger	43,7%
S_w Juhasz	84,2%

Tabela 4.4: Tabela com os valores médios dos parâmetros petrofísicos para a estimativa do volume de hidrocarboneto. Sendo VSH e PHIe, a argilosidade e a porosidade efetiva, respectivamente, do poço 3-NA-04.

Para a estimativa do volume de hidrocarboneto no poço 3-NA-04, foram usados os resultados da tabela 4.1, 4.2 e 4.3 e escolhidas as equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, já que as demais equações tiveram valores de *net pay* menos otimistas além de hiper estimar os valores de S_w em comparação com as demais equações. A equação utilizada para a estimativa do Volume de óleo *in place* foi a equação 1.1 do capítulo 1, na qual, encontra-se re-escrita abaixo.

$$V_{OIP} = A.H.\phi.S_{HC}$$

O valor da área "A" da equação 1.1 considerado foi de 20 Km², que corresponde a área de lavra do Campo de Namorado (Barbosa, 2005), conforme descrito no Capítulo 2. O termo "H" da equação 1.1 refere-se ao *net pay* calculado com base nos *cut offs* de $\leq 60\%$ para saturação de água (S_w), $\leq 35\%$ para argilosidade (VSH), e $\geq 10\%$ para porosidade efetiva (PHIe). O parâmetro S_{HC} , que é a saturação de hidrocarboneto, contido na equação 1.1, é obtido subtraindo-se 1 (100%) pelos valores de S_w , conforme descrito no capítulo 3 pela equação 3.4. Os valores estimados de hidrocarboneto encontram-se na tabela 4.5.

Resultados	Archie	Simandoux	Indonésia	Schlumberger
H (km)	0,0765	0,077	0,077	0,077
A (Km ²)	20	20	20	20
$A.H$ (Km ³)	1,53	1,54	1,54	1,54
PHIe (ϕ)	0,167	0,167	0,167	0,167
$A.H.\phi$	0,25551	0,25718	0,25718	0,25718
S_{HC}	0,528	0,549	0,554	0,563
Volume de HC (km ³)	0,13490928	0,14119182	0,14247772	0,14479234
<i>bbl</i> (US)	8,486.10 ⁸	8,876.10 ⁸	8,962.10 ⁸	9,107.10 ⁸

Tabela 4.5: Tabela com os resultados da estimativa do volume de hidrocarboneto do Campo de Namorado extrapolados a partir dos dados do poço 3-NA-04, sendo colocados os valores para nível de comparação das equações com melhores resultados, correlacionáveis com a equação de Archie; Simandoux, Indonésia e Schlumberger.

Os valores estimados do volume de hidrocarboneto foram convertidos em barris (*bbl*) de óleo considerando-se que, $1m^3$ de hidrocarboneto representa cerca de 6,290 barris ($1m^3 = 6,290$ bbl US).

A diferença de volume de hidrocarboneto entre o resultado da equação de Archie se comparado com a equação de Simandoux, por exemplo, é de 6.285.540 m³ de óleo, cerca de 39.500.000 de barris (*bbl*). Essa pequena diferença nos volumes estimados representa um substancial valor econômico. Isto significa que se escolhendo a equação de Archie, os resultados para este poço podem ser menos otimistas do que as equações de Simandoux, Indonésia e Schlumberger.

Comparando a trabalhos anteriores, Meneses (1987) calculou que o Campo de Namorado tem um Volume de óleo *in place* de 106.000.000 m³ com *net pay* médio de 60 metros por poço. É importante ressaltar que o *net pay* calculado através das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger foi cerca de 77 metros, e considerada uma área de 20 km², que é a área de lavra do Campo de Namorado segundo Barboza (2005). Como foi usado apenas um poço, esta medida acaba generalizando o valor médio do *net pay* para toda área do Campo, porém, não se encontrou na bibliografia, a área que abrange só o poço 3-NA-04. Caso fosse feito em vários poços, chegaríamos a valores de *net pay* mais próximos destes autores e consequentemente, obteríamos melhores estimativas do VOIP.

Os volumes de hidrocarboneto obtidos neste presente trabalho pelas principais equações foram em torno de 140.000.000 m³ conforme a tabela 4.5, o que dá uma margem otimista de erro de aproximadamente 24% do Volume de óleo *in place* (VOIP) se comparado ao resultado de Meneses (1987).

Segundo relatório da ANP, em 31/12/2015, o Volume de óleo *in place* do Campo de Namorado era de 737.300.000 bbl, que corresponde a aproximadamente 117.000.000 m³. Se comparado ao resultado do presente trabalho, houve uma margem otimista de erro de aproximadamente 16% do VOIP em relação ao relatório da ANP de 2015.

CAPÍTULO 5

CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES

Este trabalho teve como objetivo principal, a estimativa do volume de hidrocarboneto no poço 3-NA-04 RJS e extrapolá-lo para o Campo de Namorado, Bacia de Campos, Brasil, com base em sete equações de saturação da literatura: Archie, Poupon, Hossin, Simandoux Modificada, Indonésia, Schlumberger e Juhasz. As equações que mais se ajustaram a este poço foram as de Archie, Simandoux modificada, Indonésia e Schlumberger, nas quais os valores de *net pay* calculados foram semelhantes. Isto pode ter ocorrido pela baixa argilosidade (VSH) nos pontos considerados econômicos para este cálculo, de acordo com um *cut off* de VSH de 35%, sendo a argilosidade média para o intervalo potencialmente econômico, de 12,5%. A média dos valores de S_w também foi semelhante, de modo que, a equação de Simandoux, por ser considerada umas das que melhor corrigem o efeito da argilosidade foi uma das quais se mostraram mais otimistas nos cálculos de saturações e na estimativa do volume de hidrocarboneto.

Os problemas encontrados nos cálculos de saturações além de 100% de S_w (figuras 4.16 a 4.36) foram super estimativas da saturação, possivelmente devido a presença de litologias de natureza complexa, em cimentação ou mineralogia, muito embora arenosas e com baixa porosidade efetiva, influenciando no resultado final de S_w . Os gráficos de saturações foram feitos somente com os pontos que extrapolavam em até 200%, de modo a ter-se ideia das limitações de cada equação em relação a porosidade efetiva e a argilosidade. Na equação de Juhasz não foi feito um estudo criterioso, visto que, a mesma é considerada pelo próprio autor, uma normalização da equação de Waxman & Smits, e portanto, requer apoio laboratorial e modelos de regressões para estimá-los com maior acurácia, especialmente no estudo das argilas.

As equações de Juhasz, Poupon e Hossin, foram as que mais extrapolaram nos valores de saturações e as que tiveram menor *net pay* para o poço em estudo. No entanto, isto não quer dizer que estas equações não servem para o poço, porém, ajustes devem ser feitos, entre eles, a obtenção precisa dos parâmetros petrofísicos, essências para o objetivo deste trabalho, visto que, cada autor trata estes parâmetros de forma singular, somando ao fato deles serem obtidos de forma empírica e em áreas diferentes, o que restringe sua aplicabilidade em qualquer área ou campo petrolífero, sendo benquisto dados medidos em laboratório, com

o intuito de melhorar a resolução deste problema.

Como sugestões futuras, recomenda-se que se faça uma aplicação destas equações em diferentes litologias, pois ajudaria a entender melhor o comportamento e as limitações de cada equação. Uma abordagem mais precisa nesta problemática que se insere o estudo de equações de saturações seria através de um aporte material de dados de laboratório de amostras de calha e de testemunhos, visto que, neste poço, os dados de testemunho foram insuficientes para o objetivo proposto.

Outra sugestão seria fazer um estudo comparativo dos resultados das equações empíricas (modelos de VSH) com as equações de caráter laboratorial (modelos de $Q\nu$) afim de se compreender o quão relacionadas estão as equações para cada tipo de área.

Como última sugestão, poderia se fazer um estudo das variáveis de cada equação, tanto aquelas de caráter mais empírico obtidas nos perfis geofísicos quanto aquelas de caráter laboratorial obtidas experimentalmente, e obter modelos de regressão multivariável e criar equações que mais se aproximem da realidade daquela área, e com isto, obter melhores estimativas.

Os resultados se mostraram coerentes com os trabalhos de Meneses (1987) e com os dados da ANP no ano de 2015, com uma margem de erro otimista de aproximadamente 24% e 16%, respectivamente. Desta forma, o principal objetivo do trabalho foi alcançado, no entanto, seria preciso um estudo mais detalhado de cada equação de saturação com a obtenção mais precisa dos seus parâmetros petrofísicos, discriminação litológica e comparação com outros poços por meio de sistemas complexos como redes neurais e lógica fuzzy, por exemplo, também o uso de softwares industriais, perfis de qualidade como o cálipe, que contribuiriam para a redução das incertezas e para uma melhor estimativa do que possa existir em subsuperfície .

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a Deus pela iluminação nos momentos mais difíceis durante o meu período acadêmico. À minha família pelo apoio. Ao Prof^o Geraldo Girão Nery pelos seus sábios ensinamentos e pela paciência na orientação. À Prof^a Susana Cavalcanti, pela sabedoria, empatia e altruísmo transmitidos ao longo do curso, no qual me fortaleceu enormemente. Serei eternamente grato. À minha querida Prof^a Márcia Starteri e seu marido Antônio, muito obrigado pelo incentivo.

Ao meu grande amigo Vagner Gonçalves, muito obrigado por tudo! Aos meus amigos Marcone Fiuza, Vitor Maurício, Paulo Jatobá, Rodrigo Alves, Manuel, Márcio, Luiz, Yure, Moacir, Cassio, Vanessa, Gilliane, Diego Rabelo, Marize, Tarcio, Joaquim, Hortência, Carol, Letícia Rocha, Aline, Elisabete, Edna, Taise, Leilane, Jaqueline, Brisa Maier, Jaime, Alan Ricardo, Roger, Gleizer Ferreira (São Gleizer), Carlos Alberto, Carlos Gleidson, Leandro Nascimento, Ederson (Touro), Anderson, Peterson, Marcelo, Alã Damasceno, Alexsandro Guerra, Ítalo (Pato), Ryg Mary, Silvia Lorena, Juliana Diniz, Laura Ortiz, Rafael Abreu, Leandro (Galileu), Paulo, Daniel, que me ajudaram fortemente durante o meu curso em termos de motivação e conhecimento.

Aos amigos do Clube Políglotas que me ajudaram no aprendizado e prática de idiomas, tornando minhas tardes na Universidade mais inspiradoras.

Agradeço aos colaboradores deste curso, os Professores Marco Schinelli (Petrobras), Florisvaldo (CPRM) e Enock (Petrobras) que me ajudaram em termos de esclarecimento, manuseio de *softwares*, incentivo, compromisso com o ensino da Geofísica e prestatividade, sanando muitas dúvidas. Aos funcionários Mércia, Julio, Taíla e Joaquim obrigado pela prestatividade.

Aos Professores, Alanna Dutra (IF), Maria das Graças Martins (IF), Marcos Vasconcelos (IGEO) e Mariana Lidia (IGEO), muito obrigado pelos incentivos e pelos *feedbacks*, que tanto me fizeram evoluir como profissional e como pessoa.

Agradeço também aos Professores Alexandre Barreto (IF), Wilson Figueiro, Hédison Sato, Reynam Pestana, Marco Botelho, Porsani, Alberto Brum, Odete Gonçalves (IQ), Olivar Lima, a todos vocês meus sinceros agradecimentos pelo apoio e ensinamentos durante o meu curso. A todas as pessoas da graduação e pós-graduação que estiveram comigo, obrigado pelos bons momentos.

Que Deus abençoe todos vocês!!!

APÊNDICE A

Dedução das Equações de S_w

Equação de Poupon *et al* (1954) :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{(1 - V_{sh})S_w^2}{F.R_w} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \quad (\text{A.1})$$

Esta equação está em termos de condutividade, pois, R_t significa resistividade da rocha e seu inverso, $\frac{1}{R_t}$ representa a condutividade. Para colocar esta equação em termos de S_w , multiplicamos todos os termos, antes e depois da igualdade, por R_t . O processo é o seguinte:

$$\begin{aligned} \frac{R_t}{R_t} &= \frac{R_t \cdot (1 - V_{sh}) \cdot S_w^2}{F \cdot R_w} + \frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} = \\ 1 &= \frac{R_t \cdot (1 - V_{sh}) \cdot S_w^2}{F \cdot R_w} + \frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} = \end{aligned}$$

Arrumando a equação, teremos:

$$S_w^2 \cdot \frac{(1 - V_{sh}) \cdot \phi^m \cdot R_t}{a \cdot R_w} + \frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 = 0$$

Ora, o termo $\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t}$, é a equação de Archie em termos de saturação de água. Substituindo este termo por S_{wA}^{-n} , onde S_{wA} significa Saturação de Archie, obtemos a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} S_w^2 \cdot (1 - V_{sh}) S_{wA}^{-n} + \frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 &= 0 \\ S_w^2 \cdot \frac{1 - V_{sh}}{S_{wA}^n} + \frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 &= 0 \end{aligned}$$

Este é o formato de uma equação do 2º grau da forma $aX^2 + bX + C = 0$. Que neste caso, os coeficientes são:

$$a = \frac{1 - V_{sh}}{S_{wA}^n}, b = 0, c = \frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} - 1$$

Fazendo um cálculo simples de uma equação de grau 2 teremos:

$$\Delta = b^2 - 4ac$$

$$X = \frac{-b \pm \sqrt{\Delta}}{2a} \quad (\text{A.2})$$

Aplicando estas fórmulas nas expressões supracitadas, e desconsiderando o termo " - " da expressão para determinar X, teremos as seguintes expressões:

$$\begin{aligned} \Delta &= 0^2 - 4 \cdot \frac{1 - V_{sh}}{S_{wA}^n} \cdot \left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 \right) = \\ &= \frac{(4V_{sh} - 4)}{S_{wA}^n} \cdot \left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 \right) = \\ \Delta &= 4 \cdot \frac{(V_{sh} - 1)}{S_{wA}^n} \cdot \left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 \right) \end{aligned}$$

$$S_w = \frac{-b + \sqrt{\Delta}}{2a} =$$

$$S_w = -0 + \frac{\sqrt{4 \cdot \frac{(V_{sh} - 1)}{S_{wA}^2} \cdot \left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 \right)}}{2 \cdot \frac{(1 - V_{sh})}{S_{wA}^2}} =$$

Considerando n=2.

$$\begin{aligned} &= \frac{2}{S_{wA}} \cdot \frac{\sqrt{(V_{sh} - 1) \cdot \left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 \right)}}{\frac{2}{S_{wA}^2} \cdot (1 - V_{sh})} = \\ &= \frac{2}{S_{wA}} \cdot \frac{S_{wA}^2}{2} \cdot \frac{\sqrt{(V_{sh} - 1) \cdot \left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 \right)}}{(1 - V_{sh})} = \\ S_w Poupon &= S_{wA} \cdot \frac{\sqrt{(V_{sh} - 1) \cdot \left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 \right)}}{(1 - V_{sh})} \quad (\text{A.3}) \end{aligned}$$

A Equação de Hossin (1960) é apresentada em termos de resistividade da seguinte maneira:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w} + \frac{V_{sh}^2}{R_{sh}} \quad (\text{A.4})$$

Multiplica-se agora, todos os termos desta equação por R_t :

$$\begin{aligned} \frac{R_t}{R_t} &= \frac{S_w^2 \cdot R_t}{F \cdot R_w} + \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} = \\ 1 &= \frac{S_w^2 \cdot R_t}{F \cdot R_w} + \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} \end{aligned}$$

Lembrando que:

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

Substituindo esta informação na expressão acima e organizando-a, obtemos o seguinte:

$$S_w^2 \cdot \frac{\phi^m \cdot R_t}{a \cdot R_w} + \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 = 0$$

Cai numa simples equação de grau 2 com estrutura $Ax^2 + Bx + C = 0$. . Analogamente, comparando com a expressão encontrada acima, os seus coeficientes são os seguintes:

$$A = \frac{\phi^m \cdot R_t}{a \cdot R_w}; B = 0; C = \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} - 1$$

Lembrando que,

$$S_{wA}^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t}$$

Temos que $A = \frac{\phi^m \cdot R_t}{a \cdot R_w}$, que é o inverso de $S_{wA}^n = \frac{1}{S_{wA}^n}$.

Arrumando a equação, obtemos o seguinte:

$$S_w^2 \cdot \frac{1}{S_{wA}^n} + \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 = 0$$

E o coeficiente A da equação de grau 2, passa a ser $A = \frac{1}{S_{wA}^n}$, e os outros coeficientes não se alteram, sendo $B = 0$ e $C = \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} - 1$.

Resolvendo a equação:

$$\begin{aligned}
S_w^2 \cdot \frac{1}{S_{wA}^n} + \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 &= 0 \\
\Delta &= B^2 - 4AC = \\
\Delta &= 0^2 - 4 \cdot \frac{1}{S_{wA}^n} \cdot \left(\frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 \right) = \\
&= \frac{-4}{S_{wA}^n} \cdot \left(\frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} - 1 \right) = \\
&= \frac{1}{S_{wA}^n} \cdot \left(4 - \frac{4V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} \right) = \\
&= \frac{4}{S_{wA}^n} \cdot \left(1 - \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} \right) =
\end{aligned}$$

Para n=2:

$$\begin{aligned}
&\frac{4}{S_{wA}^2} \cdot \left(1 - \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} \right) = \\
\Delta &= \frac{4}{S_{wA}^2} \cdot \left(1 - \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} \right) \\
X &= \frac{-B \pm \sqrt{\Delta}}{2A}
\end{aligned}$$

Análogo a esta expressão, a equação em termos de S_w fica da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
S_w &= \frac{\sqrt{\frac{4}{S_{wA}^2} \cdot \left(1 - \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} \right)}}{2 \cdot \frac{1}{S_{wA}^2}} = \\
S_w &= \frac{\sqrt{\frac{4}{S_{wA}^2} \cdot \left(1 - \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}} \right)}}{\frac{2}{S_{wA}^2}} = \\
S_w &= \frac{\frac{2}{S_{wA}} \cdot \sqrt{1 - \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}}}}{\frac{2}{S_{wA}^2}} = \\
&= S_{wA} \cdot \sqrt{1 - \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}}} =
\end{aligned}$$

Logo,

$$S_w Hossin = S_{wA} \cdot \sqrt{1 - \frac{V_{sh}^2 \cdot R_t}{R_{sh}}} \quad (\text{A.5})$$

A Equação de Bardon & Pied (1969), também conhecida como Equação de Si-
mandoux Modificada é apresentada genericamente em termos de resistividade da se-
guinte forma:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F.R_w} + \frac{V_{sh}S_w}{R_{sh}} \quad (A.6)$$

Aplicando o mesmo processo análogo das equações anteriores:

$$\begin{aligned} \frac{1}{R_t} &= \frac{S_w^2}{F.R_w} + \frac{V_{sh}S_w}{R_{sh}} \cdot (R_t) = \\ \frac{R_t}{R_t} &= \frac{S_w^2.R_t}{F.R_w} + \frac{V_{sh}S_w.R_t}{R_{sh}} = \\ 1 &= \frac{S_w^2.R_t}{F.R_w} + \frac{V_{sh}S_w.R_t}{R_{sh}} = \\ \frac{S_w^2.R_t}{F.R_w} + \frac{V_{sh}S_w.R_t}{R_{sh}} - 1 &= 0 \end{aligned}$$

Sendo $F = \frac{a}{\phi^m}$, $n=2$, $S_{wA}^n = \frac{a.R_w}{\phi^m.R_t}$, e substituindo na expressão acima, teremos:

$$\begin{aligned} \frac{S_w^2.\phi^m.R_t}{a.R_w} + \frac{V_{sh}S_w.R_t}{R_{sh}} - 1 &= 0 \\ S_w^2.\frac{1}{S_{wA}^n} + \frac{V_{sh}S_w.R_t}{R_{sh}} - 1 &= 0 \\ = S_w^2.\frac{1}{S_{wA}^2} + \frac{V_{sh}.R_t.S_w}{R_{sh}} - 1 &= 0 \end{aligned}$$

Os coeficientes desta equação simples de grau 2 são:

$$A = \frac{1}{S_{wA}^2}, B = \frac{V_{sh}.R_t}{R_{sh}}, C = -1.$$

$$\Delta = B^2 - 4.A.C =$$

$$\begin{aligned} \Delta &= \left(\frac{V_{sh}.R_t}{R_{sh}} \right)^2 - 4.\frac{1}{S_{wA}^2}.(-1) = \\ \Delta &= \left(\frac{V_{sh}.R_t}{R_{sh}} \right)^2 + 4.\frac{1}{S_{wA}^2} = \\ \Delta &= \left(\frac{V_{sh}.R_t}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4}{S_{wA}^2} \end{aligned}$$

$$S_w = \frac{-\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} + \sqrt{\left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4}{S_{wA}^2}}}{2 \cdot \frac{1}{S_{wA}^2}}$$

$$S_w Simandoux = \frac{-\left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}}\right) + \sqrt{\left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4}{S_{wA}^2}}}{\frac{2}{\frac{S_{wA}^2}{S_w^2}}} \quad (A.7)$$

A Equação de Poupon & Leveaux (1971), conhecida como Equação Indonésia é expressa originalmente da seguinte forma:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w} + 2 \sqrt{\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{F \cdot R_w \cdot R_{sh}}} S_w^2 + \frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \cdot S_w^2 \quad (A.8)$$

Multiplicando todos os termos por R_t e colocando o elemento S_w^2 em evidência, teremos:

$$1 = \frac{S_w^2 \cdot R_t}{F \cdot R_w} + 2 R_t \sqrt{\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{F \cdot R_w \cdot R_{sh}}} S_w^2 + \frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \cdot R_t \cdot S_w^2$$

$$S_w^2 \cdot \left(\frac{R_t}{F \cdot R_w} + 2 R_t \sqrt{\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{F \cdot R_w \cdot R_{sh}}} + \frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \cdot R_t \right) - 1 = 0$$

$$S_w^2 \cdot \left(\frac{\phi^m \cdot R_t}{a \cdot R_w} + 2 R_t \sqrt{\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}} \cdot \phi^m}{a \cdot R_w \cdot R_{sh}}} + \frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \cdot R_t \right) - 1 = 0$$

$$S_w^2 \cdot \left(\frac{1}{S_{wA}^n} + 2 \sqrt{\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}} \cdot \phi^m \cdot R_t^2}{a \cdot R_w \cdot R_{sh}}} + \frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \cdot R_t \right) - 1 = 0$$

$$S_w^2 \cdot \left(\frac{1}{S_{wA}^n} + 2 \sqrt{\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}} \cdot \phi^m \cdot R_t \cdot R_t}{a \cdot R_w \cdot R_{sh}}} + \frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \cdot R_t \right) - 1 = 0$$

$$S_w^2 \cdot \left(\frac{1}{S_{wA}^n} + 2 \sqrt{\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}} \cdot R_t}{R_{sh} \cdot S_{wA}^n}} + \frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \cdot R_t \right) - 1 = 0$$

Fazendo $n=2$:

$$S_w^2 \cdot \left(\frac{1}{S_{wA}^2} + 2 \sqrt{\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}} \cdot R_t}{R_{sh} \cdot S_{wA}^2}} + \frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \cdot R_t \right) - 1 = 0$$

$$S_w^2 \cdot \left(\frac{1}{S_{wA}^2} + \frac{2}{S_{wA}} \sqrt{\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}} \cdot R_t}{R_{sh}}} + \frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \cdot R_t \right) - 1 = 0$$

Os coeficientes desta equação são:

$$A = \left(\frac{1}{S_{wA}^2} + \frac{2}{S_{wA}} \sqrt{\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}} \cdot R_t}{R_{sh}}} + \frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \cdot R_t \right), B = 0, C = -1.$$

Resolvendo a equação de grau 2:

$$\Delta = 0^2 - 4.A.(-1)$$

$$\Delta = 4A$$

$$\Delta = 4 \cdot \left(\frac{1}{S_{wA}^2} + \frac{2}{S_{wA}} \sqrt{\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}} \cdot R_t}{R_{sh}}} + \frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \cdot R_t \right)$$

$$S_w = \frac{-B \pm \sqrt{\Delta}}{2A}$$

Como S_w não pode existir valor negativo em medidas da natureza, desprezamos o termo "-" da expressão, e obtemos:

$$S_w = -0 + \frac{\sqrt{\Delta}}{2A} =$$

$$S_w = \frac{\sqrt{4A}}{2A} =$$

$$S_w = \frac{2\sqrt{A}}{2A} =$$

$$S_w = \frac{\sqrt{A}}{A} =$$

$$S_w = A^{\frac{1}{2}-1} = A^{-\frac{1}{2}} = \frac{1}{A^{\frac{1}{2}}} = \frac{1}{\sqrt{A}}$$

$$S_w = \frac{1}{\left(\frac{1}{S_{wA}^2} + \frac{2}{S_{wA}} \sqrt{\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}} \cdot R_t}{R_{sh}}} + \frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \cdot R_t \right)^{\frac{1}{2}}}$$

$$S_w \text{Indonésia} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{S_{wA}^2} + \frac{2}{S_{wA}} \sqrt{\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}} \cdot R_t}{R_{sh}}} + \frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \cdot R_t \right)}} \quad (\text{A.9})$$

A Equação de Schlumberger (1972) é dada originalmente da seguinte forma:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot (1 - V_{sh}) R_w} + \frac{V_{sh} \cdot S_w}{R_{sh}} \quad (\text{A.10})$$

Multiplica-se todos os termos por R_t . Mesmos processos anteriores!

$$\begin{aligned} \frac{R_t}{R_t} &= \frac{S_w^2 \cdot R_t}{F \cdot (1 - V_{sh}) R_w} + \frac{V_{sh} \cdot R_t \cdot S_w}{R_{sh}} \\ 1 &= \frac{S_w^2 \cdot R_t}{F \cdot (1 - V_{sh}) R_w} + \frac{V_{sh} \cdot R_t \cdot S_w}{R_{sh}} = \\ \frac{S_w^2 \cdot R_t}{F \cdot (1 - V_{sh}) R_w} + \frac{V_{sh} \cdot R_t \cdot S_w}{R_{sh}} - 1 &= 0 \\ \frac{S_w^2 \cdot \phi^m R_t}{(1 - V_{sh}) a \cdot R_w} + \frac{V_{sh} \cdot R_t \cdot S_w}{R_{sh}} - 1 &= 0 \\ &= \frac{S_w^2}{(1 - V_{sh}) S_{wA}^2} + \frac{V_{sh} \cdot R_t \cdot S_w}{R_{sh}} - 1 = 0 \\ &= \frac{S_w^2}{(1 - V_{sh}) S_{wA}^2} + \frac{V_{sh} \cdot R_t \cdot S_w}{R_{sh}} - 1 = 0 \\ A &= \frac{1}{(1 - V_{sh}) S_{wA}^2}, B = \frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}}, C = -1. \end{aligned}$$

$$\Delta = B^2 - 4AC$$

$$\begin{aligned} \Delta &= \left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} \right)^2 - 4 \cdot \frac{1}{(1 - V_{sh}) S_{wA}^2} \cdot (-1) = \\ \Delta &= \left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4}{(1 - V_{sh}) S_{wA}^2} \end{aligned}$$

$$S_w = \frac{-B \pm \sqrt{\Delta}}{2A} =$$

$$\begin{aligned}
S_w &= \frac{-\left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}}\right) + \sqrt{\left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4}{(1 - V_{sh})S_{wA}^2}}}{2} \\
S_w Schlumberger &= \frac{-\left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}}\right) + \sqrt{\left(\frac{V_{sh} \cdot R_t}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4}{(1 - V_{sh})S_{wA}^2}}}{2} \quad (A.11)
\end{aligned}$$

A Equação de Juhasz (1981) na forma original é a seguinte:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w} + \left(\frac{1}{F_{sh} \cdot R_{sh}} - \frac{1}{R_w}\right) \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot S_w^2}{\phi} \quad (A.12)$$

Análogo aos processos anteriores. Multiplica-se todos os termos por R_t .

$$\begin{aligned}
\frac{R_t}{R_t} &= \frac{S_w^2 \cdot R_t}{F \cdot R_w} + \left(\frac{1}{F_{sh} \cdot R_{sh}} - \frac{1}{R_w}\right) \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot R_t \cdot S_w^2}{\phi} = \\
1 &= \frac{S_w^2 \cdot R_t}{F \cdot R_w} + \left(\frac{1}{F_{sh} \cdot R_{sh}} - \frac{1}{R_w}\right) \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot R_t \cdot S_w^2}{\phi} = \\
\frac{S_w^2 \cdot \phi^m \cdot R_t}{a \cdot R_w} + \left(\frac{\phi_{sh}^m}{a \cdot R_{sh}} - \frac{1}{R_w}\right) \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot R_t \cdot S_w^2}{\phi} - 1 &= 0 \\
\frac{S_w^2}{S_{wA}^2} + \left(\frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh}^{m+1} \cdot R_t}{a \cdot R_{sh} \cdot \phi} - \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot R_t}{\phi \cdot R_w}\right) S_w - 1 &= 0 \\
\frac{S_w^2}{S_{wA}^2} + \left(\frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh}^{m+1} \cdot R_t}{a \cdot R_{sh} \cdot \phi} - \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot R_t}{\phi \cdot R_w}\right) S_w - 1 &= 0 \\
A = \frac{1}{S_{wA}^2}, B = \left(\frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh}^{m+1} \cdot R_t}{a \cdot R_{sh} \cdot \phi} - \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot R_t}{\phi \cdot R_w}\right), C = -1.
\end{aligned}$$

$$\Delta = B^2 - 4AC$$

$$\Delta = \left(\frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh}^{m+1} \cdot R_t}{a \cdot R_{sh} \cdot \phi} - \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot R_t}{\phi \cdot R_w}\right)^2 - 4 \cdot \frac{1}{S_{wA}^2} \cdot (-1)$$

$$\Delta = \left(\frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh}^{m+1} \cdot R_t}{a \cdot R_{sh} \cdot \phi} - \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot R_t}{\phi \cdot R_w} \right)^2 + \frac{4}{S_{wA}^2}$$

$$S_w = \frac{-B \pm \sqrt{\Delta}}{2A} =$$

$$S_w = \frac{-\left(\frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh}^{m+1} \cdot R_t}{a \cdot R_{sh} \cdot \phi} - \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot R_t}{\phi \cdot R_w} \right) + \sqrt{\left(\frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh}^{m+1} \cdot R_t}{a_{sh} \cdot R_{sh} \cdot \phi} - \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot R_t}{\phi \cdot R_w} \right)^2 + \frac{4}{S_{wA}^2}}}{\frac{2}{S_{wA}^2}}$$

Considerando m=2 e $a_{sh}=a$:

$$S_w Juhasz = \frac{-\left(\frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh}^3 \cdot R_t}{a \cdot R_{sh} \cdot \phi} - \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot R_t}{\phi \cdot R_w} \right) + \sqrt{\left(\frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh}^3 \cdot R_t}{a_{sh} \cdot R_{sh} \cdot \phi} - \frac{V_{sh} \cdot \phi_{sh} \cdot R_t}{\phi \cdot R_w} \right)^2 + \frac{4}{S_{wA}^2}}}{\frac{2}{S_{wA}^2}} \quad (A.13)$$

APÊNDICE B

Planilhas de Cálculos Interpretativos

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica								POÇO : 3-NA-04-RJS															
Disciplina : GEO-215 - Perfilagem Geofísica de Poços								Campo: Namorado				Planilha de Cálculos Interpretativos											
Orientador: Geraldo Girão Nery								Bacia: Campos															
Estudante Adan Cerqueira Lopes																							
PARÂMETROS:		P.Final	GRMAX	GRMIN	AGR	Rmf	TSup	GG(*f/m)	RH0m	RH0f	PHINSH	PHIDSH	m	a	RwAmin	FT RwA	Rsh	n					
Intervalo: 2950/3110,5		3150	103,4	40,0	3	0,4	75	0,04	2,68	1,05	0,25	0,09	2	1	0,0210	197,26	2	2					
Ponto	Prof	FT	GR	IGR	VSHGR	RILD	CILD(S/m)	RhoB	PHID	PHINLS	PHINLIT	VSHND	VSHN	VSHGR	VSHmenor	PHDC	PHINC	PHIE	RwA	Rw			
1	2950,0	193,00	78,8477	0,613	0,346	1,7201	0,5814	2,4897	0,117	0,25891	0,25891	0,888	1,000	0,346	0,346	0,086	0,172	0,037	0,002	0,0214			
2	2950,5	193,02	80,2617	0,635	0,368	1,7415	0,5742	2,4950	0,113	0,25891	0,25891	0,909	1,000	0,368	0,368	0,080	0,167	0,032	0,002	0,0214			
3	2951,0	193,04	82,7773	0,675	0,409	1,9624	0,5096	2,4691	0,129	0,25560	0,25560	0,789	1,022	0,409	0,409	0,093	0,153	0,058	0,007	0,0214			
4	2951,5	193,06	85,2578	0,714	0,455	2,0059	0,4985	2,4826	0,121	0,24254	0,24254	0,759	0,970	0,455	0,455	0,080	0,129	0,053	0,006	0,0214			
5	2952,0	193,08	89,4922	0,781	0,543	1,9197	0,5209	2,4791	0,123	0,24102	0,24102	0,736	0,964	0,543	0,543	0,074	0,105	0,057	0,006	0,0214			
6	2952,5	193,10	89,8906	0,787	0,553	1,8824	0,5312	2,4651	0,132	0,23551	0,23551	0,648	0,942	0,553	0,553	0,082	0,097	0,074	0,010	0,0214			
7	2953,0	193,12	86,6914	0,737	0,483	1,8800	0,5319	2,4875	0,118	0,23906	0,23906	0,756	0,956	0,483	0,483	0,075	0,118	0,050	0,005	0,0214			
8	2953,5	193,14	90,2812	0,794	0,562	1,8931	0,5282	2,4637	0,133	0,23606	0,23606	0,646	0,944	0,562	0,562	0,082	0,096	0,075	0,011	0,0214			
9	2954,0	193,16	92,3555	0,826	0,613	2,0959	0,4771	2,4574	0,137	0,20090	0,20090	0,402	0,804	0,613	0,402	0,100	0,100	0,100	0,021	0,0214			
10	2954,5	193,18	82,125	0,665	0,398	2,1600	0,4630	2,4871	0,118	0,20606	0,20606	0,548	0,824	0,398	0,398	0,083	0,107	0,069	0,010	0,0214			
11	2955,0	193,20	73,5977	0,530	0,273	2,1600	0,4630	2,5588	0,074	0,19609	0,19609	0,761	0,784	0,273	0,273	0,050	0,128	0,010	0,001	0,0214			
12	2955,5	193,22	89,3125	0,778	0,539	2,1600	0,4630	2,5326	0,090	0,20777	0,20777	0,733	0,831	0,539	0,539	0,042	0,073	0,024	0,001	0,0214			
13	2956,0	193,24	81,1875	0,650	0,382	2,1598	0,4630	2,4802	0,123	0,22775	0,22775	0,657	0,911	0,382	0,382	0,088	0,132	0,063	0,009	0,0214			
14	2956,5	193,26	60,2695	0,320	0,136	2,1267	0,4702	2,5129	0,103	0,19563	0,19563	0,582	0,783	0,136	0,136	0,090	0,162	0,050	0,005	0,0214			
15	2957,0	193,28	56,4688	0,260	0,105	1,9187	0,5212	2,4922	0,115	0,22438	0,22438	0,682	0,898	0,105	0,105	0,106	0,198	0,054	0,006	0,0214			
16	2957,5	193,30	56,2344	0,256	0,103	1,8802	0,5319	2,5080	0,106	0,20559	0,20559	0,625	0,822	0,103	0,103	0,096	0,180	0,049	0,005	0,0214			
17	2958,0	193,32	51,8008	0,186	0,071	1,9607	0,5100	2,5140	0,102	0,22105	0,22105	0,745	0,884	0,071	0,071	0,095	0,203	0,035	0,002	0,0214			
18	2958,5	193,34	46,2617	0,099	0,035	2,1052	0,4750	2,5222	0,097	0,19977	0,19977	0,643	0,799	0,035	0,035	0,094	0,191	0,039	0,003	0,0214			
19	2959,0	193,36	45,4375	0,086	0,030	2,0804	0,4807	2,5777	0,063	0,15432	0,15432	0,572	0,617	0,030	0,030	0,060	0,147	0,011	0,001	0,0214			

Figura B.1: Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																												
Disciplina : GEO-215 - Perfilagem Geofísica de Poços					POÇO :		3-NA-04-RJS																					
Orientador: Geraldo Girão Nery					Campo:		Namorado											Planilha de Cálculos Interpretativos										
Estudante Adan Cerqueira Lopes					Bacia:		Campos																					

Figura B.2: Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																	
Disciplina : GEO-215 - Perfilagem Geofísica de Poços				POÇO :		3-NA-04-RJS											
Orientador: Geraldo Grão Nery				Campo:		Namorado		Planilha de Cálculos Interpretativos									
Estudante : Adan Cerqueira Lopes				Bacia:		Campos											

Figura B.3: Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																				
Disciplina : GEO-215 - Perfilagem Geofísica de Poços										POÇO :		3-NA-04-RJS								
Orientador: Geraldo Girão Nery										Campo:		Namorado								
Estudante : Adan Cerqueira Lopes										Bacia:		Campos								
Planilha de Cálculos Interpretativos																				
PARÂMETROS:		P.Final	GRMAX	GRMIN	AGR	Rmf	TSup	GG(°f/m)	RHOM	RHOF	PHINSH	PHIDSH	m	a	RwAmin	FT RWA	Rsh	n		
Intervalo: 2950/3110,5		3150	103,4	40,0	3	0,4	75	0,04	2,68	1,05	0,25	0,09	2	1	0,0210	197,26	2	2		
Ponto	Prof	FT	GR	IGR	VSHGR	RILD	CILD(S/m)	RhoB	PHID	PHINLS	PHINLIT	VSHND	VSHN	VSHGR	VSHmenor	PHIDC	PHINC	PHIE	RwA	Rw
58	2978,5	194,14	49,6875	0,153	0,057	1,5303	0,6535	2,4915	0,116	0,22363	0,22363	0,675	0,895	0,057	0,057	0,111	0,209	0,055	0,005	0,0213
59	2979,0	194,16	51,9961	0,189	0,072	1,5708	0,6366	2,4548	0,138	0,23629	0,23629	0,613	0,945	0,072	0,072	0,132	0,218	0,083	0,011	0,0213
60	2979,5	194,18	46,9336	0,109	0,039	1,6670	0,5999	2,4489	0,142	0,23069	0,23069	0,556	0,923	0,039	0,039	0,138	0,221	0,092	0,014	0,0213
61	2980,0	194,20	47,5078	0,118	0,043	1,7341	0,5767	2,4458	0,144	0,24031	0,24031	0,604	0,961	0,043	0,043	0,140	0,230	0,089	0,014	0,0213
62	2980,5	194,22	50,491	0,166	0,062	1,7879	0,5593	2,4577	0,136	0,24422	0,24422	0,674	0,977	0,062	0,062	0,131	0,229	0,076	0,010	0,0213
63	2981,0	194,24	54,3008	0,226	0,089	1,9114	0,5232	2,4728	0,127	0,25188	0,25188	0,780	1,008	0,089	0,089	0,119	0,230	0,057	0,006	0,0213
64	2981,5	194,26	55,0352	0,237	0,094	2,0583	0,4858	2,4690	0,129	0,23785	0,23785	0,678	0,951	0,094	0,094	0,121	0,214	0,068	0,010	0,0213
65	2982,0	194,28	46,4688	0,102	0,037	2,0800	0,4808	2,4624	0,133	0,22296	0,22296	0,559	0,892	0,037	0,037	0,130	0,214	0,083	0,014	0,0213
66	2982,5	194,30	47,2036	0,114	0,041	2,0800	0,4808	2,4493	0,142	0,23387	0,23387	0,577	0,935	0,041	0,041	0,138	0,224	0,090	0,017	0,0213
67	2983,0	194,32	49,1133	0,144	0,053	2,3345	0,4284	2,4976	0,112	0,23746	0,23746	0,785	0,950	0,053	0,053	0,107	0,224	0,041	0,004	0,0213
68	2983,5	194,34	42,875	0,045	0,016	2,9414	0,3400	2,5647	0,071	0,22027	0,22027	0,935	0,881	0,016	0,016	0,069	0,216	0,000	0,001	0,0213
69	2984,0	194,36	30,5625	0,000	0,000	3,4609	0,2889	2,6879	0,000	0,15070	0,15070	0,942	0,603	0,000	0,000	0,000	0,151	0,000	0,001	0,0213
70	2984,5	194,38	34,75	0,000	0,000	2,6367	0,3793	2,6306	0,030	0,13402	0,13402	0,648	0,536	0,000	0,000	0,030	0,134	0,000	0,001	0,0213
71	2985,0	194,40	57,75	0,280	0,115	1,8381	0,5440	2,5334	0,090	0,20535	0,20535	0,721	0,821	0,115	0,115	0,080	0,177	0,025	0,001	0,0213
72	2985,5	194,42	63,5156	0,371	0,164	1,8000	0,5556	2,4968	0,112	0,22953	0,22953	0,732	0,918	0,164	0,164	0,098	0,188	0,047	0,004	0,0213
73	2986,0	194,44	65,5078	0,403	0,183	1,8035	0,5545	2,4760	0,125	0,23418	0,23418	0,681	0,937	0,183	0,183	0,109	0,188	0,064	0,007	0,0213
74	2986,5	194,46	78,25	0,604	0,337	1,8579	0,5382	2,4572	0,137	0,22252	0,22252	0,536	0,890	0,337	0,337	0,106	0,138	0,088	0,015	0,0213
75	2987,0	194,48	78,6328	0,610	0,342	1,9685	0,5080	2,4785	0,124	0,25037	0,25037	0,792	1,001	0,342	0,342	0,093	0,165	0,052	0,005	0,0213
76	2987,5	194,50	95,5	0,876	0,702	2,2183	0,4508	2,5048	0,107	0,24164	0,24164	0,838	0,967	0,702	0,702	0,044	0,066	0,032	0,002	0,0213

Figura B.4: Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Figura B.6: Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																															
Disciplina : GEO-215 - Perfilagem Geofísica de Poços						POÇO :	3-NA-04-RJS																								
Orientador: Geraldo Grão Nery						Campo:	Namorado																								
Estudante Adan Cerqueira Lopes						Bacia:	Campos																								
																			Planilha de Cálculos Interpretativos												

Figura B.7: Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Figura B.8: Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																				
Disciplina : GEO-215 - Perfilagem Geofísica de Poços						POÇO :		3-NA-04-RJS												
Orientador: Geraldo Girão Nery						Campo:		Nemorado												
Estudante : Adan Cerqueira Lopes						Bacia:		Campos												
Planilha de Cálculos Interpretativos																				
PARÂMETROS:		P.Final	GRMAX	GRMIN	AGR	Rmf	TSup	GG(°f/m)	RHOM	RHOF	PHINSH	PHIDSH	m	a	RwAmin	FT RWA	Rsh	n		
Intervalo: 2950/3110,5		3150	103,4	40,0	3	0,4	75	0,04	2,68	1,05	0,25	0,09	2	1	0,0210	197,26	2	2		
Ponto	Prof	FT	GR	IGR	VSHGR	RILD	CILD(S/m)	RhoB	PHID	PHINLS	PHINLT	VSHND	VSHN	VSHGR	VSHmenor	PHIDC	PHINC	PHIE	RwA	Rw
155	3027,0	196,08	75,9453	0,567	0,304	4,4531	0,2246	2,4297	0,154	0,22176	0,22176	0,426	0,887	0,304	0,304	0,126	0,146	0,115	0,059	0,0211
156	3027,5	196,10	64,9375	0,394	0,178	5,9258	0,1688	2,3792	0,185	0,23859	0,23859	0,338	0,954	0,178	0,178	0,169	0,194	0,154	0,141	0,0211
157	3028,0	196,12	58,1094	0,286	0,118	9,2188	0,1085	2,2849	0,242	0,26534	0,26534	0,143	1,061	0,118	0,118	0,232	0,236	0,229	0,485	0,0211
158	3028,5	196,14	58,6641	0,295	0,122	13,8203	0,0724	2,2178	0,284	0,26371	0,26371	-0,124	1,055	0,122	0,122	0,273	0,233	0,254	0,889	0,0211
159	3029,0	196,16	58,5078	0,292	0,121	39,0625	0,0256	2,1864	0,303	0,27615	0,27615	-0,167	1,105	0,121	0,121	0,292	0,246	0,270	2,846	0,0211
160	3029,5	196,18	58,6172	0,294	0,122	61,5000	0,0163	2,1942	0,298	0,26531	0,26531	-0,205	1,000	0,122	0,122	0,287	0,235	0,262	4,230	0,0211
161	3030,0	196,20	56,918	0,267	0,108	56,5000	0,0177	2,2158	0,285	0,23016	0,23016	-0,341	1,000	0,108	0,108	0,275	0,203	0,242	3,302	0,0211
162	3030,5	196,22	54,4961	0,229	0,090	34,5625	0,0289	2,2280	0,277	0,23637	0,23637	-0,256	1,000	0,090	0,090	0,269	0,214	0,243	2,043	0,0211
163	3031,0	196,24	55,1719	0,239	0,095	34,9336	0,0286	2,2230	0,280	0,27516	0,27516	-0,033	1,000	0,095	0,095	0,272	0,251	0,262	2,395	0,0211
164	3031,5	196,26	59,1328	0,302	0,126	19,4375	0,0514	2,1889	0,301	0,26992	0,26992	-0,196	1,000	0,126	0,126	0,290	0,238	0,265	1,369	0,0211
165	3032,0	196,28	61,5334	0,340	0,146	6,9844	0,1432	2,1921	0,299	0,24223	0,24223	-0,357	1,000	0,146	0,146	0,286	0,206	0,249	0,434	0,0211
166	3032,5	196,30	57,7188	0,280	0,115	7,1562	0,1397	2,2725	0,250	0,25367	0,25367	0,023	1,000	0,115	0,115	0,223	0,248	0,248	0,440	0,0211
167	3033,0	196,32	53,8359	0,218	0,085	61,0625	0,0164	2,1602	0,319	0,27738	0,27738	-0,259	1,000	0,085	0,085	0,311	0,256	0,285	4,960	0,0211
168	3033,5	196,34	52,6992	0,200	0,077	186,1250	0,0054	2,1141	0,347	0,28945	0,28945	-0,361	1,000	0,077	0,077	0,340	0,270	0,307	17,566	0,0211
169	3034,0	196,36	52,6521	0,200	0,077	124,0000	0,0081	2,1606	0,319	0,24906	0,24906	-0,435	1,000	0,077	0,077	0,312	0,230	0,274	9,301	0,0211
170	3034,5	196,38	52,0039	0,189	0,072	30,0244	0,0333	2,1810	0,306	0,24059	0,24059	-0,410	1,000	0,072	0,072	0,300	0,223	0,264	2,091	0,0211
171	3035,0	196,40	51,3711	0,179	0,068	65,7500	0,0152	2,1684	0,314	0,25711	0,25711	-0,355	1,000	0,068	0,068	0,308	0,240	0,276	5,009	0,0211
172	3035,5	196,42	53,7031	0,216	0,084	180,7500	0,0055	2,1668	0,315	0,27481	0,27481	-0,250	1,000	0,084	0,084	0,307	0,254	0,282	14,351	0,0211
173	3036,0	196,44	54,7969	0,234	0,092	139,2500	0,0072	2,1782	0,308	0,25125	0,25125	-0,354	1,000	0,092	0,092	0,300	0,228	0,266	9,873	0,0211

Figura B.9: Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																										
Disciplina : GEO-215 - Perfilagem Geofísica de Poços					POÇO :	3-NA-04-RJS																				
Orientador: Geraldo Girão Nery					Campo:	Namorado					Planilha de Cálculos Interpretativos															
Estudante : Adan Cerqueira Lopes					Bacia:	Campos																				
PARÂMETROS:		P.Final	GRMAX	GRMIN	AGR	Rmf	TSup	GG(°f/m)	RHOM	RHOF	PHINSH	PHIDSH	m	a	RwAmin	FT RWA	Rsh	n								
Intervalo: 2950/3110,5		3150	103,4	40,0	3	0,4	75	0,04	2,68	1,05	0,25	0,09	2	1	0,0210	197,26	2	2								
Ponto	Prof	FT	GR	IGR	VSHGR	RILD	CILD(S/m)	RhoB	PHID	PHINLS	PHINLT	VSHND	VSHN	VSHGR	VSHmenor	PHIDC	PHINC	PHIE	RWA	Rw						
174	3036,5	196,46	54,1931	0,224	0,088	33,3750	0,0300	2,1883	0,302	0,22660	0,22660	-0,469	1,000	0,088	0,088	0,294	0,205	0,253	2,139	0,0211						
175	3037,0	196,48	55,3203	0,242	0,096	50,7500	0,0197	2,1829	0,305	0,25641	0,25641	-0,304	1,000	0,096	0,096	0,296	0,232	0,266	3,598	0,0211						
176	3037,5	196,50	53,7361	0,217	0,084	97,0000	0,0103	2,1871	0,302	0,26503	0,26503	-0,234	1,000	0,084	0,084	0,295	0,244	0,271	7,100	0,0211						
177	3038,0	196,52	55,8398	0,250	0,100	54,8125	0,0182	2,2050	0,291	0,23898	0,23898	-0,328	1,000	0,100	0,100	0,282	0,214	0,251	3,441	0,0211						
178	3038,5	196,54	53,6562	0,216	0,084	39,9375	0,0250	2,1900	0,301	0,23000	0,23000	-0,441	1,000	0,084	0,084	0,293	0,209	0,255	2,587	0,0211						
179	3039,0	196,56	54,4023	0,227	0,089	113,9375	0,0088	2,1966	0,297	0,26020	0,26020	-0,227	1,000	0,089	0,089	0,289	0,238	0,264	7,966	0,0211						
180	3039,5	196,58	56,8496	0,266	0,108	194,3750	0,0051	2,2058	0,291	0,26419	0,26419	-0,167	1,000	0,108	0,108	0,281	0,237	0,260	13,157	0,0211						
181	3040,0	196,60	53,1758	0,208	0,080	131,0625	0,0076	2,2217	0,281	0,24602	0,24602	-0,220	1,000	0,080	0,080	0,274	0,226	0,251	8,261	0,0211						
182	3040,5	196,62	51,4248	0,180	0,068	42,0625	0,0238	2,2250	0,279	0,23691	0,23691	-0,264	1,000	0,068	0,068	0,273	0,220	0,248	2,584	0,0211						
183	3041,0	196,64	50,5938	0,167	0,063	20,5508	0,0487	2,2358	0,273	0,23695	0,23695	-0,222	1,000	0,063	0,063	0,267	0,221	0,245	1,235	0,0211						
184	3041,5	196,66	48,9343	0,141	0,052	13,8633	0,0721	2,2537	0,262	0,24723	0,24723	-0,089	1,000	0,052	0,052	0,257	0,234	0,246	0,838	0,0211						
185	3042,0	196,68	48,9453	0,141	0,052	10,4329	0,0959	2,2528	0,262	0,23254	0,23254	-0,185	1,000	0,052	0,052	0,257	0,220	0,239	0,597	0,0211						
186	3042,5	196,70	47,2109	0,114	0,041	11,7695	0,0850	2,2699	0,252	0,23504	0,23504	-0,103	1,000	0,041	0,041	0,248	0,225	0,237	0,659	0,0211						
187	3043,0	196,72	50,1641	0,160	0,060	13,3594	0,0749	2,2529	0,262	0,25002	0,25002	-0,075	1,000	0,060	0,060	0,257	0,235	0,246	0,809	0,0211						
188	3043,5	196,74	50,7734	0,170	0,064	10,8359	0,0923	2,2094	0,289	0,25379	0,25379	-0,218	1,000	0,064	0,064	0,283	0,238	0,261	0,740	0,0211						
189	3044,0	196,76	47,6758	0,121	0,044	5,2891	0,1891	2,2129	0,287	0,23848	0,23848	-0,301	1,000	0,044	0,044	0,283	0,227	0,257	0,348	0,0211						
190	3044,5	196,78	49,543	0,151	0,056	4,4844	0,2230	2,2289	0,277	0,24286	0,24286	-0,212	1,000	0,056	0,056	0,272	0,229	0,251	0,283	0,0210						
191	3045,0	196,80	50,8008	0,170	0,064	3,3076	0,3023	2,2539	0,261	0,24434	0,24434	-0,107	1,000	0,064	0,064	0,256	0,228	0,242	0,194	0,0210						
192	3045,5	196,82	51,8027	0,186	0,071	4,1680	0,2399	2,1719	0,312	0,26203	0,26203	-0,311	1,000	0,071	0,071	0,305	0,244	0,277	0,319	0,0210						

Figura B.10: Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																				
Disciplina : GEO-215 - Perfilagem Geofísica de Poços				POÇO :		3-NA-04-RJS														
Orientador: Geraldo Girão Nery				Campo:		Namorado		Planilha de Cálculos Interpretativos												
Estudante : Adan Cerqueira Lopes				Bacia:		Campos														
PARÂMETROS:		P.Final	GRMAX	GRMIN	AGR	Rmf	TSup	GG(°f/m)	RHOM	RHOF	PHINSH	PHIDSH	m	a	RwAmin	FT RWA	Rsh	n		
Intervalo: 2950/3110,5		3150	103,4	40,0	3	0,4	75	0,04	2,68	1,05	0,25	0,09	2	1	0,0210	197,26	2	2		
Ponto	Prof	FT	GR	IGR	VSHGR	RILD	CILD(S/m)	RhoB	PHID	PHINLS	PHINLT	VSHND	VSHN	VSHGR	VSHmenor	PHIDC	PHINC	PHIE	RWA	Rw
193	3046,0	196,84	52,0586	0,190	0,073	6,2773	0,1593	2,1763	0,309	0,26449	0,26449	-0,278	1,000	0,073	0,073	0,302	0,246	0,276	0,478	0,0210
194	3046,5	196,86	49,4062	0,148	0,055	6,6313	0,1508	2,1926	0,299	0,26423	0,26423	-0,217	1,000	0,055	0,055	0,294	0,251	0,273	0,495	0,0210
195	3047,0	196,88	44,25	0,067	0,023	4,7461	0,2107	2,2083	0,289	0,27478	0,27478	-0,091	1,000	0,023	0,023	0,287	0,269	0,278	0,367	0,0210
196	3047,5	196,90	46,5234	0,103	0,037	3,5625	0,2807	2,1801	0,307	0,28266	0,28266	-0,150	1,000	0,037	0,037	0,303	0,273	0,289	0,297	0,0210
197	3048,0	196,92	49,4414	0,149	0,055	3,2100	0,3115	2,2221	0,281	0,28715	0,28715	0,039	1,000	0,055	0,039	0,277	0,277	0,277	0,247	0,0210
198	3048,5	196,94	50,3945	0,164	0,061	3,3235	0,3009	2,2177	0,284	0,28273	0,28273	-0,006	1,000	0,061	0,061	0,278	0,267	0,273	0,247	0,0210
199	3049,0	196,96	54,1758	0,224	0,088	3,4570	0,2893	2,3281	0,216	0,25398	0,25398	0,238	1,000	0,088	0,088	0,208	0,232	0,194	0,131	0,0210
200	3049,5	196,98	49,75	0,154	0,057	3,1875	0,3137	2,4184	0,160	0,25215	0,25215	0,573	1,000	0,057	0,057	0,155	0,238	0,109	0,038	0,0210
201	3050,0	197,00	48,0039	0,126	0,046	2,2617	0,4421	2,3289	0,215	0,23430	0,23430	0,118	1,000	0,046	0,046	0,211	0,223	0,205	0,095	0,0210
202	3050,5	197,02	48,4883	0,134	0,049	2,2070	0,4531	2,3389	0,209	0,21680	0,21680	0,047	0,867	0,049	0,047	0,205	0,205	0,205	0,093	0,0210
203	3051,0	197,04	46,5508	0,103	0,037	2,2154	0,4514	2,4849	0,120	0,19590	0,19590	0,476	0,784	0,037	0,037	0,116	0,187	0,077	0,013	0,0210
204	3051,5	197,06	48,7969	0,139	0,051	2,3591	0,4239	2,5077	0,106	0,20754	0,20754	0,636	1,000	0,051	0,051	0,101	0,195	0,048	0,006	0,0210
205	3052,0	197,08	46,5742	0,104	0,037	2,8318	0,3531	2,5186	0,099	0,19262	0,19262	0,585	1,000	0,037	0,037	0,096	0,183	0,046	0,006	0,0210
206	3052,5	197,10	45,7839	0,091	0,032	3,0823	0,3244	2,5492	0,080	0,16832	0,16832	0,550	0,673	0,032	0,032	0,077	0,160	0,031	0,003	0,0210
207	3053,0	197,12	41,8086	0,029	0,010	2,7422	0,3647	2,5471	0,082	0,14617	0,14617	0,404	0,585	0,010	0,010	0,081	0,144	0,045	0,006	0,0210
208	3053,5	197,14	53,125	0,207	0,080	2,0781	0,4812	2,4983	0,111	0,18417	0,18417	0,454	0,737	0,080	0,080	0,104	0,164	0,071	0,010	0,0210
209	3054,0	197,16	62,0781	0,348	0,151	1,5611	0,6406	2,4177	0,161	0,13258	0,13258	-0,177	0,530	0,151	0,151	0,147	0,095	0,124	0,024	0,0210
210	3054,5	197,18	61,0273	0,332	0,142	1,7847	0,5603	2,3863	0,180	0,15145	0,15145	-0,180	0,606	0,142	0,142	0,167	0,116	0,144	0,037	0,0210
211	3055,0	197,20	60,3867	0,322	0,137	2,2773	0,4391	2,4976	0,112	0,20816	0,20816	0,602	0,833	0,137	0,137	0,100	0,174	0,058	0,008	0,0210

Figura B.

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																	
Disciplina : GEO-215 - Perfilagem Geofísica de Poços																	
Orientador: Geraldo Girão Nery																	
Estudante : Adan Cerqueira Lopes																	
POÇO : 3-NA-04-RJS																	
Campo: Namorado																	
Bacia: Campos																	
Planilha de Cálculos Interpretativos																	

Figura B.12: Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																		
Disciplina : GEO-215 - Perfilagem Geofísica de Poços																		
Orientador: Geraldo Girão Nery																		
Estudante : Adan Cerqueira Lopes																		
POÇO : 3-NA-04-RJS																		
Campo: Namorado																		
Bacia: Campos																		
Planilha de Cálculos Interpretativos																		

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Figura B.14: Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.

[illegible]

Figura B.15: Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																						
Disciplina : GEO-215 - Perfilagem Geofísica de Poços																						
Orientador: Geraldo Girão Nery																						
Estudante : Adan Cerqueira Lopes																						
POÇO : 3-NA-04-RJS																						
Campo: Namorado																						
Planilha de Cálculos Interpretativos																						
Bacia: Campos																						
PARÂMETROS:	P.Final	GRMAX	GRMIN	AGR	Rmf	TSup	GG(f/m)	RHOM	RHOF	PHINSH	PHIDSH	m	a	RwAmin	FT RWA	Rsh	n					
Intervalo: 2950/3110,5	3150	103,4	40,0	3	0,4	75	0,04	2,68	1,05	0,25	0,09	2	1	0,0210	197,26	2	2					
Ponto	Prof	FT	GR	IGR	VSHGR	RILD	CILD(S/m)	RhoB	PHID	PHINLS	PHINLT	VSHND	VSHN	VSHGR	VSHmenor	PHIDC	PHINC	PHIE	RwA	Rw		
288	3093,5	198,74	59,6094	0,309	0,130	6,3623	0,1572	2,2097	0,289	0,26645	0,26645	-0,138	1,000	0,130	0,130	0,277	0,234	0,256	0,418	0,0208		
289	3094,0	198,76	53,6875	0,216	0,084	6,6562	0,1502	2,2620	0,256	0,24816	0,24816	-0,052	1,000	0,084	0,084	0,249	0,227	0,238	0,378	0,0208		
290	3094,5	198,78	54,207	0,224	0,088	8,4727	0,1180	2,2942	0,237	0,23488	0,23488	-0,011	1,000	0,088	0,088	0,229	0,213	0,221	0,414	0,0208		
291	3095,0	198,80	68,9648	0,457	0,219	15,1250	0,0661	2,2698	0,252	0,23512	0,23512	-0,103	1,000	0,219	0,219	0,232	0,180	0,208	0,653	0,0208		
292	3095,5	198,82	65,75	0,406	0,186	58,9375	0,0170	2,3843	0,181	0,15563	0,15563	-0,161	1,000	0,186	0,186	0,165	0,109	0,140	1,150	0,0208		
293	3096,0	198,84	56,1641	0,255	0,102	89,8125	0,0111	2,5091	0,105	0,09527	0,09527	-0,060	1,000	0,102	0,102	0,096	0,070	0,084	0,629	0,0208		
294	3096,5	198,86	53,5352	0,214	0,083	27,1875	0,0368	2,3406	0,208	0,16813	0,16813	-0,251	1,000	0,083	0,083	0,201	0,147	0,176	0,843	0,0208		
295	3097,0	198,88	57,3516	0,274	0,112	10,2539	0,0975	2,2902	0,239	0,20199	0,20199	-0,232	1,000	0,112	0,112	0,229	0,174	0,203	0,424	0,0208		
296	3097,5	198,90	59,5	0,308	0,129	12,7070	0,0787	2,3103	0,227	0,20691	0,20691	-0,124	1,000	0,129	0,129	0,215	0,175	0,196	0,488	0,0208		
297	3098,0	198,92	58,7136	0,295	0,123	24,8750	0,0402	2,3035	0,231	0,19526	0,19526	-0,223	1,000	0,123	0,123	0,220	0,165	0,194	0,939	0,0208		
298	3098,5	198,94	57,7461	0,280	0,115	31,7969	0,0314	2,2639	0,255	0,21234	0,21234	-0,268	1,000	0,115	0,115	0,245	0,184	0,216	1,490	0,0208		
299	3099,0	198,96	55,8828	0,251	0,100	19,5625	0,0511	2,2807	0,245	0,23044	0,23044	-0,091	1,000	0,100	0,100	0,236	0,205	0,221	0,957	0,0208		
300	3099,5	198,98	57,9258	0,283	0,116	16,9883	0,0589	2,2826	0,244	0,22453	0,22453	-0,120	1,000	0,116	0,116	0,233	0,195	0,215	0,787	0,0208		
301	3100,0	199,00	57,9727	0,284	0,117	13,6641	0,0732	2,2824	0,244	0,21949	0,21949	-0,153	1,000	0,117	0,117	0,233	0,190	0,213	0,620	0,0208		
302	3100,5	199,02	58,9336	0,299	0,124	12,7539	0,0784	2,2752	0,248	0,23004	0,23004	-0,114	1,000	0,124	0,124	0,237	0,199	0,219	0,611	0,0208		
303	3101,0	199,04	62,0195	0,348	0,151	14,5547	0,0687	2,2229	0,280	0,21676	0,21676	-0,398	1,000	0,151	0,151	0,267	0,179	0,227	0,752	0,0208		
304	3101,5	199,06	64,7305	0,390	0,176	36,5625	0,0274	2,2231	0,280	0,22339	0,22339	-0,356	1,000	0,176	0,176	0,264	0,179	0,226	1,867	0,0208		
305	3102,0	199,08	66,8398	0,424	0,197	91,4375	0,0109	2,2397	0,270	0,24984	0,24984	-0,127	1,000	0,197	0,197	0,252	0,201	0,228	4,754	0,0208		
306	3102,5	199,10	67,6758	0,437	0,205	35,0625	0,0285	2,2482	0,265	0,25172	0,25172	-0,082	1,000	0,205	0,205	0,246	0,200	0,225	1,768	0,0208		

Figura B.16: Planilha de cálculos interpretativos do poço 3-NA-04.

UFBA - Curso de Graduação em Geofísica																			
Disciplina : GEO-215 - Perfilagem Geofísica de Poços																			
Orientador: Geraldo Girão Nery																			
Estudante Adan Cerqueira Lopes																			
POÇO : 3-NA-04-RJS																			
Campo: Namorado																			
Planilha de Cálculos Interpretativos																			
Bacia: Campos																			

APÊNDICE C

Planilhas de Cálculos de *Net Pay*

		CutOff de Archie						CutOff de Simandoux						CutOff de Indonésia						CutOff de Schlumberger					
Ponto	Prof	SwA	SwA	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSm	VSH	PHIE	Sw	NP	SwI	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSch	VSH	PHIE	Sw	NP			
			<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	<= 0,35																>= 0,1	<= 0,6	(m)
1	2950	3,036	1	0,5	0	0	0	1,961	1	0,5	0	0	0	1,399	1	0,5	0	0	0	1,718	1	0,5	0	0	0
2	2950,5	3,5	1	0	0	0	0	2,051	1	0	0	0	0	1,433	1	0	0	0	0	1,807	1	0	0	0	0
3	2951	1,79	1	0	0	0	0	1,259	1	0	0	0	0	0,957	0,957	0	0	0	0	1,047	1	0	0	0	0
4	2951,5	1,958	1	0	0	0	0	1,27	1	0	0	0	0	0,948	0,948	0	0	0	0	1,046	1	0	0	0	0
5	2952	1,854	1	0	0	0	0	1,163	1	0	0	0	0	0,856	0,856	0	0	0	0	0,909	0,909	0	0	0	0
6	2952,5	1,451	1	0	0	0	0	1,004	1	0	0	0	0	0,757	0,757	0	0	0	0	0,756	0,756	0	0	0	0
7	2953	2,133	1	0	0	0	0	1,337	1	0	0	0	0	0,974	0,974	0	0	0	0	1,09	1	0	0	0	0
8	2953,5	1,427	1	0	0	0	0	0,985	0,985	0	0	0	0	0,744	0,744	0	0	0	0	0,737	0,737	0	0	0	0
9	2954	1,007	1	0	0,5	0	0	0,816	0,816	0	0,5	0	0	0,672	0,672	0	0,5	0	0	0,662	0,662	0	0,5	0	0
10	2954,5	1,443	1	0	0	0	0	1,063	1	0	0	0	0	0,841	0,841	0	0	0	0	0,882	0,882	0	0	0	0
11	2955	4,629	1	0,5	0	0	0	2,443	1	0,5	0	0	0	1,801	1	0,5	0	0	0	2,268	1	0,5	0	0	0
12	2955,5	4,629	1	0	0	0	0	1,53	1	0	0	0	0	1,139	1	0	0	0	0	1,384	1	0	0	0	0
13	2956	1,57	1	0	0	0	0	1,142	1	0	0	0	0	0,897	0,897	0	0	0	0	0,959	0,959	0	0	0	0
14	2956,5	2,002	1	0,5	0	0	0	1,734	1	0,5	0	0	0	1,516	1	0,5	0	0	0	1,628	1	0,5	0	0	0
15	2957	1,963	1	0,5	0	0	0	1,779	1	0,5	0	0	0	1,6	1	0,5	0	0	0	1,692	1	0,5	0	0	0
16	2957,5	2,168	1	0,5	0	0	0	1,952	1	0,5	0	0	0	1,743	1	0,5	0	0	0	1,859	1	0,5	0	0	0
17	2958	3,004	1	0,5	0	0	0	2,707	1	0,5	0	0	0	2,439	1	0,5	0	0	0	2,619	1	0,5	0	0	0
18	2958,5	2,593	1	0,5	0	0	0	2,471	1	0,5	0	0	0	2,358	1	0,5	0	0	0	2,429	1	0,5	0	0	0
19	2959	4,627	1	0,5	0	0	0	4,301	1	0,5	0	0	0	4,02	1	0,5	0	0	0	4,24	1	0,5	0	0	0
20	2959,5	4,627	1	0,5	0	0	0	3,852	1	0,5	0	0	0	3,307	1	0,5	0	0	0	3,728	1	0,5	0	0	0
21	2960	3,687	1	0,5	0	0	0	3,178	1	0,5	0	0	0	2,764	1	0,5	0	0	0	3,063	1	0,5	0	0	0

Figura C.1: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

Ponto	Prof	SwA	Cutoff de Archie					Cutoff de Simandoux					Cutoff de Indonésia					Cutoff de Schlumberger							
			SwA	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSm	VSH	PHIE	Sw	NP	SwI	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSch	VSH	PHIE	Sw	NP			
			<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)							
22	2960,5	3,681	1	0,5	0	0	0	3,119	1	0,5	0	0	0	2,669	1	0,5	0	0	0	2,992	1	0,5	0	0	0
23	2961	4,626	1	0,5	0	0	0	3,669	1	0,5	0	0	0	3,009	1	0,5	0	0	0	3,513	1	0,5	0	0	0
24	2961,5	4,626	1	0,5	0	0	0	3,955	1	0,5	0	0	0	3,419	1	0,5	0	0	0	3,833	1	0,5	0	0	0
25	2962	4,626	1	0,5	0	0	0	3,701	1	0,5	0	0	0	3,053	1	0,5	0	0	0	3,549	1	0,5	0	0	0
26	2962,5	4,625	1	0,5	0	0	0	3,558	1	0,5	0	0	0	2,878	1	0,5	0	0	0	3,396	1	0,5	0	0	0
27	2963	4,625	1	0,5	0	0	0	3,344	1	0,5	0	0	0	2,654	1	0,5	0	0	0	3,176	1	0,5	0	0	0
28	2963,5	3,158	1	0,5	0	0	0	2,317	1	0,5	0	0	0	1,833	1	0,5	0	0	0	2,148	1	0,5	0	0	0
29	2964	2,735	1	0,5	0	0	0	1,97	1	0,5	0	0	0	1,54	1	0,5	0	0	0	1,794	1	0,5	0	0	0
30	2964,5	1,981	1	0,5	0	0	0	1,561	1	0,5	0	0	0	1,271	1	0,5	0	0	0	1,407	1	0,5	0	0	0
31	2965	1,623	1	0	0	0	0	1,151	1	0	0	0	0	0,903	0,903	0	0	0	0	0,969	0,969	0	0	0	0
32	2965,5	1,803	1	0,5	0	0	0	1,411	1	0,5	0	0	0	1,162	1	0,5	0	0	0	1,268	1	0,5	0	0	0
33	2966	2,135	1	0,5	0	0	0	1,979	1	0,5	0	0	0	1,85	1	0,5	0	0	0	1,922	1	0,5	0	0	0
34	2966,5	2,78	1	0,5	0	0	0	2,542	1	0,5	0	0	0	2,356	1	0,5	0	0	0	2,477	1	0,5	0	0	0
35	2967	4,623	1	0,5	0	0	0	4,357	1	0,5	0	0	0	4,144	1	0,5	0	0	0	4,311	1	0,5	0	0	0
36	2967,5	4,623	1	0,5	0	0	0	4,049	1	0,5	0	0	0	3,602	1	0,5	0	0	0	3,95	1	0,5	0	0	0
37	2968	1,591	1	0,5	0	0	0	1,415	1	0,5	0	0	0	1,239	1	0,5	0	0	0	1,309	1	0,5	0	0	0
38	2968,5	2,032	1	0,5	0	0	0	1,75	1	0,5	0	0	0	1,491	1	0,5	0	0	0	1,623	1	0,5	0	0	0
39	2969	3,105	1	0,5	0	0	0	2,819	1	0,5	0	0	0	2,544	1	0,5	0	0	0	2,731	1	0,5	0	0	0
40	2969,5	2,392	1	0,5	0	0	0	2,166	1	0,5	0	0	0	1,948	1	0,5	0	0	0	2,078	1	0,5	0	0	0
41	2970	1,822	1	0,5	0	0	0	1,686	1	0,5	0	0	0	1,558	1	0,5	0	0	0	1,62	1	0,5	0	0	0
42	2970,5	1,693	1	0,5	0	0	0	1,547	1	0,5	0	0	0	1,413	1	0,5	0	0	0	1,473	1	0,5	0	0	0

Figura C.2: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

			Cutoff de Archie						Cutoff de Simandoux						Cutoff de Indonésia						Cutoff de Schlumberger												
			SwA	VSH	PHIE	Sw	NP																										
								SwSm									SwI							SwSch									
Ponto	Prof	SwA	<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	SwSm	<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	SwI	<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	SwSch	<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	SwSch	<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	SwSch	<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)		
43	2971	1,214	1	0,5	0	0	0	1,145	1	0,5	0	0	0	1,076	1	0,5	0	0	0	1,094	1	0,5	0	0	0	1,094	1	0,5	0	0	0	0	
44	2971,5	1,246	1	0,5	0	0	0	1,123	1	0,5	0	0	0	1,011	1	0,5	0	0	0	1,04	1	0,5	0	0	0	1,04	1	0,5	0	0	0	0	
45	2972	2,082	1	0	0	0	0	1,417	1	0	0	0	0	1,086	1	0	0	0	0	1,224	1	0	0	0	0	1,224	1	0	0	0	0	0	
46	2972,5	1,403	1	0	0	0	0	0,939	0,939	0	0	0	0	0,719	0,719	0	0	0	0	0,706	0,706	0	0	0	0	0,706	0,706	0	0	0	0	0	
47	2973	2,431	1	0	0	0	0	1,506	1	0	0	0	0	1,098	1	0	0	0	0	1,275	1	0	0	0	0	1,275	1	0	0	0	0	0	
48	2973,5	4,62	1	0,5	0	0	0	3,655	1	0,5	0	0	0	2,982	1	0,5	0	0	0	3,495	1	0,5	0	0	0	3,495	1	0,5	0	0	0	0	
49	2974	3,572	1	0,5	0	0	0	3,435	1	0,5	0	0	0	3,311	1	0,5	0	0	0	3,401	1	0,5	0	0	0	3,401	1	0,5	0	0	0	0	
50	2974,5	1,169	1	0,5	0	0	0	1,115	1	0,5	0	0	0	1,067	1	0,5	0	0	0	1,078	1	0,5	0	0	0	1,078	1	0,5	0	0	0	0	
51	2975	1	1	0,5	0	0	0	0,828	0,828	0,5	0	0	0	0,696	0,696	0,5	0	0	0	0,692	0,692	0,5	0	0	0	0,692	0,692	0,5	0	0	0	0	
52	2975,5	1,15	1	0	0	0	0	0,755	0,755	0	0	0	0	0,586	0,586	0	0	0,5	0	0,461	0,461	0	0	0,5	0	0,461	0,461	0	0	0,5	0	0	
53	2976	1,489	1	0,5	0	0	0	1,368	1	0,5	0	0	0	1,22	1	0,5	0	0	0	1,273	1	0,5	0	0	0	1,273	1	0,5	0	0	0	0	
54	2976,5	1,652	1	0,5	0	0	0	1,533	1	0,5	0	0	0	1,387	1	0,5	0	0	0	1,449	1	0,5	0	0	0	1,449	1	0,5	0	0	0	0	
55	2977	1,417	1	0,5	0	0	0	1,284	1	0,5	0	0	0	1,156	1	0,5	0	0	0	1,2	1	0,5	0	0	0	1,2	1	0,5	0	0	0	0	
56	2977,5	4,618	1	0,5	0	0	0	2,813	1	0,5	0	0	0	2,126	1	0,5	0	0	0	2,634	1	0,5	0	0	0	2,634	1	0,5	0	0	0	0	
57	2978	4,618	1	0,5	0	0	0	4,368	1	0,5	0	0	0	4,123	1	0,5	0	0	0	4,315	1	0,5	0	0	0	4,315	1	0,5	0	0	0	0	
58	2978,5	2,15	1	0,5	0	0	0	2,052	1	0,5	0	0	0	1,927	1	0,5	0	0	0	1,996	1	0,5	0	0	0	1,996	1	0,5	0	0	0	0	
59	2979	1,404	1	0,5	0	0	0	1,35	1	0,5	0	0	0	1,278	1	0,5	0	0	0	1,302	1	0,5	0	0	0	1,302	1	0,5	0	0	0	0	
60	2979,5	1,232	1	0,5	0	0	0	1,208	1	0,5	0	0	0	1,177	1	0,5	0	0	0	1,184	1	0,5	0	0	0	1,184	1	0,5	0	0	0	0	
61	2980	1,241	1	0,5	0	0	0	1,213	1	0,5	0	0	0	1,179	1	0,5	0	0	0	1,187	1	0,5	0	0	0	1,187	1	0,5	0	0	0	0	
62	2980,5	1,442	1	0,5	0	0	0	1,386	1	0,5	0	0	0	1,32	1	0,5	0	0	0	1,344	1	0,5	0	0	0	1,344	1	0,5	0	0	0	0	
63	2981	1,855	1	0,5	0	0	0	1,715	1	0,5	0	0	0	1,573	1	0,5	0	0	0	1,643	1	0,5	0	0	0	1,643	1	0,5	0	0	0	0	

		CutOff de Archie						CutOff de Simandoux						CutOff de Indonésia						CutOff de Schlumberger					
		SwA	VSH	PHIE	Sw	NP																			
Ponto	Prof	SwA	<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	SwSm	<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	SwI	<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	SwSch	<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)				
64	2981,5	1,486	1	0,5	0	0	1,383	1	0,5	0	0	0	1,283	1	0,5	0	0	1,321	1	0,5	0	0	0		
65	2982	1,217	1	0,5	0	0	1,189	1	0,5	0	0	0	1,161	1	0,5	0	0	1,168	1	0,5	0	0	0		
66	2982,5	1,13	1	0,5	0	0	1,103	1	0,5	0	0	0	1,075	1	0,5	0	0	1,081	1	0,5	0	0	0		
67	2983	2,315	1	0,5	0	0	2,155	1	0,5	0	0	0	2,024	1	0,5	0	0	2,101	1	0,5	0	0	0		
68	2983,5	4,616	1	0,5	0	0	4,378	1	0,5	0	0	0	4,234	1	0,5	0	0	4,345	1	0,5	0	0	0		
69	2984	4,615	1	0,5	0	0	4,615	1	0,5	0	0	0	4,615	1	0,5	0	0	4,615	1	0,5	0	0	0		
70	2984,5	4,615	1	0,5	0	0	4,615	1	0,5	0	0	0	4,615	1	0,5	0	0	4,615	1	0,5	0	0	0		
71	2985	4,615	1	0,5	0	0	3,626	1	0,5	0	0	0	2,93	1	0,5	0	0	3,46	1	0,5	0	0	0		
72	2985,5	2,339	1	0,5	0	0	1,969	1	0,5	0	0	0	1,644	1	0,5	0	0	1,827	1	0,5	0	0	0		
73	2986	1,702	1	0,5	0	0	1,48	1	0,5	0	0	0	1,264	1	0,5	0	0	1,355	1	0,5	0	0	0		
74	2986,5	1,211	1	0,5	0	0	1,003	1	0,5	0	0	0	0,823	0,823	0,5	0	0	0,846	0,846	0,5	0	0	0		
75	2987	1,988	1	0,5	0	0	1,43	1	0,5	0	0	0	1,097	1	0,5	0	0	1,232	1	0,5	0	0	0		
76	2987,5	3,059	1	0	0	0	1,114	1	0	0	0	0	0,859	0,859	0	0	0	0,906	0,906	0	0	0	0		
77	2988	1,417	1	0	0	0	0,68	0,68	0	0	0	0	0,569	0,569	0	0	0,5	0	0,401	0,401	0	0	0,5	0	
78	2988,5	1,076	1	0	0	0	0,614	0,614	0	0	0	0	0,512	0,512	0	0	0,5	0	0,372	0,372	0	0	0,5	0	
79	2989	0,859	0,859	0	0	0	0,581	0,581	0	0	0,5	0	0,488	0,488	0	0	0,5	0	0,412	0,412	0	0	0,5	0	
80	2989,5	0,668	0,668	0	0,5	0	0,502	0,502	0	0,5	0,5	0	0,434	0,434	0	0,5	0,5	0	0,373	0,373	0	0,5	0,5	0	
81	2990	0,781	0,781	0	0,5	0	0,552	0,552	0	0,5	0,5	0	0,467	0,467	0	0,5	0,5	0	0,394	0,394	0	0,5	0,5	0	
82	2990,5	0,797	0,797	0	0,5	0	0,602	0,602	0	0,5	0	0	0,498	0,498	0	0,5	0,5	0	0,43	0,43	0	0,5	0,5	0	
83	2991	1,017	1	0	0,5	0	0,786	0,786	0	0,5	0	0	0,627	0,627	0	0,5	0	0	0,588	0,588	0	0,5	0,5	0	
84	2991,5	1,282	1	0	0	0	0,798	0,798	0	0	0	0	0,615	0,615	0	0	0	0	0,499	0,499	0	0	0,5	0	

Figura C.4: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

		CutOff de Archie						CutOff de Simandoux						CutOff de Indonésia						CutOff de Schlumberger					
Ponto	Prof	SwA	SwA	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSm	SwSm	VSH	PHIE	Sw	NP	SwI	SwI	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSch	SwSch	VSH	PHIE	Sw	NP
				<= 0,35	>=0,1	<=0,6	(m)			<=0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)			<=0,35	>=0,1	<=0,6	(m)			<= 0,35	>=0,1	<=0,6	(m)
85	2992	0,967	0,967	0	0	0	0	0,544	0,544	0	0	0,5	0	0,469	0,469	0	0	0,5	0	0,322	0,322	0	0	0,5	0
86	2992,5	0,818	0,818	0	0	0	0	0,406	0,406	0	0	0,5	0	0,392	0,392	0	0	0,5	0	0,272	0,272	0	0	0,5	0
87	2993	0,387	0,387	0	0,5	0,5	0	0,231	0,231	0	0,5	0,5	0	0,254	0,254	0	0,5	0,5	0	0,194	0,194	0	0,5	0,5	0
88	2993,5	0,381	0,381	0	0,5	0,5	0	0,256	0,256	0	0,5	0,5	0	0,269	0,269	0	0,5	0,5	0	0,218	0,218	0	0,5	0,5	0
89	2994	0,474	0,474	0,5	0,5	0,5	0,5	0,453	0,453	0,5	0,5	0,5	0,5	0,443	0,443	0,5	0,5	0,5	0,5	0,433	0,433	0,5	0,5	0,5	0,5
90	2994,5	0,405	0,405	0,5	0,5	0,5	0,5	0,398	0,398	0,5	0,5	0,5	0,5	0,395	0,395	0,5	0,5	0,5	0,5	0,389	0,389	0,5	0,5	0,5	0,5
91	2995	0,479	0,479	0	0,5	0,5	0	0,294	0,294	0	0,5	0,5	0	0,302	0,302	0	0,5	0,5	0	0,238	0,238	0	0,5	0,5	0
92	2995,5	0,424	0,424	0	0	0,5	0	0,23	0,23	0	0	0,5	0	0,265	0,265	0	0	0,5	0	0,196	0,196	0	0	0,5	0
93	2996	0,28	0,28	0,5	0,5	0,5	0,5	0,237	0,237	0,5	0,5	0,5	0,5	0,239	0,239	0,5	0,5	0,5	0,5	0,213	0,213	0,5	0,5	0,5	0,5
94	2996,5	0,281	0,281	0,5	0,5	0,5	0,5	0,257	0,257	0,5	0,5	0,5	0,5	0,257	0,257	0,5	0,5	0,5	0,5	0,24	0,24	0,5	0,5	0,5	0,5
95	2997	0,237	0,237	0,5	0,5	0,5	0,5	0,223	0,223	0,5	0,5	0,5	0,5	0,222	0,222	0,5	0,5	0,5	0,5	0,21	0,21	0,5	0,5	0,5	0,5
96	2997,5	0,194	0,194	0,5	0,5	0,5	0,5	0,182	0,182	0,5	0,5	0,5	0,5	0,181	0,181	0,5	0,5	0,5	0,5	0,169	0,169	0,5	0,5	0,5	0,5
97	2998	0,232	0,232	0,5	0,5	0,5	0,5	0,205	0,205	0,5	0,5	0,5	0,5	0,201	0,201	0,5	0,5	0,5	0,5	0,176	0,176	0,5	0,5	0,5	0,5
98	2998,5	0,237	0,237	0,5	0,5	0,5	0,5	0,219	0,219	0,5	0,5	0,5	0,5	0,216	0,216	0,5	0,5	0,5	0,5	0,2	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5
99	2999	0,237	0,237	0,5	0,5	0,5	0,5	0,217	0,217	0,5	0,5	0,5	0,5	0,215	0,215	0,5	0,5	0,5	0,5	0,197	0,197	0,5	0,5	0,5	0,5
100	2999,5	0,265	0,265	0,5	0,5	0,5	0,5	0,249	0,249	0,5	0,5	0,5	0,5	0,245	0,245	0,5	0,5	0,5	0,5	0,231	0,231	0,5	0,5	0,5	0,5
101	3000	0,271	0,271	0,5	0,5	0,5	0,5	0,267	0,267	0,5	0,5	0,5	0,5	0,266	0,266	0,5	0,5	0,5	0,5	0,261	0,261	0,5	0,5	0,5	0,5
102	3000,5	0,313	0,313	0,5	0,5	0,5	0,5	0,312	0,312	0,5	0,5	0,5	0,5	0,311	0,311	0,5	0,5	0,5	0,5	0,31	0,31	0,5	0,5	0,5	0,5
103	3001	2,243	1	0,5	0	0	0	1,656	1	0,5	0	0	0	1,369	1	0,5	0	0	0	1,52	1	0,5	0	0	0
104	3001,5	2,898	1	0	0	0	0	1,358	1	0	0	0	0	1,098	1	0	0	0	0	1,23	1	0	0	0	0
105	3002	0,953	0,953	0,5	0	0	0	0,694	0,694	0,5	0	0	0	0,617	0,617	0,5	0	0	0	0,599	0,599	0,5	0	0,5	0

Figura C.5: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

		CutOff de Archie						CutOff de Simandoux						CutOff de Indonésia						CutOff de Schlumberger					
Ponto	Prof	SwA	SwA	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSm	VSH	PHIE	Sw	NP	Swl	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSch	VSH	PHIE	Sw	NP			
			<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	<= 0,35		>= 0,1	<= 0,6	(m)	<= 0,35		>= 0,1	<= 0,6	(m)	<= 0,35		>= 0,1	<= 0,6	(m)				
106	3002,5	0,424	0,424	0,5	0,5	0,5	0,5	0,376	0,376	0,5	0,5	0,5	0,5	0,361	0,361	0,5	0,5	0,5	0,5	0,338	0,338	0,5	0,5	0,5	0,5
107	3003	0,288	0,288	0,5	0,5	0,5	0,5	0,266	0,266	0,5	0,5	0,5	0,5	0,26	0,26	0,5	0,5	0,5	0,5	0,241	0,241	0,5	0,5	0,5	0,5
108	3003,5	0,286	0,286	0,5	0,5	0,5	0,5	0,275	0,275	0,5	0,5	0,5	0,5	0,271	0,271	0,5	0,5	0,5	0,5	0,261	0,261	0,5	0,5	0,5	0,5
109	3004	0,351	0,351	0,5	0,5	0,5	0,5	0,343	0,343	0,5	0,5	0,5	0,5	0,339	0,339	0,5	0,5	0,5	0,5	0,332	0,332	0,5	0,5	0,5	0,5
110	3004,5	0,476	0,476	0,5	0,5	0,5	0,5	0,449	0,449	0,5	0,5	0,5	0,5	0,436	0,436	0,5	0,5	0,5	0,5	0,423	0,423	0,5	0,5	0,5	0,5
111	3005	0,469	0,469	0,5	0,5	0,5	0,5	0,403	0,403	0,5	0,5	0,5	0,5	0,383	0,383	0,5	0,5	0,5	0,5	0,356	0,356	0,5	0,5	0,5	0,5
112	3005,5	0,329	0,329	0,5	0,5	0,5	0,5	0,29	0,29	0,5	0,5	0,5	0,5	0,284	0,284	0,5	0,5	0,5	0,5	0,26	0,26	0,5	0,5	0,5	0,5
113	3006	0,348	0,348	0	0,5	0,5	0	0,272	0,272	0	0,5	0,5	0	0,261	0,261	0	0,5	0,5	0	0,216	0,216	0	0,5	0,5	0
114	3006,5	0,272	0,272	0,5	0,5	0,5	0,5	0,231	0,231	0,5	0,5	0,5	0,5	0,228	0,228	0,5	0,5	0,5	0,5	0,199	0,199	0,5	0,5	0,5	0,5
115	3007	0,283	0,283	0,5	0,5	0,5	0,5	0,24	0,24	0,5	0,5	0,5	0,5	0,243	0,243	0,5	0,5	0,5	0,5	0,217	0,217	0,5	0,5	0,5	0,5
116	3007,5	0,214	0,214	0,5	0,5	0,5	0,5	0,197	0,197	0,5	0,5	0,5	0,5	0,198	0,198	0,5	0,5	0,5	0,5	0,184	0,184	0,5	0,5	0,5	0,5
117	3008	0,255	0,255	0,5	0,5	0,5	0,5	0,245	0,245	0,5	0,5	0,5	0,5	0,242	0,242	0,5	0,5	0,5	0,5	0,231	0,231	0,5	0,5	0,5	0,5
118	3008,5	0,306	0,306	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,296	0,296	0,5	0,5	0,5	0,5	0,288	0,288	0,5	0,5	0,5	0,5
119	3009	0,519	0,519	0,5	0,5	0,5	0,5	0,512	0,512	0,5	0,5	0,5	0,5	0,507	0,507	0,5	0,5	0,5	0,5	0,503	0,503	0,5	0,5	0,5	0,5
120	3009,5	0,593	0,593	0,5	0,5	0,5	0,5	0,584	0,584	0,5	0,5	0,5	0,5	0,578	0,578	0,5	0,5	0,5	0,5	0,575	0,575	0,5	0,5	0,5	0,5
121	3010	2,513	1	0,5	0	0	0	2,241	1	0,5	0	0	0	2,08	1	0,5	0	0	0	2,177	1	0,5	0	0	0
122	3010,5	2,787	1	0,5	0	0	0	2,217	1	0,5	0	0	0	1,938	1	0,5	0	0	0	2,112	1	0,5	0	0	0
123	3011	0,786	0,786	0	0	0	0	0,591	0,591	0	0	0,5	0	0,529	0,529	0	0	0,5	0	0,5	0,5	0	0	0,5	0
124	3011,5	0,45	0,45	0,5	0,5	0,5	0,5	0,363	0,363	0,5	0,5	0,5	0,5	0,343	0,343	0,5	0,5	0,5	0,5	0,305	0,305	0,5	0,5	0,5	0,5
125	3012	0,341	0,341	0,5	0,5	0,5	0,5	0,325	0,325	0,5	0,5	0,5	0,5	0,32	0,32	0,5	0,5	0,5	0,5	0,308	0,308	0,5	0,5	0,5	0,5
126	3012,5	0,354	0,354	0,5	0,5	0,5	0,5	0,332	0,332	0,5	0,5	0,5	0,5	0,32	0,32	0,5	0,5	0,5	0,5	0,301	0,301	0,5	0,5	0,5	0,5

Figura C.6: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

		Cutoff de Archie						Cutoff de Simandoux						Cutoff de Indonésia						Cutoff de Schlumberger					
Ponto	Prof	SwA	SwA	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSm	VSH	PHIE	Sw	NP	Swl	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSch	VSH	PHIE	Sw	NP			
			<= 0,35	>=0,1	<=0,6	(m)	<=0,35																>=0,1	<= 0,6	(m)
127	3013	0,546	0,546	0,5	0,5	0,5	0,5	0,524	0,524	0,5	0,5	0,5	0,5	0,503	0,503	0,5	0,5	0,5	0,5	0,492	0,492	0,5	0,5	0,5	0,5
128	3013,5	1,491	1	0,5	0	0	0	1,445	1	0,5	0	0	0	1,402	1	0,5	0	0	0	1,418	1	0,5	0	0	0
129	3014	2,515	1	0,5	0	0	0	1,287	1	0,5	0	0	0	1,074	1	0,5	0	0	0	1,169	1	0,5	0	0	0
130	3014,5	14,55	1	0	0	0	0	0,582	0,582	0	0	0,5	0	0,751	0,751	0	0	0	0	0,58	0,58	0	0	0,5	0
131	3015	0,449	0,449	0,5	0,5	0,5	0,5	0,352	0,352	0,5	0,5	0,5	0,5	0,356	0,356	0,5	0,5	0,5	0,5	0,319	0,319	0,5	0,5	0,5	0,5
132	3015,5	0,197	0,197	0,5	0,5	0,5	0,5	0,179	0,179	0,5	0,5	0,5	0,5	0,184	0,184	0,5	0,5	0,5	0,5	0,17	0,17	0,5	0,5	0,5	0,5
133	3016	0,149	0,149	0,5	0,5	0,5	0,5	0,134	0,134	0,5	0,5	0,5	0,5	0,138	0,138	0,5	0,5	0,5	0,5	0,124	0,124	0,5	0,5	0,5	0,5
134	3016,5	0,188	0,188	0,5	0,5	0,5	0,5	0,168	0,168	0,5	0,5	0,5	0,5	0,168	0,168	0,5	0,5	0,5	0,5	0,149	0,149	0,5	0,5	0,5	0,5
135	3017	0,297	0,297	0,5	0,5	0,5	0,5	0,283	0,283	0,5	0,5	0,5	0,5	0,274	0,274	0,5	0,5	0,5	0,5	0,258	0,258	0,5	0,5	0,5	0,5
136	3017,5	0,364	0,364	0,5	0,5	0,5	0,5	0,36	0,36	0,5	0,5	0,5	0,5	0,357	0,357	0,5	0,5	0,5	0,5	0,352	0,352	0,5	0,5	0,5	0,5
137	3018	1,07	1	0	0	0	0	0,743	0,743	0	0	0	0	0,601	0,601	0	0	0	0	0,561	0,561	0	0	0,5	0
138	3018,5	2,214	1	0	0	0	0	1,003	1	0	0	0	0	0,828	0,828	0	0	0	0	0,866	0,866	0	0	0	0
139	3019	1,258	1	0,5	0	0	0	0,989	0,989	0,5	0	0	0	0,904	0,904	0,5	0	0	0	0,914	0,914	0,5	0	0	0
140	3019,5	0,806	0,806	0,5	0	0	0	0,743	0,743	0,5	0	0	0	0,712	0,712	0,5	0	0	0	0,706	0,706	0,5	0	0	0
141	3020	1,221	1	0,5	0	0	0	1,154	1	0,5	0	0	0	1,104	1	0,5	0	0	0	1,116	1	0,5	0	0	0
142	3020,5	4,599	1	0,5	0	0	0	3,739	1	0,5	0	0	0	3,254	1	0,5	0	0	0	3,627	1	0,5	0	0	0
143	3021	4,599	1	0,5	0	0	0	3,477	1	0,5	0	0	0	2,935	1	0,5	0	0	0	3,347	1	0,5	0	0	0
144	3021,5	0,863	0,863	0,5	0,5	0	0	0,816	0,816	0,5	0,5	0	0	0,779	0,779	0,5	0,5	0	0	0,778	0,778	0,5	0,5	0	0
145	3022	1,031	1	0,5	0	0	0	0,99	0,99	0,5	0	0	0	0,953	0,953	0,5	0	0	0	0,958	0,958	0,5	0	0	0
146	3022,5	2,379	1	0,5	0	0	0	2,24	1	0,5	0	0	0	2,121	1	0,5	0	0	0	2,192	1	0,5	0	0	0
147	3023	4,598	1	0,5	0	0	0	3,953	1	0,5	0	0	0	3,57	1	0,5	0	0	0	3,866	1	0,5	0	0	0

Figura C.7: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

		CutOff de Archie						CutOff de Simandoux						CutOff de Indonésia						CutOff de Schlumberger					
Ponto	Prof	SwA	SwA	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSm	SwSm	VSH	PHIE	Sw	NP	SwI	SwI	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSch	SwSch	VSH	PHIE	Sw	NP
			<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	<= 0,35		>= 0,1	<= 0,6	(m)	<= 0,35	>= 0,1		<= 0,6	(m)	<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6		(m)				
148	3023,5	4.597	1	0,5	0	0	0	3.663	1	0,5	0	0	0	3.245	1	0,5	0	0	0	3.563	1	0,5	0	0	0
149	3024	3.081	1	0,5	0	0	0	2.677	1	0,5	0	0	0	2.472	1	0,5	0	0	0	2.607	1	0,5	0	0	0
150	3024,5	2.023	1	0,5	0	0	0	1.883	1	0,5	0	0	0	1.799	1	0,5	0	0	0	1.842	1	0,5	0	0	0
151	3025	2.037	1	0,5	0	0	0	1.877	1	0,5	0	0	0	1.77	1	0,5	0	0	0	1.827	1	0,5	0	0	0
152	3025,5	4.597	1	0,5	0	0	0	3.56	1	0,5	0	0	0	3.059	1	0,5	0	0	0	3.441	1	0,5	0	0	0
153	3026	1.933	1	0,5	0	0	0	1.624	1	0,5	0	0	0	1.449	1	0,5	0	0	0	1.534	1	0,5	0	0	0
154	3026,5	1.361	1	0,5	0	0	0	1.107	1	0,5	0	0	0	0.98	0.98	0,5	0	0	0	1.015	1	0,5	0	0	0
155	3027	0.598	0.598	0,5	0,5	0,5	0,5	0.489	0.489	0,5	0,5	0,5	0,5	0.451	0.451	0,5	0,5	0,5	0,5	0.422	0.422	0,5	0,5	0,5	0,5
156	3027,5	0.387	0.387	0,5	0,5	0,5	0,5	0.35	0.35	0,5	0,5	0,5	0,5	0.34	0.34	0,5	0,5	0,5	0,5	0.32	0.32	0,5	0,5	0,5	0,5
157	3028	0.209	0.209	0,5	0,5	0,5	0,5	0.197	0.197	0,5	0,5	0,5	0,5	0.197	0.197	0,5	0,5	0,5	0,5	0.186	0.186	0,5	0,5	0,5	0,5
158	3028,5	0.154	0.154	0,5	0,5	0,5	0,5	0.144	0.144	0,5	0,5	0,5	0,5	0.146	0.146	0,5	0,5	0,5	0,5	0.136	0.136	0,5	0,5	0,5	0,5
159	3029	0.086	0.086	0,5	0,5	0,5	0,5	0.078	0.078	0,5	0,5	0,5	0,5	0.082	0.082	0,5	0,5	0,5	0,5	0.073	0.073	0,5	0,5	0,5	0,5
160	3029,5	0.071	0.071	0,5	0,5	0,5	0,5	0.062	0.062	0,5	0,5	0,5	0,5	0.067	0.067	0,5	0,5	0,5	0,5	0.059	0.059	0,5	0,5	0,5	0,5
161	3030	0.08	0.08	0,5	0,5	0,5	0,5	0.071	0.071	0,5	0,5	0,5	0,5	0.076	0.076	0,5	0,5	0,5	0,5	0.067	0.067	0,5	0,5	0,5	0,5
162	3030,5	0.102	0.102	0,5	0,5	0,5	0,5	0.094	0.094	0,5	0,5	0,5	0,5	0.098	0.098	0,5	0,5	0,5	0,5	0.09	0.09	0,5	0,5	0,5	0,5
163	3031	0.094	0.094	0,5	0,5	0,5	0,5	0.087	0.087	0,5	0,5	0,5	0,5	0.09	0.09	0,5	0,5	0,5	0,5	0.083	0.083	0,5	0,5	0,5	0,5
164	3031,5	0.124	0.124	0,5	0,5	0,5	0,5	0.115	0.115	0,5	0,5	0,5	0,5	0.118	0.118	0,5	0,5	0,5	0,5	0.108	0.108	0,5	0,5	0,5	0,5
165	3032	0.221	0.221	0,5	0,5	0,5	0,5	0.209	0.209	0,5	0,5	0,5	0,5	0.206	0.206	0,5	0,5	0,5	0,5	0.193	0.193	0,5	0,5	0,5	0,5
166	3032,5	0.219	0.219	0,5	0,5	0,5	0,5	0.217	0.217	0,5	0,5	0,5	0,5	0.217	0.217	0,5	0,5	0,5	0,5	0.215	0.215	0,5	0,5	0,5	0,5
167	3033	0.065	0.065	0,5	0,5	0,5	0,5	0.06	0.06	0,5	0,5	0,5	0,5	0.063	0.063	0,5	0,5	0,5	0,5	0.058	0.058	0,5	0,5	0,5	0,5
168	3033,5	0.035	0.035	0,5	0,5	0,5	0,5	0.031	0.031	0,5	0,5	0,5	0,5	0.034	0.034	0,5	0,5	0,5	0,5	0.03	0.03	0,5	0,5	0,5	0,5

Figura C.8: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

		CutOff de Archie						CutOff de Simandoux						CutOff de Indonésia						CutOff de Schlumberger							
		SwA	VSH	PHIE	Sw	NP			SwSm	VSH	PHIE	Sw	NP			SwI	VSH	PHIE	Sw	NP			SwSch	VSH	PHIE	Sw	NP
Ponto	Prof	SwA	<= 0,35	>=0,1	<=0,6	(m)	SwSm	<=0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	SwI	<=0,35	>=0,1	<=0,6	(m)	SwSch	<= 0,35	>=0,1	<=0,6	(m)	SwSch	<= 0,35	>=0,1	<=0,6	(m)	
169	3034	0,048	0,048	0,5	0,5	0,5	0,5	0,043	0,043	0,5	0,5	0,5	0,5	0,046	0,046	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,041	0,041	0,5	0,5	0,5	0,5	
170	3034,5	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,095	0,095	0,5	0,5	0,5	0,5	0,097	0,097	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,092	0,092	0,5	0,5	0,5	0,5	
171	3035	0,065	0,065	0,5	0,5	0,5	0,5	0,06	0,06	0,5	0,5	0,5	0,5	0,063	0,063	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,058	0,058	0,5	0,5	0,5	0,5	
172	3035,5	0,038	0,038	0,5	0,5	0,5	0,5	0,033	0,033	0,5	0,5	0,5	0,5	0,037	0,037	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,032	0,032	0,5	0,5	0,5	0,5	
173	3036	0,046	0,046	0,5	0,5	0,5	0,5	0,04	0,04	0,5	0,5	0,5	0,5	0,044	0,044	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,038	0,038	0,5	0,5	0,5	0,5	
174	3036,5	0,099	0,099	0,5	0,5	0,5	0,5	0,092	0,092	0,5	0,5	0,5	0,5	0,095	0,095	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,088	0,088	0,5	0,5	0,5	0,5	
175	3037	0,077	0,077	0,5	0,5	0,5	0,5	0,07	0,07	0,5	0,5	0,5	0,5	0,073	0,073	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,067	0,067	0,5	0,5	0,5	0,5	
176	3037,5	0,054	0,054	0,5	0,5	0,5	0,5	0,049	0,049	0,5	0,5	0,5	0,5	0,053	0,053	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,047	0,047	0,5	0,5	0,5	0,5	
177	3038	0,078	0,078	0,5	0,5	0,5	0,5	0,07	0,07	0,5	0,5	0,5	0,5	0,075	0,075	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,067	0,067	0,5	0,5	0,5	0,5	
178	3038,5	0,09	0,09	0,5	0,5	0,5	0,5	0,084	0,084	0,5	0,5	0,5	0,5	0,087	0,087	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,08	0,08	0,5	0,5	0,5	0,5	
179	3039	0,051	0,051	0,5	0,5	0,5	0,5	0,045	0,045	0,5	0,5	0,5	0,5	0,05	0,05	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,043	0,043	0,5	0,5	0,5	0,5	
180	3039,5	0,04	0,04	0,5	0,5	0,5	0,5	0,033	0,033	0,5	0,5	0,5	0,5	0,038	0,038	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,031	0,031	0,5	0,5	0,5	0,5	
181	3040	0,051	0,051	0,5	0,5	0,5	0,5	0,044	0,044	0,5	0,5	0,5	0,5	0,049	0,049	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,043	0,043	0,5	0,5	0,5	0,5	
182	3040,5	0,09	0,09	0,5	0,5	0,5	0,5	0,085	0,085	0,5	0,5	0,5	0,5	0,088	0,088	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,082	0,082	0,5	0,5	0,5	0,5	
183	3041	0,131	0,131	0,5	0,5	0,5	0,5	0,125	0,125	0,5	0,5	0,5	0,5	0,127	0,127	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,121	0,121	0,5	0,5	0,5	0,5	
184	3041,5	0,159	0,159	0,5	0,5	0,5	0,5	0,154	0,154	0,5	0,5	0,5	0,5	0,155	0,155	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,15	0,15	0,5	0,5	0,5	0,5	
185	3042	0,188	0,188	0,5	0,5	0,5	0,5	0,183	0,183	0,5	0,5	0,5	0,5	0,183	0,183	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,178	0,178	0,5	0,5	0,5	0,5	
186	3042,5	0,179	0,179	0,5	0,5	0,5	0,5	0,175	0,175	0,5	0,5	0,5	0,5	0,175	0,175	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,171	0,171	0,5	0,5	0,5	0,5	
187	3043	0,161	0,161	0,5	0,5	0,5	0,5	0,156	0,156	0,5	0,5	0,5	0,5	0,157	0,157	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,152	0,152	0,5	0,5	0,5	0,5	
188	3043,5	0,169	0,169	0,5	0,5	0,5	0,5	0,164	0,164	0,5	0,5	0,5	0,5	0,164	0,164	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,159	0,159	0,5	0,5	0,5	0,5	
189	3044	0,246	0,246	0,5	0,5	0,5	0,5	0,242	0,242	0,5	0,5	0,5	0,5	0,241	0,241	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,237	0,237	0,5	0,5	0,5	0,5	

Figura C.9: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

		CutOff de Archie						CutOff de Simandoux						CutOff de Indonésia						CutOff de Schlumberger					
Ponto	Prof	SwA	SwA	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSm	VSH	PHIE	Sw	NP	SwI	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSch	VSH	PHIE	Sw	NP			
			<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	<= 0,35																>= 0,1	<= 0,6	(m)
190	3044,5	0,273	0,273	0,5	0,5	0,5	0,5	0,268	0,268	0,5	0,5	0,5	0,5	0,266	0,266	0,5	0,5	0,5	0,5	0,261	0,261	0,5	0,5	0,5	0,5
191	3045	0,329	0,329	0,5	0,5	0,5	0,5	0,323	0,323	0,5	0,5	0,5	0,5	0,32	0,32	0,5	0,5	0,5	0,5	0,313	0,313	0,5	0,5	0,5	0,5
192	3045,5	0,257	0,257	0,5	0,5	0,5	0,5	0,252	0,252	0,5	0,5	0,5	0,5	0,25	0,25	0,5	0,5	0,5	0,5	0,243	0,243	0,5	0,5	0,5	0,5
193	3046	0,21	0,21	0,5	0,5	0,5	0,5	0,205	0,205	0,5	0,5	0,5	0,5	0,204	0,204	0,5	0,5	0,5	0,5	0,198	0,198	0,5	0,5	0,5	0,5
194	3046,5	0,206	0,206	0,5	0,5	0,5	0,5	0,202	0,202	0,5	0,5	0,5	0,5	0,202	0,202	0,5	0,5	0,5	0,5	0,197	0,197	0,5	0,5	0,5	0,5
195	3047	0,239	0,239	0,5	0,5	0,5	0,5	0,238	0,238	0,5	0,5	0,5	0,5	0,237	0,237	0,5	0,5	0,5	0,5	0,235	0,235	0,5	0,5	0,5	0,5
196	3047,5	0,266	0,266	0,5	0,5	0,5	0,5	0,264	0,264	0,5	0,5	0,5	0,5	0,262	0,262	0,5	0,5	0,5	0,5	0,259	0,259	0,5	0,5	0,5	0,5
197	3048	0,292	0,292	0,5	0,5	0,5	0,5	0,289	0,289	0,5	0,5	0,5	0,5	0,287	0,287	0,5	0,5	0,5	0,5	0,284	0,284	0,5	0,5	0,5	0,5
198	3048,5	0,292	0,292	0,5	0,5	0,5	0,5	0,287	0,287	0,5	0,5	0,5	0,5	0,284	0,284	0,5	0,5	0,5	0,5	0,278	0,278	0,5	0,5	0,5	0,5
199	3049	0,401	0,401	0,5	0,5	0,5	0,5	0,389	0,389	0,5	0,5	0,5	0,5	0,381	0,381	0,5	0,5	0,5	0,5	0,372	0,372	0,5	0,5	0,5	0,5
200	3049,5	0,746	0,746	0,5	0,5	0	0	0,721	0,721	0,5	0,5	0	0	0,704	0,704	0,5	0,5	0	0	0,701	0,701	0,5	0,5	0	0
201	3050	0,471	0,471	0,5	0,5	0,5	0,5	0,465	0,465	0,5	0,5	0,5	0,5	0,46	0,46	0,5	0,5	0,5	0,5	0,454	0,454	0,5	0,5	0,5	0,5
202	3050,5	0,476	0,476	0,5	0,5	0,5	0,5	0,47	0,47	0,5	0,5	0,5	0,5	0,464	0,464	0,5	0,5	0,5	0,5	0,459	0,459	0,5	0,5	0,5	0,5
203	3051	1,268	1	0,5	0	0	0	1,235	1	0,5	0	0	0	1,205	1	0,5	0	0	0	1,213	1	0,5	0	0	0
204	3051,5	1,949	1	0,5	0	0	0	1,838	1	0,5	0	0	0	1,746	1	0,5	0	0	0	1,794	1	0,5	0	0	0
205	3052	1,858	1	0,5	0	0	0	1,769	1	0,5	0	0	0	1,709	1	0,5	0	0	0	1,738	1	0,5	0	0	0
206	3052,5	2,689	1	0,5	0	0	0	2,515	1	0,5	0	0	0	2,413	1	0,5	0	0	0	2,477	1	0,5	0	0	0
207	3053	1,938	1	0,5	0	0	0	1,913	1	0,5	0	0	0	1,895	1	0,5	0	0	0	1,904	1	0,5	0	0	0
208	3053,5	1,425	1	0,5	0	0	0	1,343	1	0,5	0	0	0	1,262	1	0,5	0	0	0	1,291	1	0,5	0	0	0
209	3054	0,937	0,937	0,5	0,5	0	0	0,886	0,886	0,5	0,5	0	0	0,819	0,819	0,5	0,5	0	0	0,82	0,82	0,5	0,5	0	0
210	3054,5	0,754	0,754	0,5	0,5	0	0	0,718	0,718	0,5	0,5	0	0	0,675	0,675	0,5	0,5	0	0	0,668	0,668	0,5	0,5	0	0

Figura C.10: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

		Cutoff de Archie						Cutoff de Simandoux						Cutoff de Indonésia						Cutoff de Schlumberger					
Ponto	Prof	SwA	SwA	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSm	VSH	PHIE	Sw	NP	SwI	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSch	VSH	PHIE	Sw	NP			
			<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	<= 0,35																>= 0,1	<= 0,6	(m)
211	3055	1,663	1	0,5	0	0	0	1,462	1	0,5	0	0	0	1,302	1	0,5	0	0	0	1,371	1	0,5	0	0	0
212	3055,5	2,365	1	0,5	0	0	0	1,978	1	0,5	0	0	0	1,722	1	0,5	0	0	0	1,87	1	0,5	0	0	0
213	3056	1,219	1	0,5	0	0	0	1,194	1	0,5	0	0	0	1,164	1	0,5	0	0	0	1,171	1	0,5	0	0	0
214	3056,5	0,955	0,955	0,5	0,5	0	0	0,953	0,953	0,5	0,5	0	0	0,951	0,951	0,5	0,5	0	0	0,951	0,951	0,5	0,5	0	0
215	3057	4,582	1	0,5	0	0	0	4,493	1	0,5	0	0	0	4,394	1	0,5	0	0	0	4,472	1	0,5	0	0	0
216	3057,5	4,582	1	0,5	0	0	0	4,428	1	0,5	0	0	0	4,252	1	0,5	0	0	0	4,39	1	0,5	0	0	0
217	3058	4,582	1	0,5	0	0	0	4,469	1	0,5	0	0	0	4,325	1	0,5	0	0	0	4,438	1	0,5	0	0	0
218	3058,5	2,604	1	0,5	0	0	0	2,557	1	0,5	0	0	0	2,494	1	0,5	0	0	0	2,533	1	0,5	0	0	0
219	3059	2,228	1	0,5	0	0	0	2,119	1	0,5	0	0	0	1,989	1	0,5	0	0	0	2,063	1	0,5	0	0	0
220	3059,5	4,581	1	0,5	0	0	0	3,717	1	0,5	0	0	0	3,091	1	0,5	0	0	0	3,57	1	0,5	0	0	0
221	3060	4,581	1	0,5	0	0	0	3,316	1	0,5	0	0	0	2,596	1	0,5	0	0	0	3,138	1	0,5	0	0	0
222	3060,5	4,581	1	0,5	0	0	0	3,383	1	0,5	0	0	0	2,653	1	0,5	0	0	0	3,202	1	0,5	0	0	0
223	3061	4,581	1	0,5	0	0	0	3,657	1	0,5	0	0	0	2,903	1	0,5	0	0	0	3,472	1	0,5	0	0	0
224	3061,5	4,58	1	0,5	0	0	0	3,955	1	0,5	0	0	0	3,356	1	0,5	0	0	0	3,815	1	0,5	0	0	0
225	3062	4,58	1	0,5	0	0	0	3,475	1	0,5	0	0	0	2,728	1	0,5	0	0	0	3,291	1	0,5	0	0	0
226	3062,5	4,58	1	0,5	0	0	0	3,433	1	0,5	0	0	0	2,726	1	0,5	0	0	0	3,26	1	0,5	0	0	0
227	3063	1,322	1	0,5	0	0	0	1,248	1	0,5	0	0	0	1,169	1	0,5	0	0	0	1,193	1	0,5	0	0	0
228	3063,5	1,12	1	0,5	0	0	0	1,066	1	0,5	0	0	0	1	1	0,5	0	0	0	1,012	1	0,5	0	0	0
229	3064	1,01	1	0,5	0,5	0	0	0,967	0,967	0,5	0,5	0	0	0,913	0,913	0,5	0,5	0	0	0,918	0,918	0,5	0,5	0	0
230	3064,5	0,718	0,718	0,5	0,5	0	0	0,697	0,697	0,5	0,5	0	0	0,675	0,675	0,5	0,5	0	0	0,67	0,67	0,5	0,5	0	0
231	3065	0,525	0,525	0,5	0,5	0,5	0,5	0,505	0,505	0,5	0,5	0,5	0,5	0,487	0,487	0,5	0,5	0,5	0,5	0,476	0,476	0,5	0,5	0,5	0,5

Figura C.11: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

		CutOff de Archie						CutOff de Simandoux						CutOff de Indonésia						CutOff de Schlumberger					
Ponto	Prof	SwA	SwA	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSm	SwSm	VSH	PHIE	Sw	NP	SwI	SwI	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSch	SwSch	VSH	PHIE	Sw	NP
				<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)			<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)			<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)			<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)
232	3065,5	0,511	0,511	0,5	0,5	0,5	0,5	0,487	0,487	0,5	0,5	0,5	0,5	0,466	0,466	0,5	0,5	0,5	0,5	0,452	0,452	0,5	0,5	0,5	0,5
233	3066	0,428	0,428	0,5	0,5	0,5	0,5	0,423	0,423	0,5	0,5	0,5	0,5	0,419	0,419	0,5	0,5	0,5	0,5	0,415	0,415	0,5	0,5	0,5	0,5
234	3066,5	0,631	0,631	0,5	0,5	0	0	0,614	0,614	0,5	0,5	0	0	0,605	0,605	0,5	0,5	0	0	0,6	0,6	0,5	0,5	0	0
235	3067	0,53	0,53	0,5	0,5	0,5	0,5	0,504	0,504	0,5	0,5	0,5	0,5	0,495	0,495	0,5	0,5	0,5	0,5	0,485	0,485	0,5	0,5	0,5	0,5
236	3067,5	1,077	1	0,5	0	0	0	0,938	0,938	0,5	0	0	0	0,89	0,89	0,5	0	0	0	0,889	0,889	0,5	0	0	0
237	3068	4,577	1	0,5	0	0	0	2,848	1	0,5	0	0	0	2,373	1	0,5	0	0	0	2,724	1	0,5	0	0	0
238	3068,5	3,22	1	0,5	0	0	0	2,466	1	0,5	0	0	0	2,068	1	0,5	0	0	0	2,335	1	0,5	0	0	0
239	3069	1,391	1	0,5	0	0	0	1,197	1	0,5	0	0	0	1,021	1	0,5	0	0	0	1,073	1	0,5	0	0	0
240	3069,5	1,962	1	0,5	0	0	0	1,661	1	0,5	0	0	0	1,389	1	0,5	0	0	0	1,521	1	0,5	0	0	0
241	3070	4,577	1	0,5	0	0	0	3,766	1	0,5	0	0	0	3,173	1	0,5	0	0	0	3,628	1	0,5	0	0	0
242	3070,5	4,576	1	0,5	0	0	0	3,758	1	0,5	0	0	0	3,184	1	0,5	0	0	0	3,625	1	0,5	0	0	0
243	3071	4,576	1	0,5	0	0	0	3	1	0,5	0	0	0	2,263	1	0,5	0	0	0	2,809	1	0,5	0	0	0
244	3071,5	2,322	1	0,5	0	0	0	1,704	1	0,5	0	0	0	1,349	1	0,5	0	0	0	1,535	1	0,5	0	0	0
245	3072	0,858	0,858	0,5	0,5	0	0	0,744	0,744	0,5	0,5	0	0	0,654	0,654	0,5	0,5	0	0	0,646	0,646	0,5	0,5	0	0
246	3072,5	1,129	1	0,5	0	0	0	0,977	0,977	0,5	0	0	0	0,847	0,847	0,5	0	0	0	0,868	0,868	0,5	0	0	0
247	3073	1,867	1	0,5	0	0	0	1,602	1	0,5	0	0	0	1,373	1	0,5	0	0	0	1,481	1	0,5	0	0	0
248	3073,5	1,413	1	0,5	0	0	0	1,289	1	0,5	0	0	0	1,16	1	0,5	0	0	0	1,204	1	0,5	0	0	0
249	3074	0,88	0,88	0,5	0,5	0	0	0,83	0,83	0,5	0,5	0	0	0,769	0,769	0,5	0,5	0	0	0,769	0,769	0,5	0,5	0	0
250	3074,5	0,899	0,899	0,5	0,5	0	0	0,849	0,849	0,5	0,5	0	0	0,79	0,79	0,5	0,5	0	0	0,791	0,791	0,5	0,5	0	0
251	3075	0,836	0,836	0,5	0,5	0	0	0,785	0,785	0,5	0,5	0	0	0,724	0,724	0,5	0,5	0	0	0,719	0,719	0,5	0,5	0	0
252	3075,5	0,764	0,764	0,5	0,5	0	0	0,717	0,717	0,5	0,5	0	0	0,669	0,669	0,5	0,5	0	0	0,662	0,662	0,5	0,5	0	0

Figura C.12: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

		CutOff de Archie						CutOff de Simandoux						CutOff de Indonésia						CutOff de Schlumberger					
Ponto	Prof	SwA	SwA	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSm	SwSm	VSH	PHIE	Sw	NP	SwI	SwI	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSch	SwSch	VSH	PHIE	Sw	NP
				<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)			<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)			<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)			<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)
253	3076	0,636	0,636	0,5	0,5	0	0	0,569	0,569	0,5	0,5	0,5	0,5	0,54	0,54	0,5	0,5	0,5	0,5	0,524	0,524	0,5	0,5	0,5	0,5
254	3076,5	0,449	0,449	0,5	0,5	0,5	0,5	0,405	0,405	0,5	0,5	0,5	0,5	0,394	0,394	0,5	0,5	0,5	0,5	0,375	0,375	0,5	0,5	0,5	0,5
255	3077	0,275	0,275	0,5	0,5	0,5	0,5	0,268	0,268	0,5	0,5	0,5	0,5	0,266	0,266	0,5	0,5	0,5	0,5	0,259	0,259	0,5	0,5	0,5	0,5
256	3077,5	0,263	0,263	0,5	0,5	0,5	0,5	0,258	0,258	0,5	0,5	0,5	0,5	0,255	0,255	0,5	0,5	0,5	0,5	0,249	0,249	0,5	0,5	0,5	0,5
257	3078	0,503	0,503	0,5	0,5	0,5	0,5	0,448	0,448	0,5	0,5	0,5	0,5	0,433	0,433	0,5	0,5	0,5	0,5	0,414	0,414	0,5	0,5	0,5	0,5
258	3078,5	0,423	0,423	0,5	0,5	0,5	0,5	0,388	0,388	0,5	0,5	0,5	0,5	0,38	0,38	0,5	0,5	0,5	0,5	0,363	0,363	0,5	0,5	0,5	0,5
259	3079	0,414	0,414	0,5	0,5	0,5	0,5	0,387	0,387	0,5	0,5	0,5	0,5	0,379	0,379	0,5	0,5	0,5	0,5	0,365	0,365	0,5	0,5	0,5	0,5
260	3079,5	0,255	0,255	0,5	0,5	0,5	0,5	0,248	0,248	0,5	0,5	0,5	0,5	0,246	0,246	0,5	0,5	0,5	0,5	0,239	0,239	0,5	0,5	0,5	0,5
261	3080	0,304	0,304	0,5	0,5	0,5	0,5	0,286	0,286	0,5	0,5	0,5	0,5	0,284	0,284	0,5	0,5	0,5	0,5	0,271	0,271	0,5	0,5	0,5	0,5
262	3080,5	0,375	0,375	0,5	0,5	0,5	0,5	0,342	0,342	0,5	0,5	0,5	0,5	0,34	0,34	0,5	0,5	0,5	0,5	0,322	0,322	0,5	0,5	0,5	0,5
263	3081	0,318	0,318	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,292	0,292	0,5	0,5	0,5	0,5	0,276	0,276	0,5	0,5	0,5	0,5
264	3081,5	0,266	0,266	0,5	0,5	0,5	0,5	0,256	0,256	0,5	0,5	0,5	0,5	0,252	0,252	0,5	0,5	0,5	0,5	0,242	0,242	0,5	0,5	0,5	0,5
265	3082	0,213	0,213	0,5	0,5	0,5	0,5	0,206	0,206	0,5	0,5	0,5	0,5	0,205	0,205	0,5	0,5	0,5	0,5	0,197	0,197	0,5	0,5	0,5	0,5
266	3082,5	0,173	0,173	0,5	0,5	0,5	0,5	0,172	0,172	0,5	0,5	0,5	0,5	0,173	0,173	0,5	0,5	0,5	0,5	0,172	0,172	0,5	0,5	0,5	0,5
267	3083	0,155	0,155	0,5	0,5	0,5	0,5	0,149	0,149	0,5	0,5	0,5	0,5	0,15	0,15	0,5	0,5	0,5	0,5	0,143	0,143	0,5	0,5	0,5	0,5
268	3083,5	0,152	0,152	0,5	0,5	0,5	0,5	0,147	0,147	0,5	0,5	0,5	0,5	0,148	0,148	0,5	0,5	0,5	0,5	0,142	0,142	0,5	0,5	0,5	0,5
269	3084	0,128	0,128	0,5	0,5	0,5	0,5	0,123	0,123	0,5	0,5	0,5	0,5	0,124	0,124	0,5	0,5	0,5	0,5	0,119	0,119	0,5	0,5	0,5	0,5
270	3084,5	0,126	0,126	0,5	0,5	0,5	0,5	0,12	0,12	0,5	0,5	0,5	0,5	0,122	0,122	0,5	0,5	0,5	0,5	0,116	0,116	0,5	0,5	0,5	0,5
271	3085	0,194	0,194	0,5	0,5	0,5	0,5	0,188	0,188	0,5	0,5	0,5	0,5	0,189	0,189	0,5	0,5	0,5	0,5	0,183	0,183	0,5	0,5	0,5	0,5
272	3085,5	0,205	0,205	0,5	0,5	0,5	0,5	0,201	0,201	0,5	0,5	0,5	0,5	0,201	0,201	0,5	0,5	0,5	0,5	0,198	0,198	0,5	0,5	0,5	0,5
273	3086	0,19	0,19	0,5	0,5	0,5	0,5	0,185	0,185	0,5	0,5	0,5	0,5	0,185	0,185	0,5	0,5	0,5	0,5	0,178	0,178	0,5	0,5	0,5	0,5

Figura C.13: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

		CutOff de Archie					CutOff de Simandoux					CutOff de Indonésia					CutOff de Schlumberger								
Ponto	Prof	SwA	SwA	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSm	VSH	PHIE	Sw	NP	SwI	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSch	VSH	PHIE	Sw	NP			
			<= 0,35	>=0,1	<=0,6	(m)	<=0,35																>=0,1	<= 0,6	(m)
274	3086,5	0,226	0,226	0,5	0,5	0,5	0,5	0,221	0,221	0,5	0,5	0,5	0,5	0,22	0,22	0,5	0,5	0,5	0,5	0,213	0,213	0,5	0,5	0,5	0,5
275	3087	0,238	0,238	0,5	0,5	0,5	0,5	0,233	0,233	0,5	0,5	0,5	0,5	0,231	0,231	0,5	0,5	0,5	0,5	0,225	0,225	0,5	0,5	0,5	0,5
276	3087,5	0,204	0,204	0,5	0,5	0,5	0,5	0,198	0,198	0,5	0,5	0,5	0,5	0,198	0,198	0,5	0,5	0,5	0,5	0,192	0,192	0,5	0,5	0,5	0,5
277	3088	0,217	0,217	0,5	0,5	0,5	0,5	0,205	0,205	0,5	0,5	0,5	0,5	0,207	0,207	0,5	0,5	0,5	0,5	0,198	0,198	0,5	0,5	0,5	0,5
278	3088,5	0,32	0,32	0,5	0,5	0,5	0,5	0,307	0,307	0,5	0,5	0,5	0,5	0,309	0,309	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5
279	3089	0,255	0,255	0,5	0,5	0,5	0,5	0,249	0,249	0,5	0,5	0,5	0,5	0,247	0,247	0,5	0,5	0,5	0,5	0,241	0,241	0,5	0,5	0,5	0,5
280	3089,5	0,218	0,218	0,5	0,5	0,5	0,5	0,211	0,211	0,5	0,5	0,5	0,5	0,21	0,21	0,5	0,5	0,5	0,5	0,202	0,202	0,5	0,5	0,5	0,5
281	3090	0,189	0,189	0,5	0,5	0,5	0,5	0,179	0,179	0,5	0,5	0,5	0,5	0,179	0,179	0,5	0,5	0,5	0,5	0,169	0,169	0,5	0,5	0,5	0,5
282	3090,5	0,208	0,208	0,5	0,5	0,5	0,5	0,194	0,194	0,5	0,5	0,5	0,5	0,193	0,193	0,5	0,5	0,5	0,5	0,178	0,178	0,5	0,5	0,5	0,5
283	3091	0,237	0,237	0,5	0,5	0,5	0,5	0,227	0,227	0,5	0,5	0,5	0,5	0,225	0,225	0,5	0,5	0,5	0,5	0,214	0,214	0,5	0,5	0,5	0,5
284	3091,5	0,189	0,189	0,5	0,5	0,5	0,5	0,188	0,188	0,5	0,5	0,5	0,5	0,188	0,188	0,5	0,5	0,5	0,5	0,186	0,186	0,5	0,5	0,5	0,5
285	3092	0,195	0,195	0,5	0,5	0,5	0,5	0,185	0,185	0,5	0,5	0,5	0,5	0,184	0,184	0,5	0,5	0,5	0,5	0,173	0,173	0,5	0,5	0,5	0,5
286	3092,5	0,23	0,23	0,5	0,5	0,5	0,5	0,219	0,219	0,5	0,5	0,5	0,5	0,217	0,217	0,5	0,5	0,5	0,5	0,207	0,207	0,5	0,5	0,5	0,5
287	3093	0,233	0,233	0,5	0,5	0,5	0,5	0,225	0,225	0,5	0,5	0,5	0,5	0,223	0,223	0,5	0,5	0,5	0,5	0,215	0,215	0,5	0,5	0,5	0,5
288	3093,5	0,223	0,223	0,5	0,5	0,5	0,5	0,213	0,213	0,5	0,5	0,5	0,5	0,211	0,211	0,5	0,5	0,5	0,5	0,2	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5
289	3094	0,235	0,235	0,5	0,5	0,5	0,5	0,227	0,227	0,5	0,5	0,5	0,5	0,226	0,226	0,5	0,5	0,5	0,5	0,218	0,218	0,5	0,5	0,5	0,5
290	3094,5	0,224	0,224	0,5	0,5	0,5	0,5	0,215	0,215	0,5	0,5	0,5	0,5	0,215	0,215	0,5	0,5	0,5	0,5	0,206	0,206	0,5	0,5	0,5	0,5
291	3095	0,179	0,179	0,5	0,5	0,5	0,5	0,154	0,154	0,5	0,5	0,5	0,5	0,159	0,159	0,5	0,5	0,5	0,5	0,139	0,139	0,5	0,5	0,5	0,5
292	3095,5	0,135	0,135	0,5	0,5	0,5	0,5	0,094	0,094	0,5	0,5	0,5	0,5	0,116	0,116	0,5	0,5	0,5	0,5	0,088	0,088	0,5	0,5	0,5	0,5
293	3096	0,182	0,182	0,5	0	0,5	0	0,121	0,121	0,5	0	0,5	0	0,16	0,16	0,5	0	0,5	0	0,117	0,117	0,5	0	0,5	0
294	3096,5	0,157	0,157	0,5	0,5	0,5	0,5	0,144	0,144	0,5	0,5	0,5	0,5	0,149	0,149	0,5	0,5	0,5	0,5	0,138	0,138	0,5	0,5	0,5	0,5

Figura C.14: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

		Cutoff de Archie						Cutoff de Simandoux						Cutoff de Indonésia						Cutoff de Schlumberger					
Ponto	Prof	SwA	SwA	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSm	VSH	PHIE	Sw	NP	SwI	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSch	VSH	PHIE	Sw	NP			
			<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	<= 0,35																>= 0,1	<= 0,6	(m)
295	3097	0,222	0,222	0,5	0,5	0,5	0,5	0,208	0,208	0,5	0,5	0,5	0,5	0,208	0,208	0,5	0,5	0,5	0,5	0,197	0,197	0,5	0,5	0,5	0,5
296	3097,5	0,207	0,207	0,5	0,5	0,5	0,5	0,19	0,19	0,5	0,5	0,5	0,5	0,192	0,192	0,5	0,5	0,5	0,5	0,178	0,178	0,5	0,5	0,5	0,5
297	3098	0,149	0,149	0,5	0,5	0,5	0,5	0,133	0,133	0,5	0,5	0,5	0,5	0,139	0,139	0,5	0,5	0,5	0,5	0,125	0,125	0,5	0,5	0,5	0,5
298	3098,5	0,118	0,118	0,5	0,5	0,5	0,5	0,106	0,106	0,5	0,5	0,5	0,5	0,111	0,111	0,5	0,5	0,5	0,5	0,101	0,101	0,5	0,5	0,5	0,5
299	3099	0,148	0,148	0,5	0,5	0,5	0,5	0,137	0,137	0,5	0,5	0,5	0,5	0,14	0,14	0,5	0,5	0,5	0,5	0,131	0,131	0,5	0,5	0,5	0,5
300	3099,5	0,163	0,163	0,5	0,5	0,5	0,5	0,15	0,15	0,5	0,5	0,5	0,5	0,153	0,153	0,5	0,5	0,5	0,5	0,142	0,142	0,5	0,5	0,5	0,5
301	3100	0,183	0,183	0,5	0,5	0,5	0,5	0,17	0,17	0,5	0,5	0,5	0,5	0,172	0,172	0,5	0,5	0,5	0,5	0,161	0,161	0,5	0,5	0,5	0,5
302	3100,5	0,185	0,185	0,5	0,5	0,5	0,5	0,172	0,172	0,5	0,5	0,5	0,5	0,173	0,173	0,5	0,5	0,5	0,5	0,161	0,161	0,5	0,5	0,5	0,5
303	3101	0,166	0,166	0,5	0,5	0,5	0,5	0,152	0,152	0,5	0,5	0,5	0,5	0,154	0,154	0,5	0,5	0,5	0,5	0,141	0,141	0,5	0,5	0,5	0,5
304	3101,5	0,106	0,106	0,5	0,5	0,5	0,5	0,089	0,089	0,5	0,5	0,5	0,5	0,097	0,097	0,5	0,5	0,5	0,5	0,082	0,082	0,5	0,5	0,5	0,5
305	3102	0,066	0,066	0,5	0,5	0,5	0,5	0,049	0,049	0,5	0,5	0,5	0,5	0,06	0,06	0,5	0,5	0,5	0,5	0,046	0,046	0,5	0,5	0,5	0,5
306	3102,5	0,108	0,108	0,5	0,5	0,5	0,5	0,089	0,089	0,5	0,5	0,5	0,5	0,098	0,098	0,5	0,5	0,5	0,5	0,081	0,081	0,5	0,5	0,5	0,5
307	3103	0,171	0,171	0,5	0,5	0,5	0,5	0,152	0,152	0,5	0,5	0,5	0,5	0,156	0,156	0,5	0,5	0,5	0,5	0,139	0,139	0,5	0,5	0,5	0,5
308	3103,5	0,169	0,169	0,5	0,5	0,5	0,5	0,148	0,148	0,5	0,5	0,5	0,5	0,153	0,153	0,5	0,5	0,5	0,5	0,137	0,137	0,5	0,5	0,5	0,5
309	3104	0,133	0,133	0,5	0,5	0,5	0,5	0,116	0,116	0,5	0,5	0,5	0,5	0,122	0,122	0,5	0,5	0,5	0,5	0,108	0,108	0,5	0,5	0,5	0,5
310	3104,5	0,129	0,129	0,5	0,5	0,5	0,5	0,113	0,113	0,5	0,5	0,5	0,5	0,119	0,119	0,5	0,5	0,5	0,5	0,106	0,106	0,5	0,5	0,5	0,5
311	3105	0,117	0,117	0,5	0,5	0,5	0,5	0,104	0,104	0,5	0,5	0,5	0,5	0,109	0,109	0,5	0,5	0,5	0,5	0,097	0,097	0,5	0,5	0,5	0,5
312	3105,5	0,098	0,098	0,5	0,5	0,5	0,5	0,085	0,085	0,5	0,5	0,5	0,5	0,092	0,092	0,5	0,5	0,5	0,5	0,08	0,08	0,5	0,5	0,5	0,5
313	3106	0,078	0,078	0,5	0,5	0,5	0,5	0,063	0,063	0,5	0,5	0,5	0,5	0,073	0,073	0,5	0,5	0,5	0,5	0,06	0,06	0,5	0,5	0,5	0,5
314	3106,5	0,095	0,095	0,5	0,5	0,5	0,5	0,082	0,082	0,5	0,5	0,5	0,5	0,09	0,09	0,5	0,5	0,5	0,5	0,078	0,078	0,5	0,5	0,5	0,5
315	3107	0,173	0,173	0,5	0,5	0,5	0,5	0,162	0,162	0,5	0,5	0,5	0,5	0,164	0,164	0,5	0,5	0,5	0,5	0,154	0,154	0,5	0,5	0,5	0,5

Figura C.15: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

CutOff de Archie								CutOff de Simandoux						CutOff de Indonésia						CutOff de Schlumberger					
Ponto	Prof	SwA	SwA	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSm	VSH	PHIE	Sw	NP	Swl	VSH	PHIE	Sw	NP	SwSch	VSH	PHIE	Sw	NP			
			<= 0,35	>= 0,1	<= 0,6	(m)	<= 0,35																>= 0,1	<= 0,6	(m)
316	3107,5	0,119	0,119	0,5	0,5	0,5	0,5	0,112	0,112	0,5	0,5	0,5	0,5	0,114	0,114	0,5	0,5	0,5	0,5	0,107	0,107	0,5	0,5	0,5	0,5
317	3108	0,12	0,12	0,5	0,5	0,5	0,5	0,111	0,111	0,5	0,5	0,5	0,5	0,115	0,115	0,5	0,5	0,5	0,5	0,107	0,107	0,5	0,5	0,5	0,5
318	3108,5	0,165	0,165	0,5	0,5	0,5	0,5	0,154	0,154	0,5	0,5	0,5	0,5	0,156	0,156	0,5	0,5	0,5	0,5	0,146	0,146	0,5	0,5	0,5	0,5
319	3109	0,313	0,313	0,5	0,5	0,5	0,5	0,29	0,29	0,5	0,5	0,5	0,5	0,289	0,289	0,5	0,5	0,5	0,5	0,275	0,275	0,5	0,5	0,5	0,5
320	3109,5	0,364	0,364	0,5	0,5	0,5	0,5	0,334	0,334	0,5	0,5	0,5	0,5	0,334	0,334	0,5	0,5	0,5	0,5	0,318	0,318	0,5	0,5	0,5	0,5
321	3110	1,364	1	0,5	0	0	0	1,088	1	0,5	0	0	0	1,089	1	0,5	0	0	0	1,052	1	0,5	0	0	0
322	3110,5	3,223	1	0,5	0	0	0	2,288	1	0,5	0	0	0	2,206	1	0,5	0	0	0	2,227	1	0,5	0	0	0
NET PAY TOTAL =							76,5	NET PAY TOTAL =							NET PAY TOTAL =							77			

Figura C.16: Planilha sequencial para cálculo de *net pay* das equações de Archie, Simandoux, Indonésia e Schlumberger, que obtiveram melhores resultados para o poço 3-NA-04.

Referências

Archie, G.E., (1942) - The electrical resistivity as an aid in determining some reservoir characteristics, Am. Inst. Min. Metall. Engineers, **146**:54-62.

Augusto, F. O. A. (2009). Mapas de Amplitude Sísmica para Incidência Normal no Reservatório Namorado, Bacia de Campos. Unpublished M. Sc. Thesis, Observatorio Nacional, Rio de Janeiro, RJ.

Barboza, E. G. (2005). Análise estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na interpretação sísmica tridimensional (Doctoral dissertation, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL).

Bardon, C., & Pied, B. (1969, January). Formation water saturation in shaly sands. In SPWLA 10th Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

Bruhn, C. H., Gomes, J. A. T., Del Lucchese Jr, C., & Johann, P. R. (2003, January). Campos basin: reservoir characterization and management-Historical overview and future challenges. In Offshore Technology Conference. Offshore Technology Conference.

Bussian, A. E. (1983). Electrical conductance in a porous medium. Geophysics, **48**(9), 1258-1268.

Chang, H. K., Kowsmann, R. O., Figueiredo, A. M. F., & Bender, A. (1992). Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. Tectonophysics, **213**(1-2), 97-138.

Clavier, C., Coates, G., & Dumanoir, J. (1984). Theoretical and experimental bases for the dual-water model for interpretation of shaly sands. Society of Petroleum Engineers Journal, **24**(02), 153-168.

Cruz, M. M. (2003). Aplicação de perfilagem geofísica e sísmica na caracterização da faciologia do reservatório de Namorado (Doctoral dissertation, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, 121p).

de Witte, L. (1950). Relations between resistivities and fluid contents of porous rocks. Oil and Gas Jour, **49**(16), 120.

Dias-Brito, D. (1987). A Bacia de Campos no Mesocretáceo: uma contribuição à

paleoceanografia do Atlântico Sul primitivo. *Revista Brasileira de Geociências*, **17**(2), 162-167.

Dias, J. L., Scarton, J. C., Esteves, F. R., Carminatti, M., & Guardado, L. R. (1990). Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. *Raja Gabaglia, GPM, EJ (Coords.) Origem e evolução de Bacias Sedimentares*. Petrobrás, 333-360.

Doll, H. G. (1949). Introduction to induction logging and application to logging of wells drilled with oil base mud. *Journal of Petroleum Technology*, **1**(06), 148-162.

Doveton, J. H. (1986). Log analysis of subsurface geology: Concepts and computer methods.

Ellis, D. V., & Singer, J. M. (2007). Well logging for earth scientists (Vol. 692). Dordrecht: Springer.

Grassi, A., Castro, A. H. A., & Albertão, G. A. (2004). Bacia de Campos. *PHOENIX*, **65**(6), 1-6.

Guardado, L. R., & Rosa, A. R. (1989). Proposta de modelo de acumulação de petróleo na Bacia de Campos. I Seminário de interpretação Exploratória, Anais Angra dos Reis, p (149-156).

Herrick, D. C., & Kennedy, W. D. (1994). Electrical efficiency—A pore geometric theory for interpreting the electrical properties of reservoir rocks. *Geophysics*, **59**(6), 918-927.

Hossin, A. (1960). Calcul des saturations en eau par la methode du ciment argileux (formule d'Archie generalisee). *Bulletin de L'Association des Techniciens du Petrole*, 140.

Juhasz, I. (1981, January). Normalised Qv—the key to shaly sand evaluation using the Waxman-Smiths equation in the absence of core data. In *SPWLA 22nd Annual Logging Symposium*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

Keller, G. V., & Frischknecht, F. C. (1966). Electrical methods in geophysical prospecting.

Larionov, V. V. (1969). Borehole radiometry. Nedra, Moscow.

Menezes, S. X. (1987). Aspectos Estruturais do Campo de Namorado, Bacia de Campos. *TECTOS-I*, 1, 531-548.

Mukaka, M. M. (2012). A guide to appropriate use of correlation coefficient in medical research. *Malawi Medical Journal*, **24**(3), 69-71.

Nery, G. G. (2013). Perfilagem geofísica em poço aberto: fundamentos básicos com ênfase em petróleo. INCTGP/CNPq-SBGf.

Nery, G. G. (2014) Apostilas da disciplina GEO215-Perfilagem Geofísica de Poços, Hydrolog, Universidade Federal da Bahia.

Patnode, H. W., & Wyllie, M. R. J. (1950). The presence of conductive solids in reservoir rocks as a factor in electric log interpretation. *Journal of petroleum technology*, **2**(02), 47-52.

Poupon, A., Loy, M. E., & Tixier, M. P. (1954). A contribution to electrical log interpretation in shaly sands. *Journal of Petroleum Technology*, **6**(06), 27-34.

Poupon, A., & Leveaux, J. A. C. Q. U. E. S. (1971, January). Evaluation of water saturation in shaly formations. In *SPWLA 12th Annual Logging Symposium*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

Rider, M. H. (1986). The geological interpretation of well logs.

Schön, J. H. (1996). Handbook of geophysical exploration: Seismic exploration. Vol. 18. Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics.

Serra, O. (1984). Fundamentals of Well-Log Interpretation (Vol. 1): The Acquisition of Logging Data: *Dev. Pet. Sci. A*, 15.

Interpretation, L., & Volume, I. (1972). Principles. Schlumberger, Ltd, 105-107.

Interpretation, L. (1989). Principles/Applications. Schlumberger Educational Services, Houston, TX.

Simandoux, P. (1963). Mesures dielectriques en milieu poreux, application a mesure des saturations en eau, Etude du Comportement des massifs Argileux. *Revue de l'Institut Francais du Petrol*, Supplementary Issue.

Souza Cruz, C. E. (1995). Estratigrafia e sedimentação de águas profundas do Neogeno da Bacia de Campos, estado do Rio de Janeiro (Doctoral dissertation, Ph. D. thesis, Univ. Fed. Rio Grande do Sul).

Souza Jr, O. G. (1997). Stratigraphie séquentielle et modélisation probabiliste des réservoirs d'un cône sous-marin profond (Champ de Namorado, Brésil)–Intégration des données géologiques et géophysiques. Unpublished Ph. D. thesis, Université Pierre et Marie Curie (Paris VI).

Stieber, S. J. (1970, January). Pulsed Neutron Capture Log Evaluation-Louisiana Gulf Coast. In *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. Society of Petroleum Engineers.

Sunderberg, K., 1932 - Effect of impregnating waters on electrical conductivities of soil and rocks. *Am. Inst. Min. Metall. Engineers*, **97**: 367-371.

Winsauer, W. O., Shearin Jr, H. M., Masson, P. H., & Williams, M. (1952). Resistivity of brine-saturated sands in relation to pore geometry. AAPG bulletin, **36**(2), 253-277.

Winsauer, W. O., & McCardell, W. M. (1953). Ionic double-layer conductivity in reservoir rock. Journal of Petroleum Technology, **5**(05), 129-134.

Worthington, P. F., 1995 - The evolution of shaly-sand concepts in reservoir evaluation. The Log Analyst, **26**(1):23-40.

Waxman, M. H., & Smits, L. J. M. (1968). Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. Society of Petroleum Engineers Journal, **8**(02), 107-122.

Winter, W. R., Jahnert, R. J., & França, A. B. (2007). Bacia de Campos. Boletim de Geociências da PETROBRAS, **15**(2), 511-529.

ANEXO I

Programas em Python 3

Os códigos em Python 3 foram feitos na interface do Jupyter notebook versão 4.2.3.

I.1 Código dos *CrossPlots* de S_w

crossplotsSW

November 14, 2016

```
In [8]: import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
%matplotlib inline

In [10]: def crossplotArcl(lista, size=(8,8)):
fig = plt.figure(figsize=size)
plt.grid(True)
plt.xlim(0,2)
plt.ylim(0,1)
plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
plt.gca().set_yticks(np.arange(0,1.1,0.1))

plt.plot(plan.SwAss, plan.VSHss, ".")

plt.xlabel("Sw_Archie")
plt.ylabel(r"VSH (Argilosidade)")
plt.savefig("SwARCHIExVSH.png")

In [11]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
f1 = [plan.SwAss, plan.VSHss]

lista = [f1]

In [13]: crossplotArcl(lista, (8,4))
```



```
In [23]: def crossplotArc2(lista, size=(8,8)):
        fig = plt.figure(figsize=size)
        plt.grid(True)
        plt.xlim(0,2)
        plt.ylim(0,1)
        plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
        plt.gca().set_yticks(np.arange(0,1.1,0.1))

        plt.plot(plan.SwAss, plan.PHIEss, ".")

        plt.xlabel("Sw_Archie")
        plt.ylabel(r"PHIe (Porosidade efetiva)")
        plt.savefig("SwARCHIExPHIE.png")
```

```
In [24]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
        f1 = [plan.SwAss, plan.PHIEss]

        lista = [f1]
```

```
In [25]: crossplotArc2(lista, (8,4))
```

```
In [27]: def crossplotArc3(lista, size=(8,8)):
        fig = plt.figure(figsize=size)
        plt.grid(True)
        plt.xlim(0,2)
        plt.ylim(0,200)
        plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
        plt.gca().set_yticks(np.arange(0,220,20))

        plt.plot(plan.SwAss, plan.RILDss, ".")

        plt.xlabel("Sw_Archie")
        plt.ylabel(r"RILD (Ohm.m)")
        plt.savefig("SwAxRILD.png")
```

```
In [28]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
        f1 = [plan.SwAss, plan.RILDss]

        lista = [f1]
```

```
In [29]: crossplotArc3(lista, (8,4))
```

```

In [36]: def crossplotP1(lista, size=(8,8)):
            fig = plt.figure(figsize=size)
            plt.grid(True)
            plt.xlim(0,2)
            plt.ylim(0,1)
            plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
            plt.gca().set_yticks(np.arange(0,1.1,0.1))

            plt.plot(plan.SwPss, plan.PHIEssP, ".")

            plt.xlabel("Sw_Poupon")
            plt.ylabel(r"PHIe (Porosidade efetiva)")
            plt.savefig("SwPouponxPHIE.png")

In [37]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
            f1 = [plan.SwPss, plan.PHIEssP]

            lista = [f1]

In [38]: crossplotP1(lista, (8,4))

In [39]: def crossplotP2(lista, size=(8,8)):
            fig = plt.figure(figsize=size)
            plt.grid(True)
            plt.xlim(0,2)
            plt.ylim(0,1)
            plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
            plt.gca().set_yticks(np.arange(0,1.1,0.1))

            plt.plot(plan.SwPss, plan.VSHssP, ".")

            plt.xlabel("Sw_Poupon")
            plt.ylabel(r"VSH (Argilosidade)")
            plt.savefig("SwPouponxVSH.png")

In [40]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
            f1 = [plan.SwPss, plan.VSHssP]

            lista = [f1]

In [41]: crossplotP2(lista, (8,4))

```

```
In [9]: def crossplotP3(lista, size=(8,8)):
        fig = plt.figure(figsize=size)
        plt.grid(True)
        plt.xlim(0,2)
        plt.ylim(0,200)
        plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
        plt.gca().set_yticks(np.arange(0,220,20))

        plt.plot(plan.SwPss, plan.RILDssP, ".")

        plt.xlabel("Sw_Poupon")
        plt.ylabel(r"RILD (Ohm.m)")
        plt.savefig("SwPxRILD.png")
```

```
In [10]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
        f1 = [plan.SwPss, plan.RILDssP]

        lista = [f1]
```

```
In [11]: crossplotP3(lista, (8,4))
```

```
In [33]: def crossplotH1(lista, size=(8,8)):
        fig = plt.figure(figsize=size)
        plt.grid(True)
        plt.xlim(0,2)
        plt.ylim(0,1)
        plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
        plt.gca().set_yticks(np.arange(0,1.1,0.1))

        plt.plot(plan.SwHss, plan.VSHssH, ".")

        plt.xlabel("Sw_Hossin")
        plt.ylabel(r"VSH (Argilosidade)")
        plt.savefig("SwHossinxVSH.png")
```

```
In [34]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
        f1 = [plan.SwHss, plan.VSHssH]

        lista = [f1]
```

```
In [35]: crossplotH1(lista, (8,4))
```

```

In [65]: def crossplotH2(lista, size=(8,8)):
    fig = plt.figure(figsize=size)
    plt.grid(True)
    plt.xlim(0,2)
    plt.ylim(0,1)
    plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
    plt.gca().set_yticks(np.arange(0,1.1,0.1))

    plt.plot(plan.SwHss, plan.PHIEssH, ".")

    plt.xlabel("Sw_Hossin")
    plt.ylabel(r"PHIE (Porosidade efetiva)")
    plt.savefig("SwHossinxPHIE.png")

In [66]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
    f1 = [plan.SwHss, plan.PHIEssH]

    lista = [f1]

In [67]: crossplotH2(lista, (8,4))

In [47]: def crossplotH3(lista, size=(8,8)):
    fig = plt.figure(figsize=size)
    plt.grid(True)
    plt.xlim(0,2)
    plt.ylim(0,200)
    plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
    plt.gca().set_yticks(np.arange(0,220,20))

    plt.plot(plan.SwHss, plan.RILDssH, ".")

    plt.xlabel("Sw_Hossin")
    plt.ylabel(r"RILD (Ohm.m)")
    plt.savefig("SwHxRILD.png")

In [48]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
    f1 = [plan.SwHss, plan.RILDssH]

    lista = [f1]

In [49]: crossplotH3(lista, (8,4))

```

```
In [68]: def crossplotSm1(lista, size=(8,8)):
    fig = plt.figure(figsize=size)
    plt.grid(True)
    plt.xlim(0,2)
    plt.ylim(0,1)
    plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
    plt.gca().set_yticks(np.arange(0,1.1,0.1))

    plt.plot(plan.Swsmss, plan.PHIess, ".")

    plt.xlabel("Sw_Simandoux")
    plt.ylabel(r"PHIe (Porosidade efetiva)")
    plt.savefig("SwsimandouxxPHIE.png")
```

```
In [69]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
    f1 = [plan.Swsmss, plan.PHIess]

    lista = [f1]
```

```
In [70]: crossplotSm1(lista, (8,4))
```

```
In [59]: def crossplotSm2(lista, size=(8,8)):
    fig = plt.figure(figsize=size)
    plt.grid(True)
    plt.xlim(0,2)
    plt.ylim(0,1)
    plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
    plt.gca().set_yticks(np.arange(0,1.1,0.1))

    plt.plot(plan.Swsmss, plan.VSHss, ".")

    plt.xlabel("Sw_Simandoux")
    plt.ylabel(r"VSH (Argilosidade)")
    plt.savefig("SwsimandouxxVSH.png")
```

```
In [60]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
    f1 = [plan.Swsmss, plan.VSHss]

    lista = [f1]
```

```
In [61]: crossplotSm2(lista, (8,4))
```



```
In [71]: def crossplotSm3(lista, size=(8,8)):
        fig = plt.figure(figsize=size)
        plt.grid(True)
        plt.xlim(0,2)
        plt.ylim(0,200)
        plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
        plt.gca().set_yticks(np.arange(0,220,20))

        plt.plot(plan.Swsmss, plan.RILDss, ".")

        plt.xlabel("Sw_Simandoux")
        plt.ylabel(r"RILD (Ohm.m)")
        plt.savefig("SwSimandouxXRILD.png")
```

```
In [72]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
        f1 = [plan.Swsmss, plan.RILDss]

        lista = [f1]
```

```
In [73]: crossplotSm3(lista, (8,4))
```

```
In [74]: def crossplotI1(lista, size=(8,8)):
        fig = plt.figure(figsize=size)
        plt.grid(True)
        plt.xlim(0,2)
        plt.ylim(0,1)
        plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
        plt.gca().set_yticks(np.arange(0,1.1,0.1))

        plt.plot(plan.Swiss, plan.VSHss, ".")

        plt.xlabel("Sw_Indonésia")
        plt.ylabel(r"VSH (Argilosidade)")
        plt.savefig("SwIndonesiaxVSH.png")
```

```
In [75]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
        f1 = [plan.Swiss, plan.VSHss]

        lista = [f1]
```

```
In [76]: crossplotI1(lista, (8,4))
```



```

In [81]: def crossplotI2(lista, size=(8,8)):
            fig = plt.figure(figsize=size)
            plt.grid(True)
            plt.xlim(0,2)
            plt.ylim(0,1)
            plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
            plt.gca().set_yticks(np.arange(0,1.1,0.1))

            plt.plot(plan.Swiss, plan.PHIEss, ".")

            plt.xlabel("Sw_Indonésia")
            plt.ylabel(r"PHIE (Porosidade efetiva)")
            plt.savefig("SwIndonesiaxPHIE.png")

In [82]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
            fl = [plan.Swiss, plan.PHIEss]

            lista = [fl]

In [83]: crossplotI2(lista, (8,4))

In [84]: def crossplotI3(lista, size=(8,8)):
            fig = plt.figure(figsize=size)
            plt.grid(True)
            plt.xlim(0,2)
            plt.ylim(0,200)
            plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
            plt.gca().set_yticks(np.arange(0,220,20))

            plt.plot(plan.Swiss, plan.RILDss, ".")

            plt.xlabel("Sw_Indonésia")
            plt.ylabel(r"RILD (Ohm.m)")
            plt.savefig("SwIxrILD.png")

In [85]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
            fl = [plan.Swiss, plan.RILDss]

            lista = [fl]

In [86]: crossplotI3(lista, (8,4))

```

```

In [87]: def crossplotSch1(lista, size=(8,8)):
        fig = plt.figure(figsize=size)
        plt.grid(True)
        plt.xlim(0,2)
        plt.ylim(0,1)
        plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
        plt.gca().set_yticks(np.arange(0,1.1,0.1))

        plt.plot(plan.Swschss, plan.VSHss, ".")

        plt.xlabel("Sw_Schlumberger")
        plt.ylabel(r"VSH (Argilosidade)")
        plt.savefig("SwSchlumbergerxVSH.png")

In [88]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
        f1 = [plan.Swschss, plan.VSHss]

        lista = [f1]

In [89]: crossplotSch1(lista, (8,4))


In [95]: def crossplotSch2(lista, size=(8,8)):
        fig = plt.figure(figsize=size)
        plt.grid(True)
        plt.xlim(0,2)
        plt.ylim(0,1)
        plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
        plt.gca().set_yticks(np.arange(0,1.1,0.1))

        plt.plot(plan.Swschss, plan.PHIess, ".")

        plt.xlabel("Sw_Schlumberger")
        plt.ylabel(r"PHIe (Porosidade efetiva)")
        plt.savefig("SwSchlumbergerxPHIE.png")

In [96]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
        f1 = [plan.Swschss, plan.PHIess]

        lista = [f1]

In [97]: crossplotSch2(lista, (8,4))

```

```

In [98]: def crossplotSch3(lista, size=(8,8)):
        fig = plt.figure(figsize=size)
        plt.grid(True)
        plt.xlim(0,2)
        plt.ylim(0,200)
        plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
        plt.gca().set_yticks(np.arange(0,220,20))

        plt.plot(plan.Swschss, plan.RILDss, ".")

        plt.xlabel("Sw_Schlumberger")
        plt.ylabel(r"RILD (Ohm.m)")
        plt.savefig("SwSchxRILD.png")

In [99]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
        f1 = [plan.Swschss, plan.RILDss]

        lista = [f1]

In [100]: crossplotSch3(lista, (8,4))

In [101]: def crossplotSj1(lista, size=(8,8)):
        fig = plt.figure(figsize=size)
        plt.grid(True)
        plt.xlim(0,2)
        plt.ylim(0,1)
        plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
        plt.gca().set_yticks(np.arange(0,1.1,0.1))

        plt.plot(plan.Swjss, plan.PHIEssj, ".")

        plt.xlabel("Sw_Juhasz")
        plt.ylabel(r"PHIe (Porosidade efetiva)")
        plt.savefig("SwjuhaszxPHIE.png")

In [102]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
        f1 = [plan.Swjss, plan.PHIEssj]

        lista = [f1]

In [103]: crossplotSj1(lista, (8,4))

```

```

In [104]: def crossplotSj2(lista, size=(8,8)):
            fig = plt.figure(figsize=size)
            plt.grid(True)
            plt.xlim(0,2)
            plt.ylim(0,1)
            plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
            plt.gca().set_yticks(np.arange(0,1.1,0.1))

            plt.plot(plan.Swjss, plan.VSHssj, ".")

            plt.xlabel("Sw_Juhasz")
            plt.ylabel(r"VSH (Argilosidade)")
            plt.savefig("SwjuhaszxVSH.png")

In [105]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
            f1 = [plan.Swjss, plan.VSHssj]

            lista = [f1]

In [106]: crossplotSj3(lista, (8,4))

In [107]: def crossplotSj3(lista, size=(8,8)):
            fig = plt.figure(figsize=size)
            plt.grid(True)
            plt.xlim(0,2)
            plt.ylim(0,200)
            plt.gca().set_xticks(np.arange(0,2.1,0.1))
            plt.gca().set_yticks(np.arange(0,220,20))

            plt.plot(plan.Swjss, plan.RILDss, ".")

            plt.xlabel("Sw_Juhasz")
            plt.ylabel(r"RILD (Ohm.m)")
            plt.savefig("SwjxRILDss.png")

In [108]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
            f1 = [plan.Swjss, plan.RILDss]

            lista = [f1]

In [109]: crossplotSj3(lista, (8,4))

```

I.2 Código dos *CrossPlots* Interpretativos

CrossPlots

November 14, 2016

```
In [70]: import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
%matplotlib inline

In [9]: def crossplotPHIDXNPHI(lista, size=(6, 6)):
    fig = plt.figure(figsize=size)
    plt.grid(True)
    plt.xlim(0, 0.4)
    plt.ylim(0, 0.4)
    plt.gca().set_xticks(np.arange(0, 0.5, 0.1))
    plt.gca().set_yticks(np.arange(0, 0.5, 0.1))

    plt.plot(plan.PHINLS, plan.PHID, ".")

    plt.xlabel("NPHIss")
    plt.ylabel(r"PHIDss")
    plt.savefig("PHIDxNPHI.png")

In [10]: plan = pd.read_excel("Pastal.xlsx")
    f1 = [plan.PHINLS, plan.PHID]

    lista = [f1]

In [15]: crossplotPHIDXNPHI(lista, (8, 6))
```

```

In [20]: def crossplotGRxRILD(lista, size=(6, 6)):
        fig = plt.figure(figsize=size)
        plt.grid(True)
        plt.xlim(20, 140)
        plt.ylim(0, 200)
        plt.gca().set_xticks(np.arange(20, 160, 20))
        plt.gca().set_yticks(np.arange(0, 250, 50))

        plt.plot(plan.GR, plan.RILD, ".")

        plt.xlabel("GR (UAPI)")
        plt.ylabel(r" RILD (Ohm.m)")
        plt.savefig("GRxRILD.png")

In [21]: plan = pd.read_excel("Pastal.xlsx")
        f1 = [plan.GR, plan.RILD]

        lista = [f1]

In [22]: crossplotGRxRILD(lista, (8, 6))


In [24]: def crossplotRHOBxCILD(lista, size=(6, 6)):
        fig = plt.figure(figsize=size)
        plt.grid(True)
        plt.xlim(0, 0.8)
        plt.ylim(2, 2.8)
        plt.gca().set_xticks(np.arange(0, 1, 0.2))
        plt.gca().set_yticks(np.arange(2, 2.9, 0.1))

        plt.plot(plan.CILD, plan.RhoB, ".")

        plt.xlabel("1\RILD (S\m)")
        plt.ylabel(r" RHOB (g\cm3)")
        plt.savefig("RHOBxCILD.png")

In [25]: plan = pd.read_excel("Pastal.xlsx")
        f1 = [plan.CILD, plan.RhoB]

        lista = [f1]

In [26]: crossplotRHOBxCILD(lista, (8, 6))

```



```

In [71]: def crossplotRwAxPHIe(lista, size=(6, 6)):
    fig = plt.figure(figsize=size)
    plt.grid(True)
    plt.xlim(0, 0.2)
    plt.ylim(0, 0.03)
    plt.gca().set_xticks(np.arange(0, 0.25, 0.05))
    plt.gca().set_yticks(np.arange(0, 0.04, 0.01))

    plt.plot(plan.PHIEa, plan.RwAa, ".")

    plt.xlabel("PHIe")
    plt.ylabel(r"RwA (Ohm.m)")
    plt.savefig("RwAxPHIe.png")

In [72]: plan = pd.read_excel("Pastal.xlsx")
    f1 = [plan.PHIEa, plan.RwAa]

    lista = [f1]

In [73]: crossplotRwAxPHIe(lista, (10, 4))

In [59]: def PerfilSw(lista, size=(6, 6)):
    fig = plt.figure(figsize=size)
    plt.grid(True)
    plt.xlim(0, 1)
    plt.ylim(2950, 3110.5)
    plt.gca().invert_yaxis()
    plt.gca().set_xticks(np.arange(0, 1.1, 0.1))
    plt.gca().set_yticks(np.arange(2950, 3130, 10))
    for i in lista:
        plt.plot(i[0], i[1], 'o', label=i[2])
    plt.plot()
    plt.legend()
    plt.xlabel("Sw (Saturação de Água)")
    plt.ylabel(r"Profundidade (m)")
    plt.savefig("PerfilSw.png")

In [60]: plan = pd.read_excel("Pastal.xlsx")
    f1 = [plan.Swat, plan.Prof, "Archie"]
    f2 = [plan.Swpt, plan.Prof, "Poupon"]
    f3 = [plan.Swht, plan.Prof, "Hossin"]
    f4 = [plan.Swsmt, plan.Prof, "Simandoux"]
    f5 = [plan.Swit, plan.Prof, "Indonésia"]
    f6 = [plan.Swscht, plan.Prof, "Schlumberger"]
    f7 = [plan.Swjt, plan.Prof, "Juhasz"]
    lista = [f1, f2, f3, f4, f5, f6, f7]

In [69]: PerfilSw(lista, (10, 15))

```

```

In [13]: def cutoffSwAxRILD(lista, size=(6, 6)):
    fig = plt.figure(figsize=size)
    plt.grid(True)
    plt.xlim(0, 1)
    plt.ylim(0, 200)
    plt.gca().set_xticks(np.arange(0, 1.1, 0.1))
    plt.gca().set_yticks(np.arange(0, 240, 40))

    plt.plot(plan.Swat, plan.RILD, ".")

    plt.xlabel("SwA")
    plt.ylabel(r" RILD (Ohm.m) ")
    plt.savefig("cutoffSwAxRILD.png")

In [14]: plan = pd.read_excel("Pastal.xlsx")
    f1 = [plan.Swat, plan.RILD]

    lista = [f1]

In [56]: cutoffSwAxRILD(lista, (6, 4))

In [46]: def cutoffSwAxVSH(lista, size=(6, 6)):
    fig = plt.figure(figsize=size)
    plt.grid(True)

    plt.xlim(0, 1)
    plt.ylim(0, 1)
    plt.gca().set_xticks(np.arange(0, 1.1, 0.1))
    plt.gca().set_yticks(np.arange(0, 1.1, 0.1))

    plt.plot(plan.Swat, plan.VSHmenor, ".")

    plt.xlabel("SwA")
    plt.ylabel(r"VSH")
    plt.savefig("cutoffSwAxVSH.png")

In [47]: plan = pd.read_excel("Pastal.xlsx")
    f1 = [plan.Swat, plan.VSHmenor]

    lista = [f1]

In [54]: cutoffSwAxVSH(lista, (6, 4))

```

```
In [49]: def cutoffVSHxPHIe(lista, size=(6, 6)):
    fig = plt.figure(figsize=size)
    plt.grid(True)
    plt.xlim(0, 1)
    plt.ylim(0, 1)
    plt.gca().set_xticks(np.arange(0, 1.1, 0.1))

    plt.gca().set_yticks(np.arange(0, 1.1, 0.1))

    plt.plot(plan.VSHmenor, plan.PHIE, ".")

    plt.xlabel("VSH")
    plt.ylabel(r"PHIe")
    plt.savefig("cutoffVSHxPHIe.png")
```

```
In [50]: plan = pd.read_excel("Pastal.xlsx")
    f1 = [plan.VSHmenor, plan.PHIE]

    lista = [f1]
```

```
In [55]: cutoffVSHxPHIe(lista, (6, 4))
```

```
In [11]: def crossplotGRxRHOB(lista, size=(6, 6)):
    fig = plt.figure(figsize=size)
    plt.grid(True)
    plt.xlim(20, 140)
    plt.ylim(2, 3)
    plt.gca().set_xticks(np.arange(20, 160, 20))
    plt.gca().set_yticks(np.arange(2, 3.1, 0.1))
    for i in lista:
        plt.plot(i[0], i[1], '.', label=i[2])
    plt.plot()
    plt.legend()
    plt.xlabel("GR (UAPI)")
    plt.ylabel(r"RhoB (g/cm3)")
    plt.savefig("GRxRhoB.png")
```

```
In [12]: plan = pd.read_excel("calcSW.xlsx")
    f1 = [plan.GRss, plan.RhoBss, "Arenito"]
    f2 = [plan.GRsh, plan.RhoBsh, "Folhelho"]
    f3 = [plan.GRc, plan.RhoBc, "Litologia Complexa"]
    lista = [f1, f2, f3]
```

```
In [13]: crossplotGRxRHOB(lista, (10, 6))
```