



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

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

ESTUDO COMPARATIVO DAS
EQUAÇÕES DE WYLLIE E RAYMER
COM PERFIS GEOFÍSICOS
RADIOATIVOS - APLICAÇÃO EM POÇO
DO CAMPO DE BELA VISTA, BACIA DO
RECÔNCAVO

VINICIUS VENTURA DE OLIVEIRA

SALVADOR – BAHIA
AGOSTO – 2018

**Estudo Comparativo das equações de Wyllie e Raymer com Perfis Geofísicos
Radioativos - Aplicação em poço do campo de Bela Vista, Bacia do Recôncavo**

por

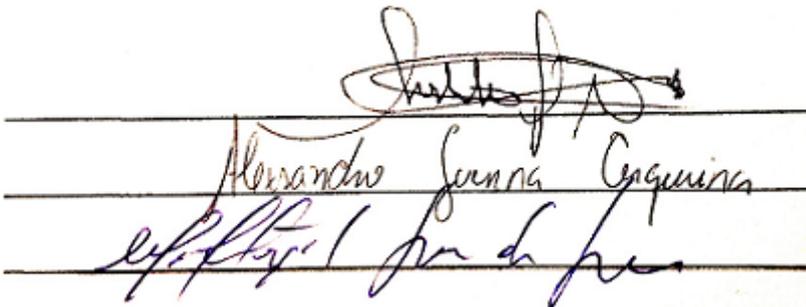
VINICIUS VENTURA DE OLIVEIRA

Orientador: Prof. Me. Geraldo Girão Nery

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA
DO
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

COMISSÃO EXAMINADORA



The image shows three handwritten signatures in black ink, each written over a horizontal line. The top signature is the most stylized and difficult to read. The middle signature is 'Alexsandro Guerra Cerqueira'. The bottom signature is 'Michelangelo Gomes da Silva'.

Me. Geraldo Girão Nery

Me. Alexsandro Guerra Cerqueira

Dr. Michelângelo Gomes da Silva

DATA DA APROVAÇÃO: 27/08/2018

"The answer is blowin' in the wind".

(Bob Dylan)

Aos meus pais, pelo total apoio,
confiança e amor incondicional.

Resumo

A porosidade é uma propriedade que relaciona o volume de espaços vazios da rocha com o seu volume total. Tal propriedade é fundamental para a determinação do potencial que a rocha tem em armazenar um fluido, seja ele óleo, gás ou água.

São vários os métodos utilizados para a determinação da porosidade das rochas. Tais métodos podem usar medidas laboratoriais, através de amostras, ou obtidos por perfis geofísicos, como o sônico e os radioativos induzidos (neutrônico e densidade). Este trabalho tem por objetivo fazer um estudo comparativo das equações desenvolvidas por Wyllie et al. (1956) e Raymer et al. (1980), que determinam a porosidade das rochas através dos seus tempos de trânsito, aplicando-as em 1 poço perfurado e perfilado no Campo de Bela Vista, na Bacia do Recôncavo.

Para uma melhor avaliação qualitativa e quantitativa apresentada neste trabalho, foram utilizados os dados existentes nas pastas dos poços e arquivos ASCII (também conhecidos como LAS) dos perfis geofísicos, realizados no âmbito do projeto Campo-escola, e de gráficos e curvas geradas para auxiliar na interpretação daquilo que está sendo proposto.

Abstract

The porosity is a property that relates the volume of open spaces of the rock with its total volume. Such a property is fundamental in determining the potential that the rock has in storing a fluid, be it oil, gas or water.

There are several methods used to determine the porosity of rocks. Such methods uses laboratory measures, samples or geophysical logs, such as sonic and radioactive induced (neutron and density). This work aims to make a comparative study of the equations developed by Wyllie et al., 1956 and Raymer et al., 1980, which determine the porosity of the rocks through their transit times, in 1 hole drilled and logged in the Bela Vista, field in the Recôncavo Basin.

For a better qualitative and quantitative evaluation, this work uses the ASCII data (*.las file) and geophysical logs, carried out within the Campo-Escola project, to graphical assistance in the interpretation of what is being proposed.

Sumário

| | |
|--|-----------|
| Resumo | 3 |
| Abstract | 4 |
| Introdução | 11 |
| 1 Caracterização da Área de Estudo | 12 |
| 1.1 A Bacia do Recôncavo | 12 |
| 1.1.1 Sequências Estratigráficas e Evolução Tectono-Sedimentar | 12 |
| 1.1.2 Reservatórios | 14 |
| 1.2 O campo Bela Vista | 15 |
| 1.2.1 O Projeto Campo-Escola | 16 |
| 1.2.2 O Poço 1-BLV-001-BA | 17 |
| 2 Fundamentos da Perfilagem Geofísica de Poços | 18 |
| 2.1 Contexto Histórico | 18 |
| 2.2 O Ambiente da Perfilagem Geofísica de Poço Aberto | 19 |
| 2.3 As Ferramentas de Perfilagem Geofísica | 19 |
| 2.3.1 O Perfil de Raios Gama | 19 |
| 2.3.2 O Perfil de Indução | 21 |
| 2.3.3 O Perfil de Densidade | 22 |
| 2.3.4 O Perfil Neutrônico | 23 |
| 2.3.5 O Perfil Sônico | 25 |
| 3 Interpretação dos Perfis Geofísicos | 28 |
| 3.1 Argilidade (V_{sh}) | 30 |
| 3.2 Principais indicadores de argilidade (V_{sh}) | 31 |
| 4 Metodologia | 34 |
| 4.1 Parâmetros | 34 |

| | | |
|------------|--|-----------|
| 4.2 | Interpretação Através dos Cálculos | 35 |
| 4.3 | Equação de Wyllie | 37 |
| 4.4 | Equação de Raymer | 37 |
| 5 | Resultados | 39 |
| 5.1 | Formação Candeias | 40 |
| 5.2 | Formação Itaparica | 45 |
| 5.3 | Formação Sergi | 48 |
| 5.4 | Resistividade da água da formação | 51 |
| 5.5 | Porosidades sônicas | 53 |
| 5.6 | Comparação entre as porosidades sônicas e radioativas | 56 |
| 5.7 | Comparação entre os Net Pays | 58 |
| 5.8 | Determinação da espessura efetiva de hidrocarboneto ($h\phi S_{Om}$) | 59 |
| 6 | Conclusões | 66 |
| 6.1 | Recomendações | 67 |
| | Agradecimentos | 68 |
| A | Determinação do R_{wAmin} com a equação de Wyllie | 70 |
| B | Determinação do R_{wAmin} com a equação de Raymer | 71 |
| C | Determinação dos Cut-Offs | 72 |
| | Referências | 87 |
| I | Perfil Composto do Poço 1-BLV-001-BA | 89 |
| II | Carta Estratigráfica da Bacia do Recôncavo | 90 |
| III | Determinação da Litologia | 91 |

Lista de Tabelas

| | | |
|-----|--|----|
| 1.1 | Informações sobre o campo Bela Vista. Adaptado de Sacramento et al. (2013) | 16 |
| 1.2 | Perfis Geofísicos corridos no Poço 1-BLV-001-BA. Adaptado de Pinto (2011) | 17 |
| 3.1 | Indicadores de Vsh calculados. | 33 |
| 5.1 | Parâmetros definidos nas formações do poço 1-BLV-001-BA | 51 |
| 5.2 | Net Pays calculados com valores padrões. | 58 |
| 5.3 | <i>Net Pays</i> estimados para as Fm.s Candeias, Itaparica e Sergi, utilizando diferentes metodologias para o cálculo da porosidade. | 59 |
| 5.4 | Resumo da Espessura Efetiva de HC do Poço 1-BLV-001-BA. Relatório Geológico do Poço (Petrobras, 1984). | 64 |
| 5.5 | Resumo da Interpretação Quantitativa dos Perfis do Poço 1-BLV-001-BA, utilizando as equações estudadas. | 65 |
| C.1 | Resumo dos Cut-Offs. | 86 |

Lista de Figuras

| | | |
|------|---|----|
| 1.1 | Mapa geográfico com a localização da cidade de Esplanada-BA e destaque da Bacia do Recôncavo, com suas falhas e mergulhos delimitados. Adaptado de Milhomem et al., 2003. | 13 |
| 1.2 | Mapa com a localização dos poços do Campo Bela Vista. Adaptado de ANP (2018). | 15 |
| 2.1 | Invasão radial do fluido de perfuração ao longo do poço, vista em plano (quadro superior à esquerda) e corte (figura central). Do autor. | 20 |
| 2.2 | Transformada Δt x ϕ proposta, comparada com a equação de Wyllie do tempo médio para dois tempos de trânsito distintos. Adaptado de Raymer et al., 1980. | 27 |
| 4.1 | Fluxograma com as etapas que compõem a metodologia aplicada. | 35 |
| 5.1 | Gráfico ILD x GR para determinação dos GR_{max} e GR_{min} | 40 |
| 5.2 | Gráfico ρ_B x 1/ILD com a curva GR, para a determinação de ρm | 41 |
| 5.3 | Gráfico ϕ_{Dss} x ϕ_{Nss} com a curva GR, para a determinação de ϕ_{Dsh} e ϕ_{Nsh} | 42 |
| 5.4 | Gráfico Δt x 1/IDL com a curva GR, para a determinação de Δt_m | 43 |
| 5.5 | Gráfico ILD x GR , para a determinação de R_{sh} | 44 |
| 5.6 | Gráfico IDL x GR para determinação dos GR_{max} e GR_{min} | 45 |
| 5.7 | Gráfico ρ_B x 1/ILD com a curva GR, para a determinação de ρm | 46 |
| 5.8 | Gráfico ϕ_{Dss} x ϕ_{Nss} com a curva GR, para a determinação de ϕ_{Dsh} e ϕ_{Nsh} | 46 |
| 5.9 | Gráfico Δt x 1/ILD com a curva GR, para a determinação de Δt_m | 47 |
| 5.10 | Gráfico ILD x GR , para a determinação de R_{sh} | 48 |
| 5.11 | Gráfico IDL x GR para determinação dos GR_{max} e GR_{min} | 49 |
| 5.12 | Gráfico ρ_B x 1/ILD com a curva GR, para a determinação da densidade da matriz (ρm). | 49 |
| 5.13 | Gráfico ϕ_{Dss} x ϕ_{Nss} com a curva GR, para a determinação de ϕ_{Dsh} e ϕ_{Nsh} | 50 |
| 5.14 | Gráfico Δt x 1/IDL com a curva GR, para a determinação de Δt_m | 50 |
| 5.15 | Gráfico ILD x GR , para a determinação de R_{sh} | 51 |

| | | |
|------|--|----|
| 5.16 | Gráfico R_{wA} x ϕ_e com a curva GR, para a determinação de R_{wAmin} , limitado em seus eixos. | 52 |
| 5.17 | Gráfico R_{wA} x ϕ_e com a curva GR, para a determinação de R_{wAmin} | 53 |
| 5.18 | Gráfico comparativo ϕ_{swcor} x ϕ_{sccorr} , com a curva GR (a) e Cáliper (b). | 54 |
| 5.19 | Gráfico comparativo ϕ_{swcor} x ϕ_{sccorr} , com a curva GR. | 55 |
| 5.20 | Gráfico comparativo ϕ_{swcor} x ϕ_{sccorr} , com a curva GR. | 55 |
| 5.21 | Gráfico comparativo entre a porosidade efetiva (ϕ_e) e as porosidades sônicas, ϕ_{swcor} (a), e ϕ_{sccorr} (b), com a curva GR. Formação Candeias. | 56 |
| 5.22 | Gráfico comparativo entre a porosidade efetiva (ϕ_e) e as porosidades sônicas, ϕ_{swcor} (a), e ϕ_{sccorr} (b), com a curva GR. Formação Itaparica. | 57 |
| 5.23 | Gráfico comparativo entre a porosidade efetiva (ϕ_e) e as porosidades sônicas, ϕ_{swcor} (a), e ϕ_{sccorr} (b), com a curva GR. Formação Sergi. | 57 |
| 5.24 | Net Pay utilizando as equações de porosidade efetiva dos perfis radioativos (ϕ_N x ϕ_D), Wyllie e Raymer. Intervalo entre 1197 a 1322 m. Formação Candeias - Poço 1-BLV-001-BA | 60 |
| 5.25 | Net Pay utilizando as equações de porosidade efetiva dos perfis radioativos (ϕ_N x ϕ_D), Wyllie e Raymer. Intervalo entre 1322 a 1448 m. Formação Candeias - Poço 1-BLV-001-BA | 61 |
| 5.26 | Net Pay utilizando as equações de porosidade efetiva dos perfis radioativos (ϕ_N x ϕ_D), Wyllie e Raymer. Formação Itaparica - Poço 1-BLV-001-BA | 62 |
| 5.27 | Net Pay utilizando as equações de porosidade efetiva dos perfis radioativos (ϕ_N x ϕ_D), Wyllie e Raymer. Formação Sergi - Poço 1-BLV-001-BA | 63 |
| A.1 | Gráfico R_{wA} x ϕ_{Scor} com a curva GR, para a determinação de R_{wAmin} , limitado em seus eixos. | 70 |
| B.1 | Gráfico R_{wA} x ϕ_{Scor} com a curva GR, para a determinação de R_{wAmin} , limitado em seus eixos. | 71 |
| I.1 | Perfil Composto do Poço 1-BLV-001-BA, mostrando os indícios de HC, testes de formação, contatos e litologia. Para maiores detalhes ver o relatório do poço. Fonte: Petrobras | 89 |
| II.1 | Carta Estratigráfica da Bacia do Recôncavo. Fonte: da Silva et al. (2007). | 90 |

| | |
|--|----|
| III.1 Determinação da Litologia e Porosidade das ferramentas Densidade (FDC) e Neutrônico (CNL) pré 1986. A curva amarela indica a litologia da matriz utilizada no poço BLV-1, enquanto que as linhas em azul mostram que a porosidade lida pelo perfil neutrônico calibrado com matriz calcária (eixo X). Modificado de Schlumberger (1997). | 91 |
|--|----|

Introdução

Ao se escolher uma área para a prospecção de petróleo, vários estudos devem ser realizados na região para a avaliação das possíveis formações existentes em subsuperfície. A perfuração de um poço tubular é um processo que nos permite obter, de maneira direta, amostras de pequenos fragmentos das rochas existentes em diferentes profundidades. Porém, apenas essas amostras não são suficientes para definir a existência comercial de fluido (tampouco sua quantidade e a viabilidade de ser extraído). Para isso, se faz necessário também obter informações sobre as propriedades físicas das rochas, quer por meios laboratoriais (implicando operações onerosas de obtenção de testemunhos), quer por meios dos perfis geofísicos.

A perfilagem geofísica de poços consiste em realizar medições de diferentes propriedades físicas por toda a profundidade do poço. Portanto, durante uma perfilagem, diferentes ferramentas são descidas no poço e suas medidas são registradas em dados digitais os quais posteriormente são impressos como curvas que definem a propriedade que tal ferramenta é capaz de medir. As curvas geradas pelas ferramentas são chamadas de perfis de poços. As relações que são feitas entre diferentes perfis nos permite dizer o comportamento das rochas em subsuperfície, e os cálculos realizados posteriormente à perfilagem nos dão uma ideia da viabilidade que o poço tem para ser explorado.

Este trabalho tem por objetivo fazer um estudo comparativo sobre as equações tradicionais na interpretação quantitativa dos perfis Sônico (Wyllie et al., 1956 e Raymer et al., 1980) e aplicá-las em dois poços do projeto Campo Escola, do campo Bela Vista, na Bacia do Recôncavo.

Capítulo 1

Caracterização da Área de Estudo

1.1 A Bacia do Recôncavo

A Bacia do Recôncavo está localizada na Região Nordeste do Brasil, mais precisamente no Estado da Bahia, fazendo parte do rifte intracontinental Recôncavo-Tucano-Jatobá, que teve origem na ruptura do Supercontinente Gondwana devido a esforços distensivos durante o Eocretáceo, que resultou na abertura do Oceano Atlântico Sul (Magnavita et al., 2005).

A Bacia ocupa uma área de aproximadamente de 11.500 km^2 e está limitada pelo Alto de Aporá, a norte e noroeste; pelo sistema de falhas da Barra, a sul; pela Falha de Maragogipe, a oeste e cujo rejeito não ultrapassa 200m; e pelo sistema de falhas de Salvador, a leste (Milhomem et al., 2003). A figura 1.1 mostra o mapa geográfico do Estado da Bahia, destacando a cidade de Esplanada, com uma ampliação da região da Bacia do Recôncavo, com suas falhas e mergulhos delimitados: A arquitetura básica da bacia reflete as heterogeneidades do embasamento pré-cambriano sobre o qual atuaram esforços distensionais, resultando em um meio-graben com orientação NE-SW e falha de borda a leste (sistema de falhas de Salvador), com rejeito eventualmente superior a 6.000 m.

Segundo Kuchle e Scherer (2010), a Bacia do Recôncavo se desenvolveu na mesma época que as bacias adjacentes (Camamu e Sergipe-Alagoas), porém, junto com as Bacias de Tucano e Jatobá, não evoluíram para o rompimento final, sendo preservado como um ramo abortado da margem Leste do Brasil. Com isso, a preservação completa do meio-gráben do Recôncavo e sua ampla exposição facilitam a observação da seção rifte, o que não se percebe nas outras bacias da margem leste brasileira.

1.1.1 Sequências Estratigráficas e Evolução Tectono-Sedimentar

As sequências sedimentares relacionadas ao preenchimento da Bacia do Recôncavo compreendem os depósitos acumulados durante o processo extensional juro-cretáceo e caracterizam

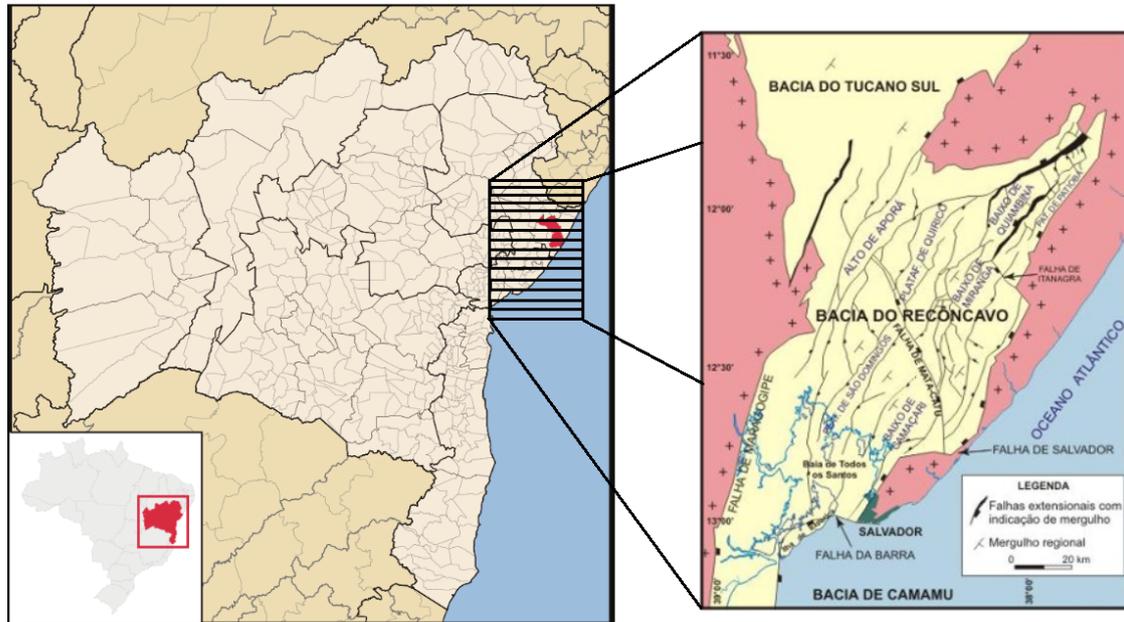


Figura 1.1: Mapa geográfico com a localização da cidade de Esplanada-BA e destaque da Bacia do Recôncavo, com suas falhas e mergulhos delimitados. Adaptado de Milhomem et al., 2003.

cinco sequências deposicionais, relacionadas aos estágios pré-rifte, rifte e pós-rifte.

- Fase Pré-Rifte

Na fase pré-rifte, a Bacia do Recôncavo tem sua composição formada por rochas do embasamento cristalino pré-cambriano e rochas sedimentares do Permiano (Fm. Afliados). O embasamento da Bacia do Recôncavo é representado predominantemente por gnaisses granulíticos arqueanos pertencentes ao Bloco Serrinha, a oeste e norte; aos cinturões Itabuna-Salvador-Curaçá, a oeste-sudoeste; e Salvador-Esplanada, a leste-nordeste. A sedimentação pré-rifte está dentro da Sequência J20-K05 e é representada por ciclos fluvio-eólicos que compõem o Membro Boipeba da Formação Aliança e as formações Sergi e Água Grande, aos quais se intercalam sistemas lacustres transgressivos, pertencentes ao Membro Capianga da Formação Aliança e a Formação Itaparica. As formações Aliança e Sergi possuem um amplo sistema aluvial, desenvolvido provavelmente durante o Neojurássico (Andar Dom João), enquanto que a deposição das formações Itaparica e Água Grande teria ocorrido no Eocretáceo.

- Fase Rifte

Segundo (da Silva et al., 2007), a fase Rifte é definida pela ruptura da crosta e a subsidência diferencial da bacia com assimetria a leste, originando, em sua fase inicial, um grande lago tectônico. A seção rifte abrange três sequências. As discordâncias que as limitam estão bem definidas a oeste, no segmento flexural da bacia. Nos depocen-

tros, seus limites são dados por concordâncias relativas, expressando a continuidade da sedimentação nesses sítios.

1. Sequência K10

A primeira sequência começa pela Formação Candeias, depositada em lagos distribuídos do Recôncavo a Jatobá e já associados aos falhamentos que caracterizam a fase rifte destas bacias. Representa uma importante mudança climática, de árido para úmido. De idade Berriasiana, esta sequência está truncada por uma discordância pelo menos em parte do Recôncavo.

2. Sequência K20

De idade Valanginiana, foi identificada nas bacias do Recôncavo e Tucano Sul, e inclui parte dos depósitos de leques deltaicos da Formação Salvador, dos arenitos fluviais Massacará, dos deltas Ilhas e do lago Maracangalha. Pelo menos em parte da bacia seu topo é marcado por uma discordância erosiva.

3. Sequência K30

Reúne as rochas que vão do Hauteriviano até o Eoaptiano, resultantes da atuação dos leques aluviais Salvador, dos sistemas fluviais Massacará, dos deltas Pojuca e do lago Maracangalha. A evolução do rifte cessou quase que por completo no Eoaptiano, originando a discordância que delimita a Sequência K30.

● Fase Pós-Rifte

O pós-rifte é composto por rochas sedimentares do Aptiano (Fm. Marizal) pertencentes à sequência K50, e do Plioceno (Fm. Barreiras), já associados a outras fases geotectônicas da bacia. Os depósitos da Formação Marizal são compostos por arenitos, conglomerados, folhelhos e calcários, que tiveram sua deposição no Nealagoas (Neoaptiano). Ressalta-se também a ocorrência de sedimentos terciários representada pelas fácies de leques aluviais pliocênicos que caracterizam a Formação Barreiras e pelos folhelhos cinza-esverdeados e calcários impuros da Formação Sabiá. Estes últimos testemunham uma incursão marinha de idade miocênica (Milhomem et al., 2003).

A Carta Estratigráfica da Bacia do Recôncavo se encontra no anexo II.

1.1.2 Reservatórios

A bacia guarda um importante registro geológico, na forma de uma seção lacustre que inclui basicamente folhelhos e arenitos. Seu eficiente sistema petrolífero define a Bacia do Recôncavo como uma das bacias mais prolíficas do Brasil.

Os principais reservatórios da Bacia Recôncavo são de natureza siliciclástica, relacionada aos depósitos fluvio-eólicos das formações Sergi e Água Grande, deltaicas, representada nas formações Marfim e Pojuca, ou vinculadas a fluxos gravitacionais, com arenitos que possuem boas características permoporosas, típicos dos reservatórios associados ao Membro Gomo da Formação Candeias, ou arenitos muito finos a finos, notadamente argilosos e com baixas permeabilidades, que caracterizam o Membro Caruaçu da Formação Maracangalha. Folhelhos dos membros Tauá e Gomo da Formação Candeias representam os intervalos geradores da bacia. Os arenitos Caruaçu detêm a maior reserva de gás não associado da bacia, concentrada principalmente nos campos de Miranga Profundo e Jacuípe. Os reservatórios deltaicos do Grupo Ilhas são representados por arenitos muito finos a finos, com boas características permoporosas. Estes reservatórios encerram importantes acumulações de óleo e gás associado, a exemplo dos campos de Miranga, Araçás, Taquipe e Fazenda Imbé.

1.2 O campo Bela Vista

O campo de Bela Vista está situado na Bacia do Recôncavo, no município de Esplanada, Bahia, a 180 km a norte da cidade de Salvador. Ele foi descoberto em 24/06/1984, colocado em produção em 31/07/1984 e fechado em 1996 (Sacramento et al., 2013). O campo possui uma área de 2,1 km^2 e 7 poços perfurados, sendo eles 1-BLV-001-BA, 3-BLV-002-BA, 3-BLV-003-BA, 7-BLV-004-BA, 7-BLV-005-BA, 7-BLV-006-BA e 7-BLV-007-BA, conforme mostra a figura 1.2. Para este trabalho foi utilizado dados do poço 1-BLV-001-BA.

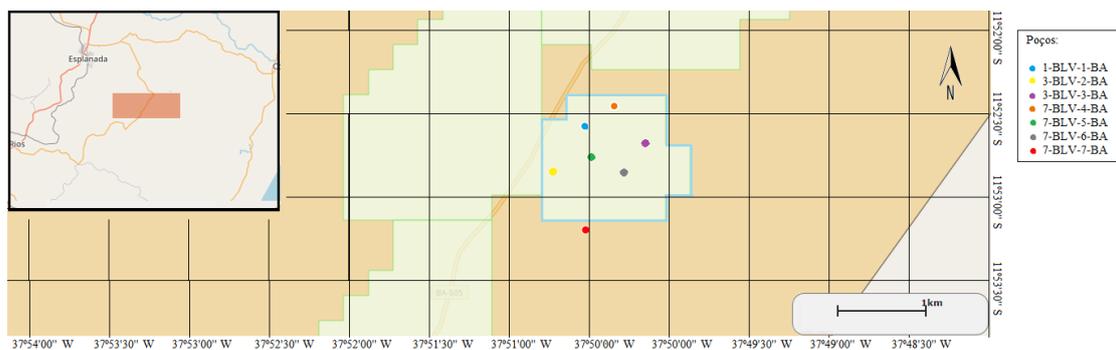


Figura 1.2: Mapa com a localização dos poços do Campo Bela Vista. Adaptado de ANP (2018).

O campo de Bela Vista apresenta 4 acumulações, sendo a principal localizada na Formação Candeias/Membro Gomo e as secundárias, localizadas nas formações Água Grande, Itaparica e Sergi. A produção acumulada, até dezembro de 1997, totalizou aproximadamente 170 mil barris de óleo e 2,4 milhões de metros cúbicos de gás. A tabela 1.1 apresenta alguns dados sobre o campo.

| Campo Bela Vista | |
|--|--|
| Formação do reservatório (Arenito) | Candeias, Água Grande, Itaparica e Sergi |
| Volume de óleo <i>in situ</i> (VOIS) | 9,7 milhões de bbl |
| Volume de gás <i>in situ</i> | 63,4 milhões de m^3 |
| Fluido principal | Óleo leve de 28,4° API |
| Produção acumulada de óleo (Fração recuperada) | 170 mil bbl (1,8%) |
| Produção acumulada de gás (Fração recuperada) | 2,4 milhões de m^3 (3,8%) |

Tabela 1.1: Informações sobre o campo Bela Vista. Adaptado de Sacramento et al. (2013)

Entre os estudos realizados com os dados deste campo, inclui-se os trabalho de Pinto (2011), abordando sintetizações de perfis sônicos.

1.2.1 O Projeto Campo-Escola

Algumas bacias sedimentares terrestres brasileiras possuem grande potencial de exploração e produção de petróleo e gás natural, que, no entanto, não costumam atrair o interesse dos operadores. Isso se deve ao fato de que esses campos, apesar de produtores, possuem uma limitação diária de sua produção. Campos assim são denominados de campos com acumulações marginais e normalmente são aqueles campos explorados durante um certo período de tempo e, após perder o valor econômico para o operador, é devolvido à Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP) que, em virtude de não haver nenhuma previsão legal quanto a destinação a ser dada aos mesmos, os mantinha inativos. Diferentemente dos campos maduros, que são campos que estão naturalmente em declínio rumo ao limite de sua reserva recuperável, os campos marginais estão relacionados mais com fatores econômicos, de modo que, economicamente falando, o mesmo campo pode não ser viável para empresas de grande porte, porém, pequenas e médias empresas podem conseguir obter bons retornos ao operarem em campos desse tipo.

Diante disso, a ANP, buscou junto às universidades, uma solução conjunta para os campos de acumulações marginais e campos maduros das bacias sedimentares brasileiras, na busca por promover o desenvolvimento de tecnologia e produção científica para as instituições e, ao mesmo tempo, incentivar a produção e a capacitação de mão-de-obra para o setor. Nesse contexto surgiu o Projeto Campo-Escola, um convênio entre a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a Universidade Federal da Bahia (UFBA) e a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN). Segundo Júnior e Galo (2005), o Projeto Campo-Escola teve como objetivo capacitar e formar profissionais qualificados na área petrolífera por meio do aproveitamento e revitalização de cinco campos maduros de

petróleo/gás: Bela Vista, Caracatu, Fazenda Mamoeiro, Riacho Sesmaria e Quiambina.

O projeto foi renovado por um período de cinco anos e posteriormente, por motivos burocráticos, foi devolvido à ANP, que ofertou o campo Bela Vista na 13ª Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural e de áreas inativas com acumulações marginais, em 2015.

1.2.2 O Poço 1-BLV-001-BA

O Poço 1-BLV-001-BA foi perfurado e perfilado no ano de 1984, pela Petrobras. O objetivo da perfilagem era encontrar reservatórios, tendo como principal os arenitos da Formação Candeias, enquanto que o Membro Água Grande da Formação Itaparica e os arenitos da Formação Sergi eram os objetivos secundários. Neste poço foram corridos os seguintes perfis: Raios Gama (GR), Potencial Espontâneo (SP), Cáliper (CALI), Indução Profunda (ILD) e Rasa (SFLA), Sônico (DT), Densidade (RHOB) e Neutrônico (NPHI). O perfil composto deste poço se encontra no anexo I deste trabalho. A tabela 1.2 mostra as curvas corridas no poço, bem como o intervalo de cada uma delas. Os dados obtidos se encontram na pasta do poço, que contém os relatório geológico do poço, onde é descrito todas as etapas de perfuração e perfilagem, além de análises geoquímicas,

| Curvas Corridas (Ferramentas) | Nomeclatura | Intervalo Perfilado (m) |
|--------------------------------------|--------------------|--------------------------------|
| Raios Gama | GR_1 | 296,0/1612,7 |
| Cáliper | CALI | 296,0/1614,5 |
| Sônico (BHC) | DT | 296,0/1621,0 |
| Esférica Focalizada | SFLA | 296,0/1628,0 |
| Indução (ISF) | ILD | 296,0/1628,8 |
| Potencial Espontâneo | SP | 296,0/1628,0 |
| Raios Gama | GR_2 | 1198,0/1621,0 |
| Neutrônico (CNL) | NPHI | 1198,0/1624,0 |
| Densidade (FDC) | RHOB | 1198,0/1630,0 |

Tabela 1.2: Perfis Geofísicos corridos no Poço 1-BLV-001-BA. Adaptado de Pinto (2011)

Capítulo 2

Fundamentos da Perfilagem Geofísica de Poços

2.1 Contexto Histórico

Durante a prospecção de um poço tubular, as etapas que se sucedem à perfuração do próprio poço são as que irão constatar se as avaliações feitas anteriormente à essa etapa confirmam o potencial estimado de acordo com o prospecto que lhe foi atribuído na exploração. Logo, após a perfuração se faz necessário então uma análise das propriedades petrofísicas do ambiente a ser explorado. Tal análise é feita através das amostras de calhas, dos testemunhos e da perfilagem geofísica.

A perfilagem geofísica consiste na utilização de sensores que se deslocam pelo poço através de um cabo elétrico, que registra continuamente a profundidade do poço. Esses sensores são capazes de medir propriedades elétricas, acústicas, mecânicas, radioativas, entre outras, que são registradas no perfil geofísico. O perfil geofísico é a representação gráfica entre as profundidades e as propriedades petrofísicas das rochas atravessadas por um poço (Nery, 2013).

Ainda de acordo com Nery (2013), os primeiros registros de perfis geofísicos datam de 1927, quando Henri Doll, Charles Scheibi e Roger Jost aplicaram o método geofísico de eletrorresistividade superficial em um poço de petróleo do campo de Pelchebronn, na França, sob o comando dos irmãos Conrad e Marcel Schlumberger. Os resultados obtidos das medições foram desenhados manualmente, gerando, assim, o primeiro perfil geofísico realizado em um poço. Portanto, a perfilagem geofísica teve seu início ligado diretamente à indústria petrolífera.

Com o passar do tempo, e junto à necessidade de novas informações, fez-se necessário o desenvolvimento de sensores mais sofisticados e que pudessem ser utilizados simultaneamente

em uma mesma ferramenta sem interferências entre os mesmos. Com o avanço exploratório e tecnológico, o uso de computadores cada vez mais sofisticados contribuiu para o desenvolvimento de programas de aquisição, processamento e interpretação geofísica.

Atualmente, existe uma grande quantidade de ferramentas e perfis disponíveis para a utilização nos poços. Os perfis usados neste trabalho, bem como seus princípios básicos serão adiante abordados.

2.2 O Ambiente da Perfilagem Geofísica de Poço Aberto

Durante o processo de perfuração do poço, é necessário a presença de um fluido que seja capaz de facilitar a operação, de modo que se atinja a profundidade esperada. Além disso, a escolha desse fluido deve feita levando em consideração alguns fatores, visto que o mesmo entra em contato direto com as rochas. Portanto, as propriedades desse fluido podem alterar as leituras dos sensores durante a perfilagem. O fluido de perfuração também é responsável por levar o material triturado pela broca até a superfície, para que o mesmo seja melhor estudado, atua no processo de resfriamento e lubrificação da broca de perfuração, ajuda no controle da pressão em subsuperfície, dando mais estabilidade e evitando desmoronamentos, entre outros fatores.

Com a aplicação do fluido de perfuração (lama), ocorre uma invasão através dos canais (capilares ou poros) das camadas permoporosas. Essa invasão provocada pelo filtrado (fase contínua da lama) ocorre de maneira radial e geram zonas ao redor do poço que são preenchidas totalmente pelo filtrado, zonas que são preenchidas parcialmente e zonas onde a lama não consegue chegar. Na zona mais próxima da parede do poço, o filtrado invade totalmente os poros ou canais, varrendo o fluido que havia originalmente ali. Essa zona é chamada de zona lavada. A próxima zona, chamada de zona invadida ou zona de transição, tende a ser uma mistura do filtrado e o fluido da formação, que foi empurrado da zona lavada ou que já existia ali. A zona onde o filtrado não alcança, ou seja, todas as características do fluido original são preservadas, é chamada de zona verdadeira, ou zona virgem. A figura 2.1 ilustra todas as zonas supracitadas.

2.3 As Ferramentas de Perfilagem Geofísica

2.3.1 O Perfil de Raios Gama

O perfil de raios gama (GR) mede a radioatividade natural emitida pelos elementos que compõem determinada formação. As ferramentas utilizadas para a medição de raios gama utilizam cintilômetros contendo um cristal que, ao entrar em contato com um fóton, emite

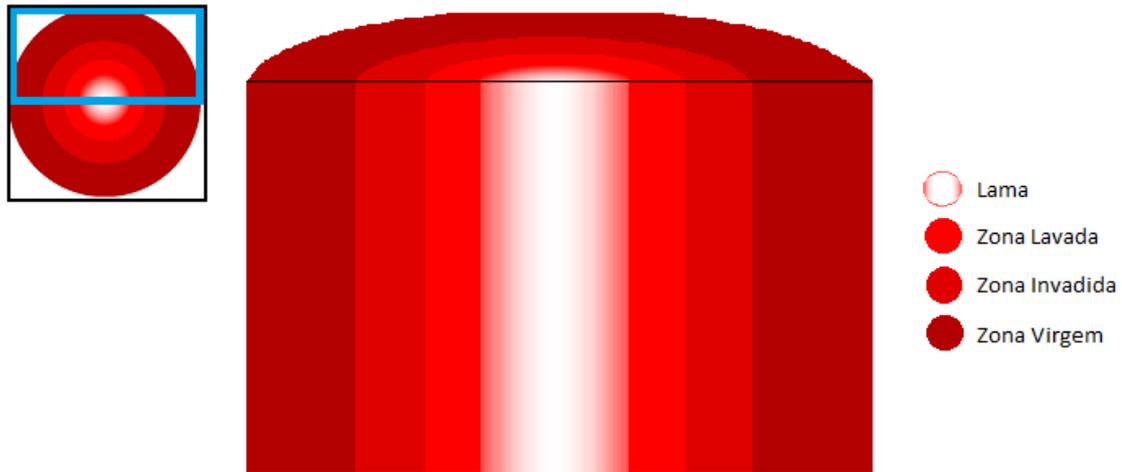


Figura 2.1: Invasão radial do fluido de perfuração ao longo do poço, vista em plano (quadro superior à esquerda) e corte (figura central). Do autor.

luz. A forma e tamanho do cristal determina a sensibilidade do cintilômetro, enquanto que a energia do fóton está relacionada com a intensidade da cintilação de maneira direta, o que possibilita identificar qual elemento originou a radiação.

Os elementos medidos pela ferramenta de raios gama são o potássio (^{40}K), com nível de energia da ordem de 1,46 MeV; o tório (^{232}Th), com nível de energia principal de 2,62 MeV; e o urânio (^{238}U), com seu nível de energia principal da ordem de 1,76 MeV. Os elementos radioativos naturais são oriundos originalmente das rochas ígneas e estão presentes em minerais como o feldspatos e em micas. Porém, nas rochas sedimentares, a medição de raios gama reflete o teor de argilosidade da rocha.

Os folhelhos e/ou argilas são sedimentos que possuem uma radioatividade natural pelo fato de apresentarem uma alta concentração de ^{40}K , além de Th e U, em menor quantidade. Já em outras rochas sedimentares, como arenitos, calcários e dolomitos, que são os principais reservatórios de hidrocarbonetos, a depender de uma atividade radioativa local, possuem um baixo teor de radioatividade. Portanto, na indústria de petróleo, através da ferramenta de raios gama, é possível identificar um potencial reservatório – com baixo teor de radioatividade – de um não-reservatório – com alto teor de radioatividade. Em outras palavras, o perfil de raios gama identifica e separa o que é folhelho do que não é folhelho.

A unidade de medida no perfil GR foi normalizada pelo Instituto Americano de Petróleo (API, sigla em inglês) e é dada em UAPI (Unidade API). A nível de base, os folhelhos e/ou argilas geralmente possuem uma amplitude que varia entre 75 e 150 UAPI, porém isso não é uma regra, pois os valores podem variar devido aos elementos que compõem o ambiente em que se encontram as rochas. Portanto, é sempre importante se ter um conhecimento prévio da litologia da área a ser explorada, isso evita possíveis erros interpretativos.

De posse da curva GR, pode-se calcular a argilosidade (V_{sh}) em cada ponto ao longo do poço. Por ser uma argilosidade calculada através da curva GR, leva o nome de V_{shGR} . O primeiro passo para se calcular a argilosidade é estabelecer o índice de radioatividade, ou IGR, que é dado pela seguinte relação:

$$IGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}, \quad (2.1)$$

onde GR é a medida de raios gama lida no perfil na determinada profundidade; GR_{min} é a medida da curva GR do arenito mais limpo da formação (menor GR lido no perfil); e GR_{max} é uma média dos valores máximos da curva GR, uma vez que o maior valor dessa curva não é utilizado, pois pode estar relacionado com uma mineração pontual da rocha, o que pode destoar do resto da formação. Portanto se estabelece uma linha de base dos folhelhos (LBF), onde seu valor representa o GR_{max} .

Tendo o IGR calculado, é possível, então, determinar a argilosidade da rocha. Diversas são as equações não lineares empíricas para se calcular a argilosidade. No presente trabalho foi utilizada a equação desenvolvida por Stieber (1970), que é a seguinte:

$$V_{shGR} = \frac{IGR}{A_{GR} - IGR(A_{GR} - 2)}, \quad (2.2)$$

onde IGR já foi previamente definido e A_{GR} é um fator correspondente à idade da rocha, sendo utilizado o valor igual a 2 para rochas do Terciário ou mais novas e 3 para rochas mais antigas. Neste trabalho foi utilizado o valor 3 para o A_{GR} , por se tratar de rochas pertencentes ao Cretácio, logo, mais antigas.

2.3.2 O Perfil de Indução

Um dos principais desafios na perfilagem geofísica era atenuar ao máximo o efeito que a lama utilizada na formação provocada nas leituras dos perfis. As ferramentas que eram utilizadas para medir a resistividade das formações, por exemplo, tinham como base o uso de eletrodos galvânicos, que realizavam as medidas utilizando uma lama à base de água com condutividade razoável como filtrado. Logo, esses tipos de ferramentas eram um problema em poços onde a lama utilizada fosse à base de ar, óleo, gás, espuma e afins, por serem extremamente isolantes, ou água salgada, por ser bastante condutora, o que provocava um curto circuito entre o eletrodos.

Por conta disso, passou-se a utilizar o Perfil de Indução, que tem como base a medida de resistividade da formação através da indução eletromagnética. Essa ferramenta possui uma bobina emissora que gera um campo eletromagnético primário, onde, a partir desse campo primário, são induzidas correntes elétricas alternadas no meio (as chamadas correntes de Foucault), de sentido oposto, ou seja, defasada de 90° em relação ao campo emissor.

Essas correntes alternadas geram um campo eletromagnético secundário, que se propaga radialmente no meio devido ao caráter condutivo das rochas sedimentares, que possuem condições de reter soluções eletrolíticas em seus poros. Os campos primários e secundários são medidos pela bobina receptora e a diferença de fases e amplitudes acaba possibilitando a individualização dos sinais.

Portanto, em poços que utilizam lamas resistivas, a ferramenta de indução consegue penetrar mais a fundo radialmente na formação, chegando até a zona virgem e, com isso, fornece a resistividade verdadeira da zona. Sua limitação está então na utilização de lamas muito salgadas (>30.000 ppm de NaCl), pois nesses casos, devido à alta condutividade, a corrente alternada tenderia a circular preferencialmente na região do filtrado.

2.3.3 O Perfil de Densidade

O Perfil de Densidade registra as variações das densidades das camadas com a profundidade. A densidade - ρ_B - (que possui unidade em g/cm^3 ou kg/m^3) consegue ser determinada através do bombardeio nas camadas de raios gama monoenergéticos. Os raios emitidos provêm de uma fonte radioativa (preferencialmente o Cs^{137}), direcionada, com nível energético da ordem de 0,662 MeV, pressionada contra a parede do poço, para minimizar o efeito do próprio poço (lama e reboco).

A utilização do Cs^{137} provoca uma interação entre os raios gama e a rocha conhecida por Efeito Compton (essa interação é a preferencial devido ao nível energético compatível da fonte), que, na colisão entre um fóton de média energia (entre 75 keV e 1,02 MeV) e um átomo qualquer no meio, ejeta um elétron orbital e provoca um espalhamento do fóton. Essa interação faz com que os raios gama se dissipem ou sejam absorvidos, reduzindo a intensidade do feixe inicial. Essa redução de intensidade, que é função da densidade eletrônica do meio, é então medida pelo detector. Logo, rochas mais densas resultam numa menor intensidade de radiação no detector e vice-versa.

A ferramenta do perfil de Densidade possui uma fonte e dois detectores, um perto e outro longe da fonte. A utilização de dois detectores se dá pela influência do reboco na leitura final. Logo, com um detector perto e outro longe, o volume de investigação será diferente para cada um deles, procurando assim eliminar o efeito do reboco. Portanto, o detector perto sofre uma maior influência do poço, enquanto que o longe sofre uma maior influência da camada em si.

A equação do perfil de Densidade em rocha limpa ($V_{sh} = 0$) é dada por:

$$\rho_B = (1 - \phi)\rho_m + \phi\rho_f, \quad (2.3)$$

onde ϕ é a porosidade da formação, ρ_m é a densidade da matriz e ρ_f , a densidade do fluido.

Desse modo, é possível obter a porosidade dada pelo perfil, ϕ_D , através da seguinte relação:

$$\phi_D = \frac{\rho_m - \rho_B}{\rho_m - \rho_f}, \quad (2.4)$$

A argila afeta a leitura do Perfil de Densidade, desde que os folhelhos apresentem em sua composição cerca de 60% de argilominerais e água intersticial adsorvida em excesso, fazendo com que a densidade do sedimento diminua. A fim de se corrigir o efeito da argilosidade presente na equação do densidade, calcula-se ϕ_{Dcor} , que é dada por:

$$\phi_{Dcor} = \phi_D - V_{sh}\phi_{Dsh}, \quad (2.5)$$

sendo V_{sh} o volume total de folhelho ou argila na rocha, obtido por diversos indicadores (mostrados posteriormente) e ϕ_{Dsh} a porosidade aparente dos folhelhos, que neste trabalho será obtida graficamente ou pode também ser calculada da seguinte forma:

$$\phi_{Dsh} = \frac{\rho_m - \rho_{Bsh}}{\rho_m - \rho_f}, \quad (2.6)$$

onde o ρ_m (densidade da matriz) usado é exatamente o mesmo tanto para arenito quanto para o folhelho, considerando-se que ambos tenham o mesmo tipo de matriz. Com isso, pode-se introduzir o conceito de porosidade aparente do folhelho (ϕ_{Dsh}), onde ρ_{Bsh} (densidade dos folhelhos adjacentes) deve ser lido nos folhelhos adjacentes.

De maneira geral, a densidade dos folhelhos não difere muito da densidade da matriz, porém, algumas condições são relevantes na interpretação da densidade dos folhelhos. Folhelhos mais profundos sofrem uma maior compactação dos sedimentos mais rasos, normalmente mais novos. Portanto, uma mudança brusca na densidade entre os intervalos de folhelhos pode indicar ambientes diferentes entre as formações que os compõem.

Além do cálculo da porosidade, o Perfil de Densidade pode ser utilizado em conjunto com outros perfis de porosidade (Sônico e/ou Neutrônico) como indicadores de argilosidade e da presença de gás. Esse tema será discutido mais adiante.

2.3.4 O Perfil Neutrônico

As ferramentas neutrônicas possuem uma fonte química de nêutrons que bombardeiam as camadas da formação onde foi perfurado o poço. Os nêutrons sofrem sucessivas e múltiplas colisões com os átomos do meio, perdendo parte de sua energia inicial. As partículas tendem a se afastar mais da fonte à medida que vão se colidindo com os elementos existentes no meio. A quantidade de energia que as partículas perdem por colisão é maior quando os nêutrons colidem com núcleos de massa igual a sua, ou seja, os núcleos de hidrogênio presentes no meio.

Os nêutrons emitidos pela fonte possuem nível energético maior que 100 KeV e são ditos nêutrons rápidos. Entre 100 KeV e 0,025 eV se encontram os nêutrons epitermais. Ao chegar a um nível energético próximo ao do ambiente (isto é, cerca de 0,025 eV), os nêutrons são ditos termais e se localizam em um nível mais distante da fonte que os epitermais, onde ainda podem ocorrer colisões, porém sem significativa perda de energia, até serem capturados pelos núcleos existentes no meio. O núcleo que captura a partícula se torna excitado e libera energia na forma de raios gama, com um nível energético bem superiores àqueles raios gama naturais (o ^{40}K , mais comum na natureza, possui energia da ordem de 1,46 MeV, por exemplo) e que variam de acordo com o núcleo do elemento absorvedor, podendo chegar até a ordem 8 MeV para alguns elementos.

Uma ferramenta Neutrônica, a exemplo da Densidade, deve possuir dois detectores (ambos de níveis termais) posicionados no corpo da mesma, sendo um mais perto da fonte e outro mais longe. Dessa forma, um detector é mais influenciado pelo filtrado, por estar mais próximo da fonte e o outro, que está longe da fonte, é influenciado pela formação. A ferramenta trabalha, portanto, com a diferença ou razão entre os detectores, pois ambos são afetados igualmente pelas mesmas condições do poço.

Conforme dito anteriormente, os núcleos de hidrogênio são os que mais reduzem a energia do nêutron durante as colisões, e, portanto, uma maior quantidade desse elemento implica em uma maior quantidade de nêutrons termais. Logo, a ferramenta neutrônica analisa o índice de hidrogênio (HI) presente no meio, ou seja, a quantidade total de hidrogênio por unidade de volume. Segundo Nery (2013), o hidrogênio está presente livre nas moléculas de água, adsorvidas nas estruturas cristalina, nos hidrocarbonetos e nos argilominerais, dentre outros, preenchendo os poros das rochas. Portanto, um aumento na porosidade implica em uma maior quantidade de hidrogênio livre do fluido que o preenche, o que por sua vez aumenta a quantidade de nêutrons termais mapeada pela ferramenta. Logo, em uma matriz limpa saturada em água, o HI medido será apenas os livres presentes nos poros, o que, nesse caso, poderá ser traduzido em porosidade. É por essa razão que a ferramenta é calibrada em uma matriz limpa.

O Perfil Neutrônico é apresentado seguindo uma calibração com matriz e fluido conhecidos (calcário e água, respectivamente). A leitura no perfil é dada em Unidades de Porosidade (PU, sigla em inglês) e uma eventual correção deverá ser feita caso a litologia da camada em análise seja diferente daquela utilizada na calibração.

Assim como mostrado no perfil de densidade, o neutrônico também sofre efeito da argilosidade presente no meio. Os folhelhos possuem um excesso de água adsorvida além do H^+ estrutural e, portanto, uma maior quantidade de hidrogênio na formação que, por sua vez, aumenta a porosidade registrada pela ferramenta. Se faz necessário então corrigir esse

efeito causado pela argilosidade (ϕ_{Ncor}) que, de maneira análoga ao densidade, pode ser feito da seguinte forma:

$$\phi_{Ncor} = \phi_N - V_{sh}\phi_{Nsh}, \quad (2.7)$$

em que o V_{sh} já foi definido e ϕ_{Nsh} é a porosidade dos folhelhos adjacentes, também obtida graficamente neste trabalho.

2.3.5 O Perfil Sônico

O Perfil Sônico utiliza o princípio da propagação das ondas sonoras no meio, onde o tempo que tais ondas levam para chegar de um ponto a outro depende das características físicas do próprio meio. O tempo gasto pelas ondas sonoras para se percorrer em um meio sólido é menor que o percorrido a uma mesma distância em um meio líquido, que por sua vez é menor que em um meio gasoso. Logo, a velocidade com que a onda percorre uma distância pré-determinada pode ser mensurada e, com essa velocidade, se torna possível determinar o tempo que tal onda levou fazendo o percurso. O perfil registra, então, o tempo de trânsito que as ondas compressionais percorrem em um determinado espaço na formação em que o poço se encontra. Wyllie et al. (1956) estabeleceram uma relação entre o tempo de trânsito e a porosidade intergranular das rochas sedimentares.

Tal relação só é válida, porém, em camadas compactadas, saturadas com água ($Sw = 100\%$), sem argilosidade, com porosidade primária, matriz conhecida e espessura igual a duas vezes ou mais o comprimento de onda. Nessas condições, admitindo-se uma matriz sólida de tempo Δt_m , um fluido de tempo Δt_f , a porosidade da formação ϕ , a diferença de tempo a ser registrada no perfil Sônico será dada por:

$$\Delta t = \phi\Delta t_f + (1 - \phi)\Delta t_m \quad (2.8)$$

Em consequência disso, a porosidade pelo perfil sônico é dada pela seguinte equação:

$$\phi_S = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (2.9)$$

Caso as rochas não sejam compactadas, se faz necessário fazer uma correção na equação de porosidade. Tal correção também foi proposta por Wyllie et al. (1956) que, a partir do tempo médio dos folhelhos (Δt_{sh}) sobre e sotopostos às camadas permoporosas, as camadas podem ser consideradas como compactadas quando $\Delta t_{sh} \leq 100\mu s/pé$. Para folhelhos com Δt_{sh} acima desse valor, a correção (ϕ_{Sc}) proposta foi a seguinte:

$$\phi_{Sc} = \frac{\phi_S}{C_p}, \quad (2.10)$$

onde ϕ_S é a porosidade sônica e C_p é um termo de correção pela falta de compactação. Esse termo é sempre maior que 1, sendo mais comuns variações entre 1.0 e 1.3, porém valores da grandeza de 1.8 também são ocasionalmente observados. C_p pode ser definido então como sendo $1/c\Delta t_{sh}$, onde "c" é um fator que varia entre 0,8 e 1,2. Admitindo $c=1$, temos então que:

$$\phi_{Sc} = \phi_S \frac{100}{\Delta t_{sh}} \quad (2.11)$$

Ainda é possível também fazer a correção da porosidade pela argilosidade, uma vez que a presença de argila na rocha aumenta a quantidade de água intersticial, isso faz com que a velocidade do som diminua e o tempo de trânsito registrado no perfil seja maior do que deveria ser registrado.

A porosidade corrigida pela argilosidade (ϕ_{Scor}) será dada, similarmente as de densidade e neutrônico, por:

$$\phi_{Scor} = \phi_S - V_{sh}\phi_{ssh}, \quad (2.12)$$

onde ϕ_S é a porosidade sônica já citada anteriormente, V_{sh} é a argilosidade e ϕ_{ssh} é a porosidade aparente dos folhelhos adjacentes. É importante falar que tanto o Δt_m do cálculo de ϕ_{Sc} quanto o Δt_m do cálculo de ϕ_{ssh} pertencem a mesma litologia, ou seja, é o mesmo tanto para arenito quanto para o folhelho. Por conta disso, o termo $V_{sh}\phi_{sh}$ para os três perfis (densidade, neutrônico e sônico) fornece uma porosidade aparente.

A equação de porosidade proposta por Wyllie et al. (1956) geralmente fornece valores aceitáveis de porosidades e sua fórmula relativamente simples fez com que fosse bem aceita e amplamente aplicada na interpretação desse parâmetro. Porém, em algumas situações, os valores obtidos não eram satisfatórios. Em porosidades baixas (menores que 15%), o tempo de trânsito sônico cresce com o aumento da porosidade tão rapidamente quanto o fornecido pela equação do tempo médio. Essa equação se mostrou ser bastante pessimista na faixa de porosidade entre 5 a 25%. Já entre 25 e 30%, a equação é um tanto quanto precisa e vai sendo excessivamente otimista a medida que a porosidade vai aumentando.

Raymer et al. (1980) propuseram uma nova correlação empírica que traduz o tempo de trânsito em porosidade, baseada inteiramente em comparações do tempo de trânsito versus uma medida de porosidade independente. Toda via, uma só equação, não descreve precisamente a porosidade em todo o seu intervalo (0 a 100%). A curva foi, então, dividida em 3 algoritmos de acordo com o intervalo de porosidades: abaixo de 37%, entre 37 e 47% e acima de 47%.

Por ser o intervalo de porosidade que engloba a maioria reservatórios de matriz arenítica, a equação utilizada será a definida para porosidades menores que 37%. Para esse intervalo de porosidade, Raymer et al. (1980) propuseram o seguinte algoritmo:

$$V = (1 - \phi)^2 V_m + \phi V_f, \quad (2.13)$$

que, em termos do tempo de trânsito, fica:

$$\frac{1}{\Delta t} = \frac{(1 - \phi)^2}{\Delta t_m} + \frac{\phi}{\Delta t_f} \quad (2.14)$$

Os parâmetros são os mesmo definidos na equação de Wyllie. Essa equação pode ser aplicada independentemente da natureza do fluido, desde que seja escolhido o valor apropriado referente a cada fluido, obviamente.

A transformada, para uma matriz de arenito, cujo tempo de trânsito sugerido por Raymer et al. (1980) é de $\Delta t_m = 56 \mu\text{s}/\text{pé}$, junto com as equações de Wyllie para duas matrizes com tempo de trânsito diferentes, são mostradas na figura 2.2: Uma vantagem que a

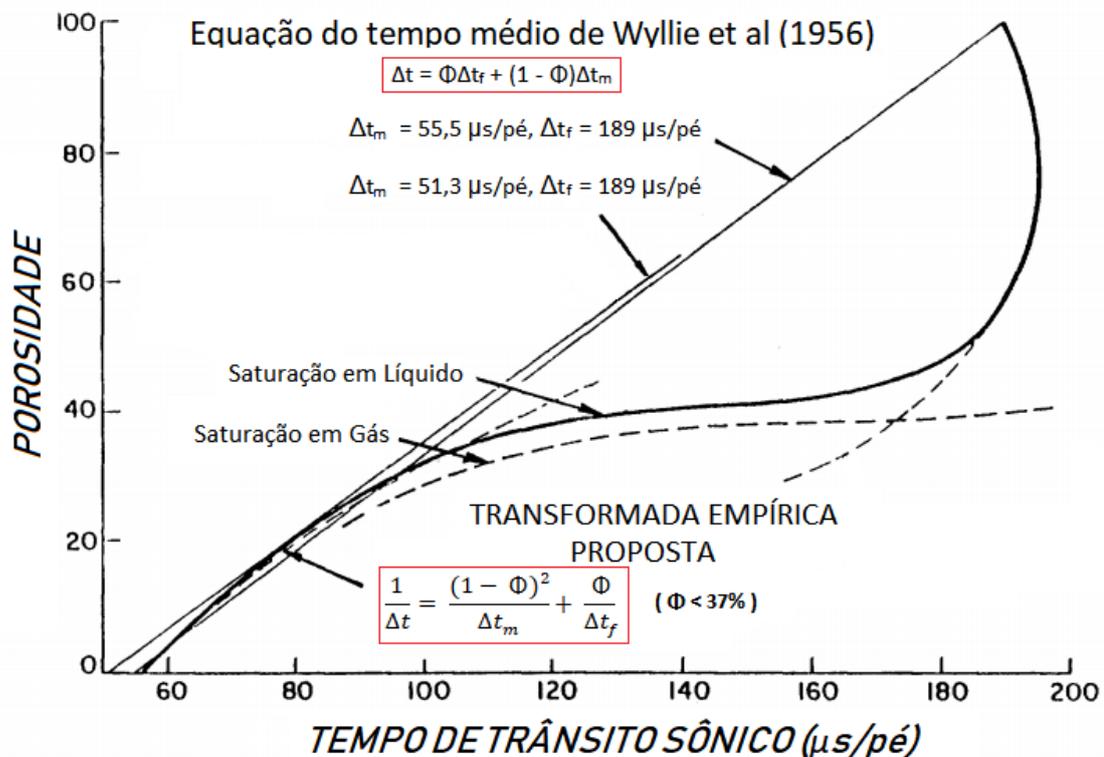


Figura 2.2: Transformada $\Delta t \times \phi$ proposta, comparada com a equação de Wyllie do tempo médio para dois tempos de trânsito distintos. Adaptado de Raymer et al., 1980.

equação de Raymer et al. (1980) apresenta é a de não precisar de correções como o da falta de compactação que Wyllie et al. (1956) propuseram. Além disso, Wyllie et al. (1956) considera a porosidade como um sistema rocha/fluido em série, utilizando uma média volumétrica ponderada entre os tempos dos seus componentes, enquanto que Raymer et al. (1980) define um sistema em paralelo, com o sistema rocha/fluido definido pela média harmônica dos materiais que o compõe.

Capítulo 3

Interpretação dos Perfis Geofísicos

Os perfis geofísicos são essenciais na determinação de importantes propriedades petrofísicas dos reservatórios, principalmente aqueles referentes à indústria de petróleo, como porosidade do reservatório, velocidade intervalar da camada, permeabilidade e conteúdo de hidrocarbonetos. Tendo como base todos os dados disponíveis, como os próprios perfis, análises de testemunho, descrição de amostra de calha, testes de formação, entre outros, as possíveis zonas de interesse são determinadas e se inicia assim a interpretação propriamente dita. A interpretação dos perfis geofísicos pode ser dividida em três etapas, de acordo com sua funcionalidade:

1. Controle de qualidade de cada curva

O controle de qualidade das curvas é o começo de tudo. Nessa etapa é desejável que se conheça as especificações de cada ferramenta, bem como suas limitações e os possíveis problemas que afetam as medidas, olhar a relação entre a espessura das camadas e a distância entre os sensores, o tipo da lama utilizada, além dos dados de calibração de cada curva impressos no cabeçalho dos perfis.

2. Interpretação Qualitativa

Após uma primeira análise dos perfis, alguns cálculos rápidos, denominados "*quick looks*", podem ser realizados, para se obter uma primeira aproximação da saturação em água e, com isso, seja possível se estabelecer os primeiros procedimentos para a viabilidade econômica do poço. Entretanto, para se fazer uma avaliação preliminar satisfatória, alguns fatores são significativos: experiência do intérprete, conhecimento prévio da geologia do local, dos princípios físicos que regem as ferramentas de perfilação, dos respectivos volumes de investigação, etc.

Os *quick looks* são métodos essencialmente aplicados quando se deseja definir rapidamente os intervalos de interesse em um poço recém perfilado. Tais métodos não

dão valores precisos, logo, não resultam numa interpretação quantitativa propriamente dita, mas servem para se ter uma aproximação do que pode conter no poço e é bastante utilizado por serem métodos eficazes e ao mesmo tempo simples. Existem diversos métodos de *quick looks* empregados na indústria petrolífera. Boa parte deles partem da Equação de Archie e, por tanto, se faz necessário a identificação de uma zona limpa saturada em água.

Método do R_{wA} Mínimo

O método do R_{wA} Mínimo é utilizado quando se deseja obter uma avaliação rápida na boca do poço ou quando não se dispõe de um bom valor de R_w . Este método considera, em uma zona limpa e saturada 100% com água, pode-se definir:

$$R_w = \frac{R_o}{F}, \quad (3.1)$$

em que R_w é a resistividade da água da formação, R_o é a resistividade da rocha saturada em água e F é o Fator de Formação, que é dado pela seguinte relação:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \therefore R_w = \frac{R_o \phi^m}{a} \quad (3.2)$$

onde a é um coeficiente litológico e pode ser obtido através de testemunhos, ϕ é a porosidade da rocha e m é um fator de cimentação, que também pode ser obtido através de testemunhos.

Porém, em camadas portadoras de hidrocarbonetos (HC), por exemplo, tem-se que $S_w < 1$, podendo-se então estabelecer o seguinte artifício:

$$R_{wA} = \frac{R_t}{F}, \quad (3.3)$$

onde R_{wA} é a resistividade aparente da água da formação e R_t é a resistividade da rocha saturada em HC. Reescrevendo a equação 3.3, temos:

$$R_{wA} = \frac{R_t \phi^m}{a}, \quad (3.4)$$

que terá seu valor mínimo quando $R_t = R_o$ (zona somente com água), ou seja:

$$R_{wAmin} = \frac{R_o \phi^m}{a} = R_w \quad (3.5)$$

Como, pela Lei de Archie:

$$S_w = \sqrt{\frac{a R_w}{\phi^m R_t}}, \quad (3.6)$$

então:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_{wAmin}}{R_{wA}}}, \quad (3.7)$$

sendo esta expressão uma maneira rápida e simples de se calcular a saturação em água de uma camada.

Admitindo-se que o limite em que a saturação em água tenha um valor comercialmente desejado seja da ordem de 50%, podemos ter as seguintes situações, baseadas na equação 3.7:

- $R_{wA} = 4R_{wAmin}$: se tem um intervalo com $S_w = 50\%$;
- $R_{wA} > 4R_{wAmin}$: se tem um intervalo com $S_w < 50\%$;
- $R_{wA} < 4R_{wAmin}$: se tem um intervalo com $S_w > 50\%$;
- $R_{wA} = R_{wAmin}$: se tem um intervalo com $S_w = 100\%$.

Dessas quatro situações, pelo limite desejado já citado, somente as duas primeiras são casos que mostram zonas que podem ser considerados como potencial e economicamente portadoras de hidrocarbonetos.

3. Interpretação Quantitativa

Para se realizar uma boa interpretação, deve-se primeiro fazer um estudo minucioso dos dados coletados, entender o princípio físico por trás deles, relacionando-os entre si (quando possível e/ou viável), na busca por características que ajudem a definir a zona de interesse. Portanto, antes de mais nada, é essencial um estudo prévio de todo o material disponível sobre o poço, antes de começar a quantificar a interpretação.

Antes de começar os cálculos e análises, é importante observar os dados que aparecem a priori no cabeçalho dos perfis, como as temperaturas (fundo do poço e superfície), as escalas das curvas, a profundidade do poço e dados referentes à lama. Isso faz com que possíveis erros de escala sejam evitados, por exemplo. Só então que os primeiros parâmetros podem enfim ser determinados, começando, com isso, a interpretação quantitativa propriamente dita.

3.1 Argilosidade (V_{sh})

A presença de argilominerais e/ou folhelhos nas formações afetam a leitura dos perfis percorridos no poço. De um modo geral, o efeito provocado pela argilosidade depende de alguns fatores, como o volume de folhelho (V_{sh}), do tipo do material argiloso, da salinidade da água

da formação, da saturação em água e do modo como a argilosidade está distribuída espacialmente dentro do volume investigado. Os folhelhos estão distribuídos dentro dos poros das rochas sedimentares em três maneiras diferentes:

- Folhelho Estrutural:

É um tipo de pré-folhelho que mantém a porosidade e permeabilidade do reservatório constantes, tanto horizontal quanto verticalmente, enquanto substitui a matriz. Sua composição mineralógica pode ser semelhante à dos folhelhos adjacentes e ocorre, de uma maneira em geral, como clastos em canais preenchidos;

- Folhelho Laminar:

Assim como o estrutural, o laminar também ocorre como clastos em canais preenchidos e sua composição mineralógica deve ser semelhante à dos folhelhos adjacentes. Porém, por formarem lâminas intercaladas com as areias da camada, acaba bloqueando a porosidade e a permeabilidade tanto na horizontal quanto na vertical, e a depender de sua espessura (se for maior que a resolução vertical da ferramenta) pode ser considerado como um corpo comum de folhelho;

- Folhelho Disperso:

É um tipo de folhelho que possui uma mineralogia diferente daquela dos folhelhos adjacentes. É formado através da cristalização a partir da água intersticial, substituindo a porosidade da rocha e ao mesmo tempo bloqueando-a, assim como a permeabilidade.

Os efeitos provocados pela argilosidade nos diferentes perfis foram descritos na seção 2.3, que define o funcionamento das ferramentas.

3.2 Principais indicadores de argilosidade (V_{sh})

A presença da argilosidade afeta todos os perfis de porosidade de maneira igual e isso pode ser observado pela forma das Eq.s 2.5, 2.7 e 2.12, onde as mesmas possuem em comum a correção pelo volume de folhelho, ou V_{sh} . Essa semelhança nas equações pode resumir o cálculo da porosidade na seguinte expressão:

$$\phi_{icor} = \phi_i - V_{sh}\phi_{ish}, \quad (3.8)$$

onde ϕ_{icor} é a porosidade do perfil i corrigida pela argilosidade; ϕ_i é a porosidade calculada e mostrada diretamente pelo perfil i ; V_{sh} é a argilosidade ou volume total de folhelho/argila, sendo escolhido o menor valor, desde que positivo, dentre todas as expressões utilizadas para obter V_{sh} ; e ϕ_{ish} é a porosidade aparente dos folhelhos sobre e sotopostos, podendo ser obtida com o auxílio dos *cross plots*.

Pode-se afirmar, então, que ao remover o termo $V_{sh}\phi_{ish}$ de ϕ_i , a influência da argilosidade foi corrigida. Para tanto, é necessário obter o valor da argilosidade, através de seus indicadores. Neste trabalho foram utilizados três indicadores de V_{sh} :

- Raios Gama (V_{shGR}): já definida no capítulo 2.3.1, esse indicador pode englobar, além dos folhelhos, algum excesso de minerais radioativos e, portanto, a argilosidade calculada será sempre maior ou igual àquela real, ou seja, $V_{shGR} \geq V_{sh}$.
- ϕ_D x ϕ_N (V_{shND}): Esse método mostra os diferentes efeitos que a argilosidade causa em cada um dos perfis. Normalmente, o perfil neutrônico sofre um maior efeito sob a presença da argila, pois essa ferramenta registra o excesso de água adsorvida ali presente. Rearrmando as Eq.s 2.5 e 2.7, temos que:

$$\phi_D = \phi_{Dcor} + V_{sh}\phi_{Dsh} \quad (3.9)$$

$$\phi_N = \phi_{Ncor} + V_{sh}\phi_{Nsh} \quad (3.10)$$

Ao se considerar que, nas rochas aquíferas sem HC e limpas, portanto sem argilosidade, temos que $\phi_{Ncor} = \phi_{Dcor} = \phi_e$, a porosidade efetiva propriamente dita, então, a relação de ϕ_D com ϕ_N fica:

$$\phi_N - \phi_D = V_{sh}(\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}), \quad (3.11)$$

onde se tira a argilosidade calculada por:

$$V_{shND} = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \quad (3.12)$$

- Neutrônico (V_{shN}): Através da equação 3.10 também é possível calcular uma argilosidade chamada V_{shN} , onde:

$$V_{shN} = \frac{\phi_N}{\phi_{Nsh}} - \frac{\phi_{Ncor}}{\phi_{Nsh}} \quad (3.13)$$

Em formações com porosidades efetivas extremamente baixas, o termo contendo ϕ_{Ncor} pode ser removido, ficando apenas:

$$V_{shN} = \frac{\phi_N}{\phi_{Nsh}} \quad (3.14)$$

A Tabela 3.1 mostra os indicadores de argilosidade usados no presente trabalho.

| Indicador | Expressão |
|------------------------|--|
| Raios Gama | $V_{shGR} = \frac{IGR}{A_{GR} - IGR(A_{GR} - 2)}$ |
| Densidade x Neutrônico | $V_{shND} = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}}$ |
| Neutrônico | $V_{shN} = \frac{\phi_N}{\phi_{Nsh}}$ |

Tabela 3.1: Indicadores de Vsh calculados.

Capítulo 4

Metodologia

Após feita uma análise preliminar dos perfis dos poços em estudo, juntamente com um estudo da geologia do local e dos relatórios geológicos, a metodologia adotada começa por calcular todos os parâmetros necessários para obtenção dos gráficos e valores essenciais na interpretação geofísica. A sequência das etapas está descrita no fluxograma apresentado na Figura 4.1

4.1 Parâmetros

Alguns parâmetros se encontram no arquivo *.las (que contém os valores de todas as curvas com a profundidade registradas no perfil), outros estão presentes no relatório geológico do poço e alguns poucos, da própria literatura. Os parâmetros a serem determinados são:

- Profundidade Final do Poço (PF);
 - Temperatura no fundo do poço (Borehole Temperature, BHT);
 - Temperatura da Superfície (Tsup);
 - Gradiente Geotérmico (GG);
 - GR_{min} e GR_{max} ;
 - ρ_m e ρ_f ;
 - ϕ_{Nsh} e ϕ_{Dsh} ;
 - Δt_m , Δt_f e Δt_{sh} ;
 - Resistividade dos folhelhos adjacentes (R_{sh});
 - a, m, n;
 - Resistividade da água da formação (R_w) e Temperatura da resistividade da formação (TR_w).
- Os parâmetros necessários que não foram fornecidos podem ser facilmente determinados através de *cross plots* e gráficos auxiliares, como nos casos do GR_{max} , GR_{min} , ρ_m e R_{sh} . A determinação desses parâmetros serão exibidos mais adiante, aplicados no poço estudado.

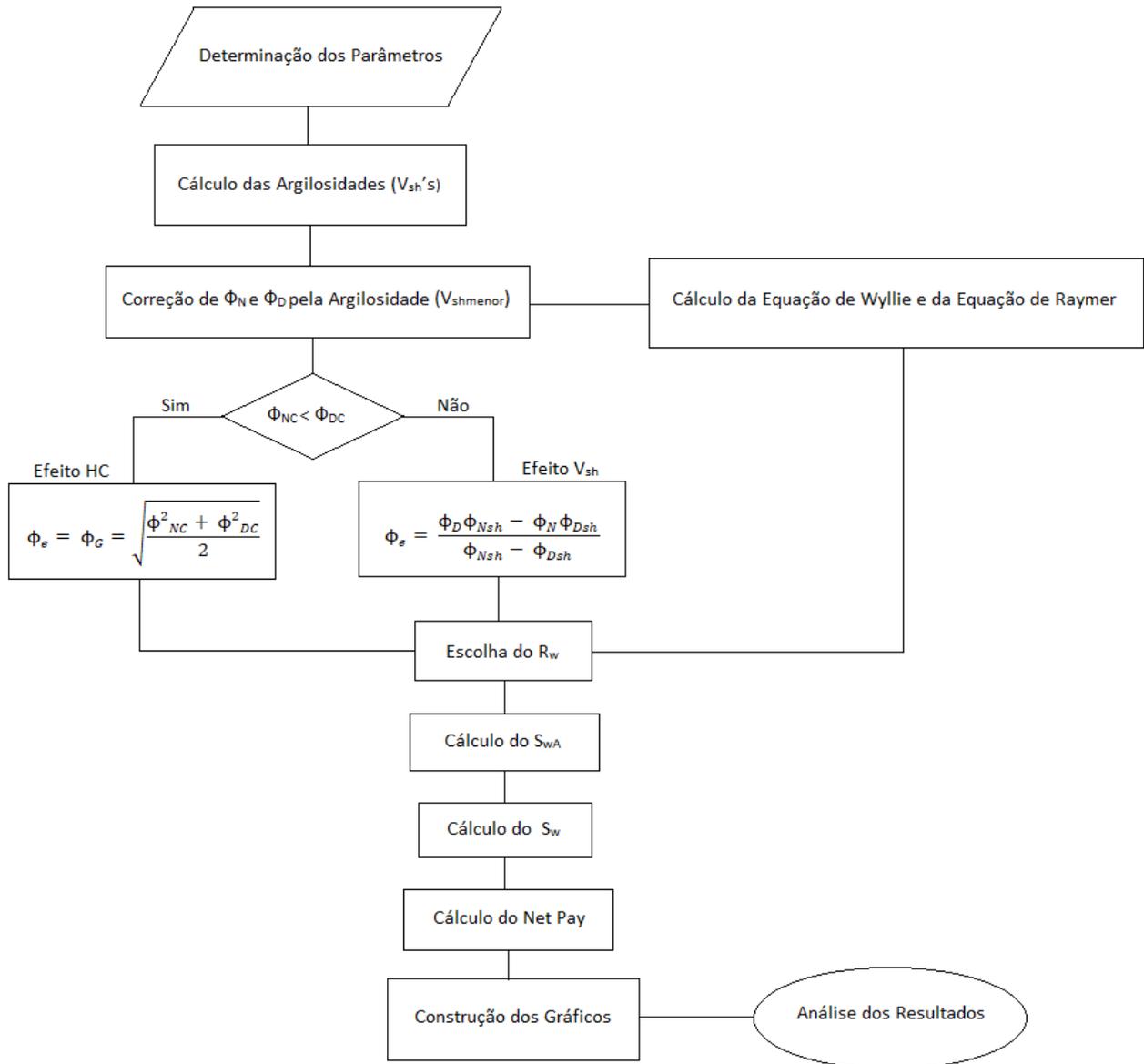


Figura 4.1: Fluxograma com as etapas que compõem a metodologia aplicada.

4.2 Interpretação Através dos Cálculos

Após a determinação dos parâmetros, se inicia então os cálculos essenciais para a interpretação e os gráficos gerados a partir deles, que constituem o objetivo deste trabalho. A sequência de cálculos se deu da seguinte forma:

1. Cálculo das argilidades através dos perfis de raios gama (V_{shGR}), Neutrônico e Densidade (V_{shND}) e Neutrônico (V_{shN}).
2. Determinação do menor conteúdo de argila através dos perfis ($V_{shmenor}$): Dentre os valores obtidos, em cada ponto registrado no perfil foi escolhido para ser o V_{sh} aquele que, dentre os três calculados, obteve o menor valor, desde que maior ou igual a zero.

3. Corrigir as porosidades pela argilosidade: Com os valores da argilosidade calculados, pode-se corrigir, então, as porosidades pela argilosidade. Para isso, as equações 2.5 e 2.7 ficam:

$$\phi_{DCOR} = \phi_D - V_{shMENOR}\phi_{Dsh} \quad (4.1)$$

$$\phi_{NCOR} = \phi_N - V_{shMENOR}\phi_{Nsh} \quad (4.2)$$

4. Comparar as porosidade: Após a correção pela argilosidade, as equações de porosidade são comparadas e, se $\phi_{NCOR} < \phi_{DCOR}$, ocorreu então o efeito do hidrocarboneto e aplica-se a equação 4.3. Caso contrário, ocorreu o efeito da argilosidade, aplicando-se a equação 4.4.

5. • Cálculo da porosidade sem hidrocarboneto e sem argilosidade:

$$\phi_e = \phi_G = \sqrt{\frac{\phi_{NC}^2 + \phi_{DC}^2}{2}} \quad (4.3)$$

- Cálculo da porosidade sem argilosidade, podendo ou não ter HC, o que somente é verificado após o cálculo de S_w :

$$\phi_e = \frac{\phi_D\phi_{Nsh} - \phi_N\phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \quad (4.4)$$

6. Cálculo do R_w : Caso se obtenha um valor realista de R_w , como no caso de recuperação em Teste de Formação no mesmo poço e formação, deve-se utilizá-lo. Caso negativo, pode-se usar resultados obtidos em poços vizinhos ou da área. Sem essas duas alternativas, é possível e recomendado calcular a resistividade da água aparente da formação, utilizando a seguinte expressão, para que se possa usar o valor mínimo calculado como sendo $R_{wAmin} = R_w$.

$$R_{wA} = \frac{\phi_e^m R_t}{a} \quad (4.5)$$

7. Cálculo do S_{wA} : Com o valor do R_w ou R_{wAmin} obtido no passo anterior, tem-se, então, S_{wA} :

$$S_{wA} = \sqrt{\frac{R_w \text{ ou } R_{wAmin}}{R_{wA} \text{ calculado profundidade a profundidade}}} \quad (4.6)$$

8. Cálculo do S_w : Simandoux (1963) desenvolveu uma expressão sugerindo a seguinte relação para a resistividade de uma rocha argilosa total:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi_e^m}{aR_w} S_w^n + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \quad (4.7)$$

Multiplicando-se ambos os termos da equação 4.7 por R_t , tem-se:

$$1 = \frac{\phi_e^m R_t}{aR_w} S_w^n + \frac{V_{sh} R_t}{R_{sh}} \quad (4.8)$$

Trazendo todos os termos da Eq. 4.8 pro mesmo lado e fazendo $n = 2$ (valor convencional), obtêm-se:

$$\frac{\phi_e^m R_t}{a R_w} S_w^2 + \frac{V_{sh} R_t}{R_{sh}} - 1 = 0 \quad (4.9)$$

Denominando-se o primeiro termo da Eq. 4.9 de $1/S_{wA}$ (o inverso da Equação de Archie), finalmente obtêm-se:

$$\frac{S_w^2}{S_{wA}^2} + \frac{V_{sh} R_t}{R_{sh}} S_w - 1 = 0, \quad (4.10)$$

9. Cálculo do Net Pay: Com todas essas etapas concluídas, torna-se possível estabelecer os intervalos com um maior potencial exploratório. O Net Pay é, então, a espessura efetiva de HC presente em um intervalo. Esse intervalo é definido baseado nos valores favoráveis de Saturação, Argilosidade e Porosidade. Tais valores são determinados através dos gráficos dos Cut-Offs. Logo, os pontos de profundidade que estiverem dentro do intervalo definido pelos Cut-Offs serão considerados e, no final, somados, dando ao intérprete a espessura total efetivamente com HC.

4.3 Equação de Wyllie

Conforme foi visto na seção 2.3.5, Wyllie et al. (1956) estabeleceram uma relação entre a porosidade e o tempo de trânsito da matriz da rocha e do fluido de perfuração. Essa relação, após aplicadas as devidas correções, tem sua expressão final dada pela equação 2.12. Reescrevendo-se essa equação em termos do tempo de trânsito, obtemos que:

$$\phi_{swcor} = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} - V_{sh} \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (4.11)$$

Essa é, então, a equação de porosidade calculada como sendo a de Wyllie, devidamente corrigida pela argilosidade (V_{sh}).

4.4 Equação de Raymer

A equação proposta por Raymer et al. (1980) também foi definida na seção 2.3.5. Reescrevendo-a, então, a equação 2.14 fica da seguinte forma:

$$\Delta t = \left[\frac{(1 - \phi^2)}{\Delta t_m} + \frac{\phi}{\Delta t_f} \right]^{-1} \quad (4.12)$$

Resolvendo o denominador e invertendo, essa equação fica:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_m \Delta t_f}{(1 - \phi^2) \Delta t_f + \phi \Delta t_m} \quad (4.13)$$

Com o objetivo de criar um algoritmo universal que correlaciona porosidade com velocidade (logo, também com o tempo de trânsito), Kumar (2011) desenvolveu uma outra transformada a partir da equação de Raymer et al. (1980), chegando, então, na seguinte expressão:

$$\phi^2 + \phi \left[\frac{\Delta t_m}{\Delta t_f} - 2 \right] - \left[\frac{\Delta t_m}{\Delta t} - 1 \right] = 0 \quad (4.14)$$

A equação 4.14 é uma expressão do segundo grau, da forma:

$$Ax^2 + Bx + C = 0, \quad (4.15)$$

onde suas raízes é dada por:

$$x = \frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}, \quad (4.16)$$

sendo $x = \phi$, que é a porosidade calculada pela Equação de Raymer com HC e argilosidade, $A = 1$, $B = \left[\frac{\Delta t_m}{\Delta t_f} - 2 \right]$ e $C = - \left[\frac{\Delta t_m}{\Delta t} - 1 \right]$.

Calculando as raízes da Eq. 4.14, obtemos a porosidade total. Porém, o objetivo é calcular a porosidade efetiva, pois a mesma já está corrigida pela argilosidade. Portanto, se faz necessário introduzir o termo V_{sh} , para que se possa construir a expressão final. Logo, escrevendo a porosidade aparente dos folhelhos adjacentes, temos:

$$\phi_{sh} = \frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4AC_{sh}}}{2A}, \quad (4.17)$$

onde $C_{sh} = - \left[\frac{\Delta t_m}{\Delta t_{sh}} - 1 \right]$.

Finalmente, temos que a equação de porosidade efetiva é dada por:

$$\phi_{srcorr} = \frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A} - V_{sh} \left[\frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4AC_{sh}}}{2A} \right], \quad (4.18)$$

sendo essa a expressão calculada como a equação de Raymer, onde estão embutidas as correções de V_{sh} e, por princípio definido pelos autores, HC.

Ao finalizar todas essas etapas, serão plotados os gráficos e realizadas as análises dos resultados.

Capítulo 5

Resultados

Foram disponibilizados, dos poços do Campo Bela Vista para este trabalho, o poço 1-BLV-01-BA, pioneiro, e o 7-BLV-4-BA, de desenvolvimento. Todavia, dado a indisponibilidade do perfil sônico neste último, optou-se em trabalhar com o pioneiro, por sua maior quantidade de informação. Os gráficos e perfis gerados para a interpretação foram feitos utilizando a aplicação web **Jupyter Notebook** [®], que por sua vez utiliza a linguagem de programação *Python* [®], junto com suas bibliotecas *Matplotlib*, *Pandas* e *NumPy*.

Segundo o Relatório Geológico de Poço elaborado pela Petrobras, as formações geológicas identificadas no poço 1-BLV-001-BA foram delimitadas da seguinte maneira:

- Membro Gomo da Formação Candeias: de 1197 a 1431 m;
- Membro Água Grande da Formação Itaparica: de 1448 a 1513 m;
- Formação Sergi: 1513 a 1592m;
- Formação Aliança: 1592 a 1634 m.

O intervalo entre 1431 e 1448m corresponde, segundo o relatório, à uma zona de falhas relacionada ao Membro Tauá. Diante disso, o poço foi estudado em suas 3 formações principais: Candeias, Itaparica e Sergi. O Membro Tauá e a Formação Aliança não foram incluídos por configurarem intervalos pequenos, não possuindo zonas de interesse.

Alguns parâmetros definidos são os mesmos para o poço inteiro, não sendo necessário determiná-los em cada intervalo. Tais parâmetros foram identificados no Relatório Geológico do Poço, elaborado pela Petrobras e são os seguintes:

- Profundidade Final do Poço (PF): 1634 m;
- Temperatura no fundo do poço (Borehole Temperature, BHT): 162,5 °F;
- Temperatura da Superfície (Tsup): 80° F;

- Gradiente Geotérmico (GG): $0,0505^\circ \text{ F/m}$;
- Densidade do fluido de perfuração (ρ_f): $1,1 \text{ g/cm}^3$;
- Tempo de trânsito do fluido (Δt_f): $189 \mu\text{s/pé}$;
- $AGR : 3; m : 2; n : 2; a : 1.$

5.1 Formação Candeias

Conforme dito anteriormente, a Formação Candeias no poço 1-BLV-001-BA possui entre 1197m (o topo da formação se encontra em torno de 50 m), até 1431m, sua base. Os resultados obtidos nessa formação serão descritos a seguir.

Parâmetros

Os parâmetros abaixo citados não foram definidos pelo referido relatório geológico do poço, mas sim no presente trabalho, conforme detalhados a seguir:

- GR_{min} e GR_{max}

Para determinar os valores máximo e mínimo do perfil GR, foi gerado o gráfico abaixo (figura 5.1) com os seguintes resultados: $GR_{min} = 19,84 \text{ UAPI}$ e $GR_{max} = 80,75 \text{ UAPI}$. Diante desses valores, pode-se calcular o IGR através da equação 2.1 e, conseqüentemente o V_{shGR} , pela expressão 2.2.

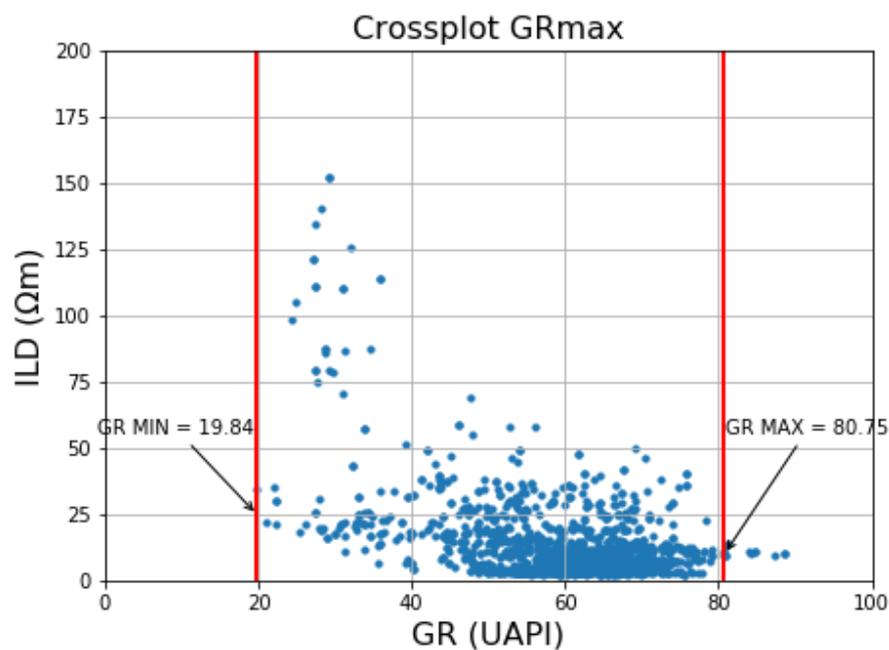


Figura 5.1: Gráfico ILD x GR para determinação dos GR_{max} e GR_{min} .

- **Densidade da matriz (ρ_m)**

Para determinar o valor de ρ_m , foi gerado um gráfico auxiliar com a curva de densidade, ρ_B , o inverso da curva de indução, $1/ILD$ e a curva GR. Conforme visto na figura 5.2, o valor da densidade da matriz é sugerido por uma reta de tendência, na tentativa de encontrar um valor médio. Sabe-se que as rochas arenosas são compostas por grãos de quartzo cuja densidade, quando puro é de $2,65 g/cm^3$. Porém, os valores mostrados no gráfico lidos pela ferramenta de densidade estão um tanto quanto dispersos, não sendo possível afirmar que a densidade é realmente de arenito puro. Por conta disso foi traçada a reta que passa pelos pontos de menor GR (ou seja, arenitos), na tentativa de determinar o valor da densidade matriz, sendo da ordem de $\rho_m = 2,68 g/cm^3$. Sabe-se que esse valor se encontra entre a densidade do arenito, já citado e a densidade dos carbonatos, que possuem um valor de $2,71 g/cm^3$. O valor determinado para a matriz sugere então que a mesma é composta por uma mistura entre arenito e calcário. Sendo assim, podemos estabelecer que, pela Lei das Misturas, se considerarmos que a rocha é composta por 50% de arenito e 50% de calcário, temos uma certa coerência com a reta traçada na Figura 5.2:

$$\rho_m = 0,5 * 2,65 + 0,5 * 2,71 = 2,68 g/cm^3 \quad (5.1)$$

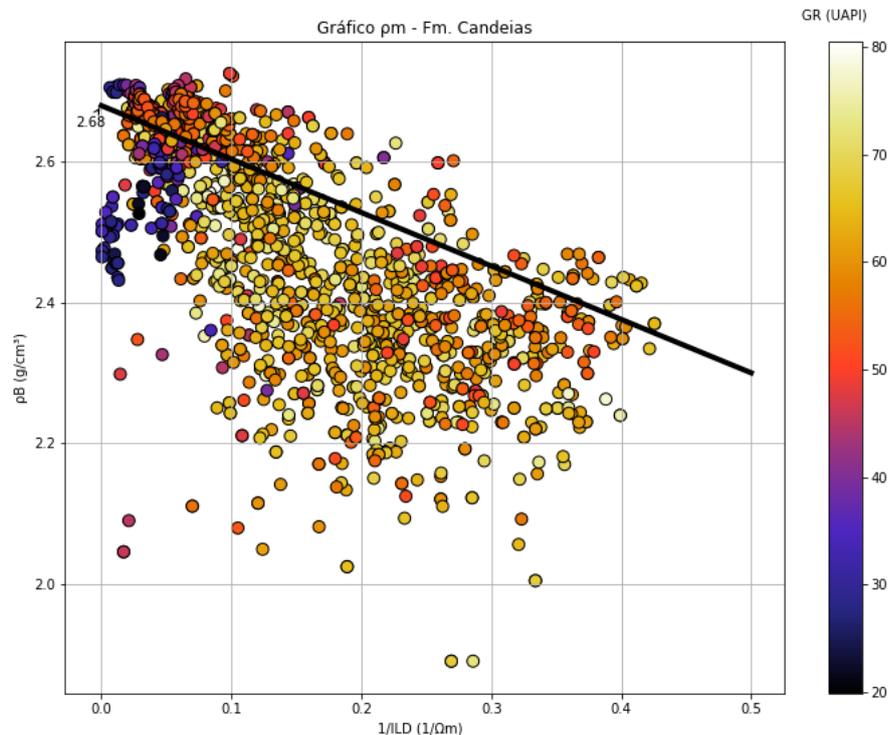


Figura 5.2: Gráfico $\rho_B \times 1/ILD$ com a curva GR, para a determinação de ρ_m .

É importante destacar que, ao se escolher o valor da matriz, faz-se necessário uma correção nos valores de porosidade lidos pela ferramenta neutrônica. Isso se dá por causa da calibração da ferramenta, que é realizada com a litologia de matriz calcária. Como a matriz escolhida possui uma densidade diferente ($2,68 g/cm^3$), foi determinado um acréscimo de apenas duas unidades de porosidade para os valores lidos pela ferramenta neutrônica. Essa correção foi feita com o uso de um gráfico de Determinação da Porosidade e Litologia da Schlumberger, que estabelece o acréscimo de aproximadamente 4 unidades de porosidade separando as curvas do arenito ($\rho_m = 2,65 g/cm^3$) do calcário ($\rho_m = 2,71 g/cm^3$). O gráfico encontra-se no anexo III.

- **Ponto de folhelho** (ϕ_{Dsh} e ϕ_{Nsh})

Para a escolha do ponto de folhelho, foi construído um gráfico ϕ_N x ϕ_D . Os valores de porosidade tanto do neutrônico quanto do densidade já estão calculados com o valor estabelecido da densidade da matriz. Esse gráfico está representado na Figura 5.3 e, diante dele, foi escolhido o ponto de folhelho com coordenadas $\phi_{Dsh} = 0,03$ e $\phi_{Nsh} = 0,32$. Através desses valores torna-se possível a determinação de V_{shND} (equação 3.12) e V_{shN} (equação 3.14).

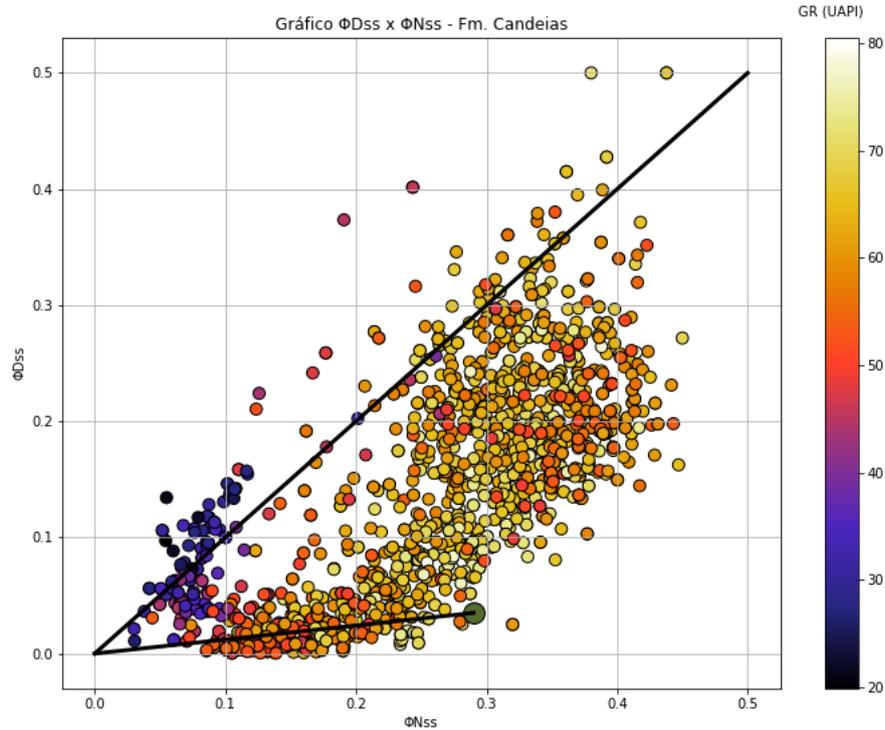


Figura 5.3: Gráfico ϕ_{Dss} x ϕ_{Nss} com a curva GR, para a determinação de ϕ_{Dsh} e ϕ_{Nsh} .

Com isso, através da escolha do $V_{shmenor}$ entre os já calculados torna-se possível calcular as porosidades retirando o efeito da argilosidade, para uma posterior comparação.

- **Tempo de trânsito da matriz (Δt_m) e do folhelho (Δt_{sh})**

O tempo de trânsito da matriz também pode ser determinado graficamente, ao se plotar as curvas do perfil sônico e o inverso da indução profunda. Além disso, pode-se incluir a curva de raios gama no eixo "Z", para que se possa ter uma ideia dos tempos de trânsito nas zonas limpas, conforme mostra a figura 5.4.

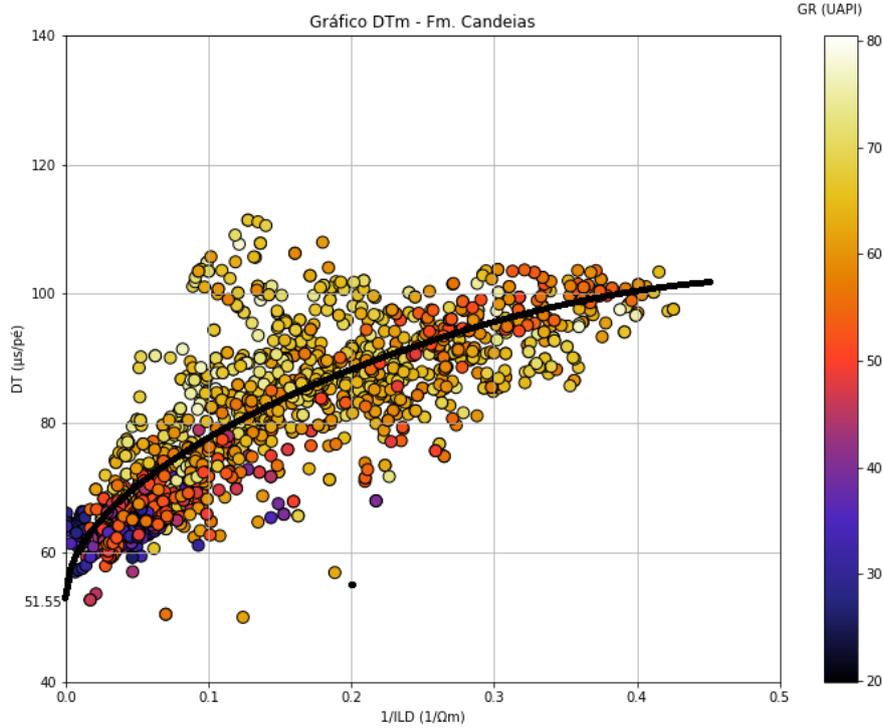


Figura 5.4: Gráfico $\Delta t \times 1/IDL$ com a curva GR, para a determinação de Δt_m .

O gráfico da Figura 5.4 infelizmente não mostrou valores condizentes com a realidade pois o mesmo mostrou tempos de trânsito para os arenitos limpos superiores a faixa de $60\mu s/pé$, uma vez que arenitos possuem tempo de trânsito na faixa de $55,5\mu s/pé$ e esse tempo tende a diminuir conforme a matriz vai se aproximando do calcário, que é da faixa de $47,6\mu s/pé$. Logo, os valores encontrados não são confiáveis, provavelmente em função dos problemas que possam ocorrer com este tipo de perfil, como desmoroamentos, atenuações, saltos de ciclo, entre outros. Portanto, estes valores não foram utilizados como sendo o tempo de trânsito da matriz, a exemplo do que foi feito para o densidade. Logo, na mesma mistura determinada para a densidade da matriz, podemos obter também o tempo de trânsito da mesma, através da Lei das Misturas:

$$\Delta t_m = 0,5 * 55,5 + 0,5 * 47,6 = 51,55 \mu s/pé, \quad (5.2)$$

sendo este portanto o valor do tempo de trânsito escolhido. A curva de tendência em preto na Figura 5.4 mostra o valor do tempo de trânsito escolhido.

Para o valor do tempo de trânsito dos folhelhos adjacentes, tirou-se a média do tempo de trânsito de todos os pontos medidos pela ferramenta sônica em zonas consideradas como sendo de folhelho. O limite entre a zona de folhelho e a zona de não folhelho foi determinado pelo GR, onde foi considerado que valores maiores ou iguais a 60 UAPI representam zonas de folhelho.

O cálculo foi realizado por meio da ferramenta do programa *Microsoft*® *Office Excel* e o valor encontrado foi $\Delta t_{sh} = 85,24 \mu s/pé$. Esse valor indica que os folhelhos soto e sobrepostos às camadas reservatórios estão compactados, não sendo necessária a correção por compactação da Eq. 2.11.

- **Resistividade dos folhelhos adjacentes (R_{sh})**

A resistividade dos folhelhos pode ser determinada com o auxílio de um gráfico cross plot com as curvas GR e ILD . Tal gráfico se encontra na figura 5.5. Formações argilosas, como no caso dos folhelhos tendem a apresentar baixa resistividade pois, caso haja a presença de água doce interporosa (mais resistiva), a condução elétrica ocorre na dupla camada de água (livre e adsorvida), mas, caso a água interporosa seja salgada (mais condutiva), a condução elétrica ocorre pela própria água interporosa. Portanto, é possível observar na Figura 5.5 uma linha definindo o valor da resistividade do folhelho, onde o valor observado é de aproximadamente $R_{sh} = 3 \Omega m$.

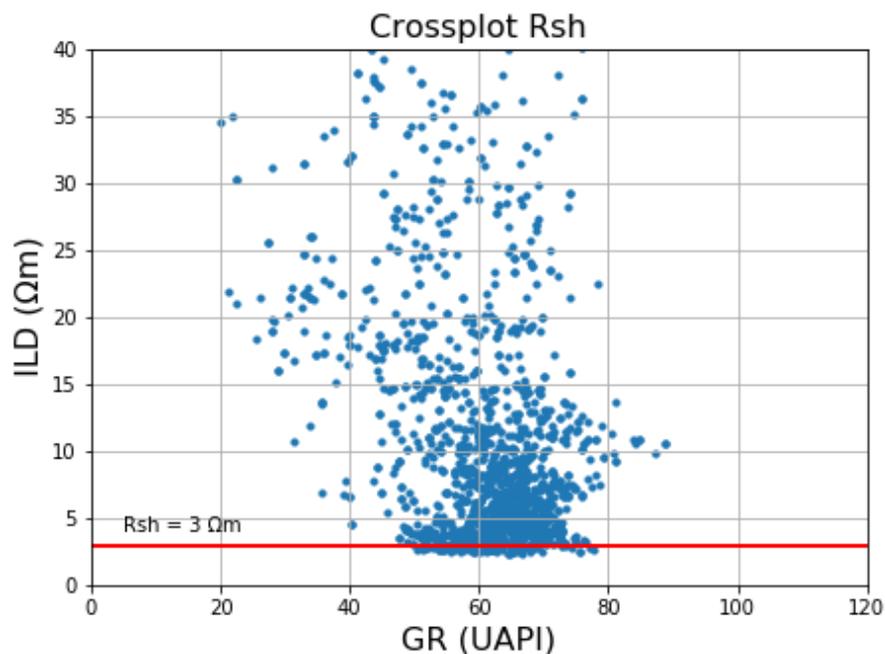


Figura 5.5: Gráfico ILD x GR , para a determinação de R_{sh} .

5.2 Formação Itaparica

A metodologia aplicada à Formação Candeias é a mesma para as demais Formações analisadas. Assim, os parâmetros definidos são mostradas nas Figuras 5.6, 5.7, 5.8, 5.9 e 5.10.

Parâmetros

- $GR_{min} = 12,86 UAPI$ e $GR_{max} = 76,70 UAPI$ (Figura 5.6).

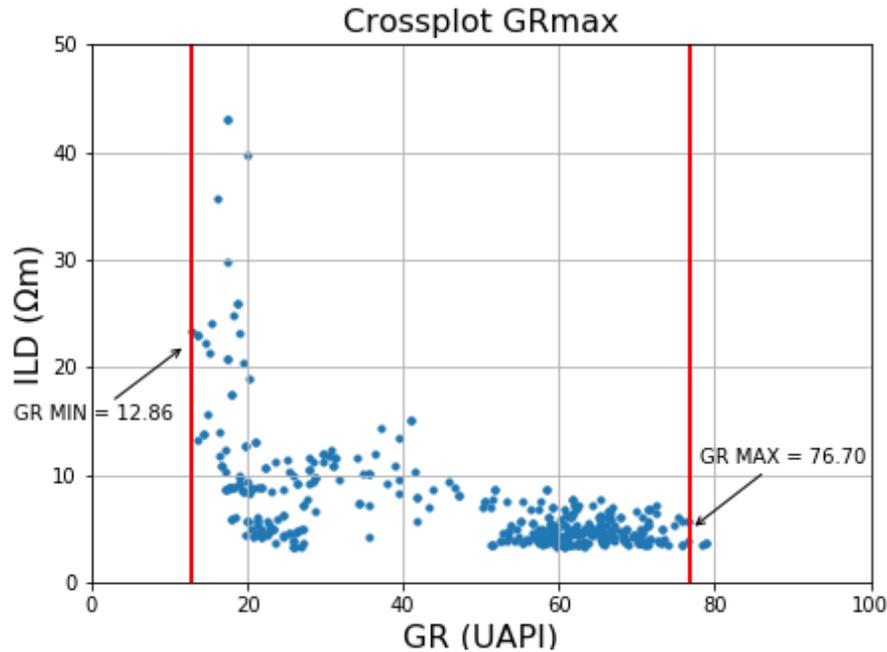


Figura 5.6: Gráfico IDL x GR para determinação dos GR_{max} e GR_{min} .

- **Densidade da matriz (ρ_m)**

Conforme visto na Figura 5.7, o gráfico mostra os pontos lidos pela ferramenta Densidade, onde os pontos limpos mais próximos da origem no eixo da curva $1/ILD$ giram em torno de $2,50g/cm^3$. Logo, foi plotada uma linha de tendência, indicando o provável valor da densidade da matriz nessa formação, e adotado $\rho_m = 2,65g/cm^3$. Nota-se que esse valor foi diferente do escolhido para a Formação Candeias, o que evidencia a importância de realizar os cálculos em cada Formação, pois, desse modo, é possível obter-se resultados mais satisfatórios e realistas.

Como o valor de densidade da matriz foi escolhida como a própria densidade do arenito, a correção da ferramenta neutrônica é feita com o acréscimo de quatro unidades de porosidade nos valores lidos no perfil (vide gráfico no anexo III).

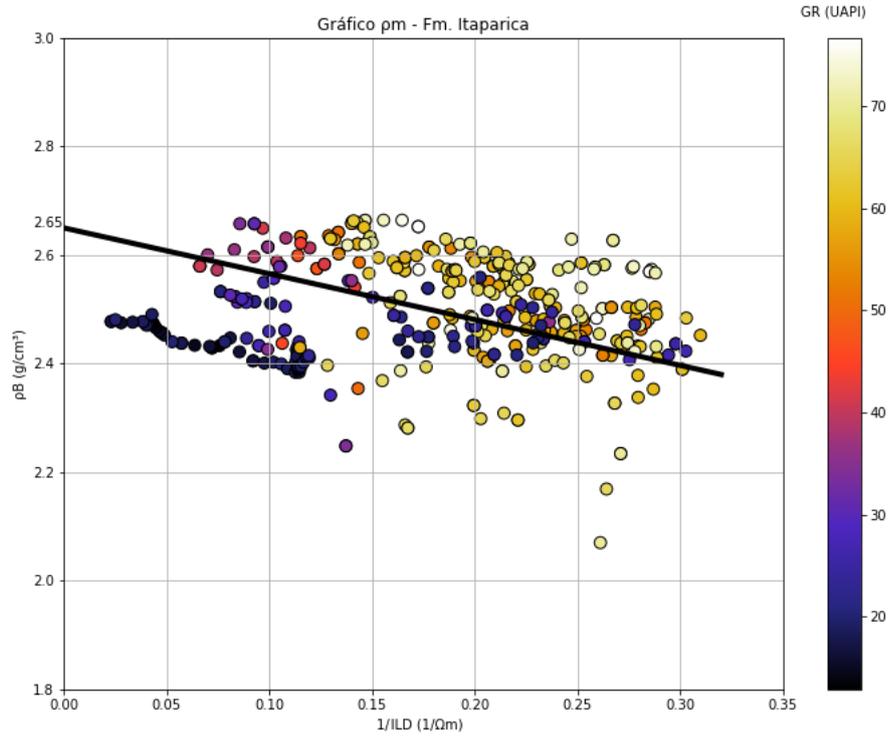


Figura 5.7: Gráfico $\rho_B \times 1/ILD$ com a curva GR, para a determinação de ρ_m .

- **Ponto de folhelho:** $\phi_{Dsh} = 0,045$ e $\phi_{Nsh} = 0,375$ (figura 5.8).

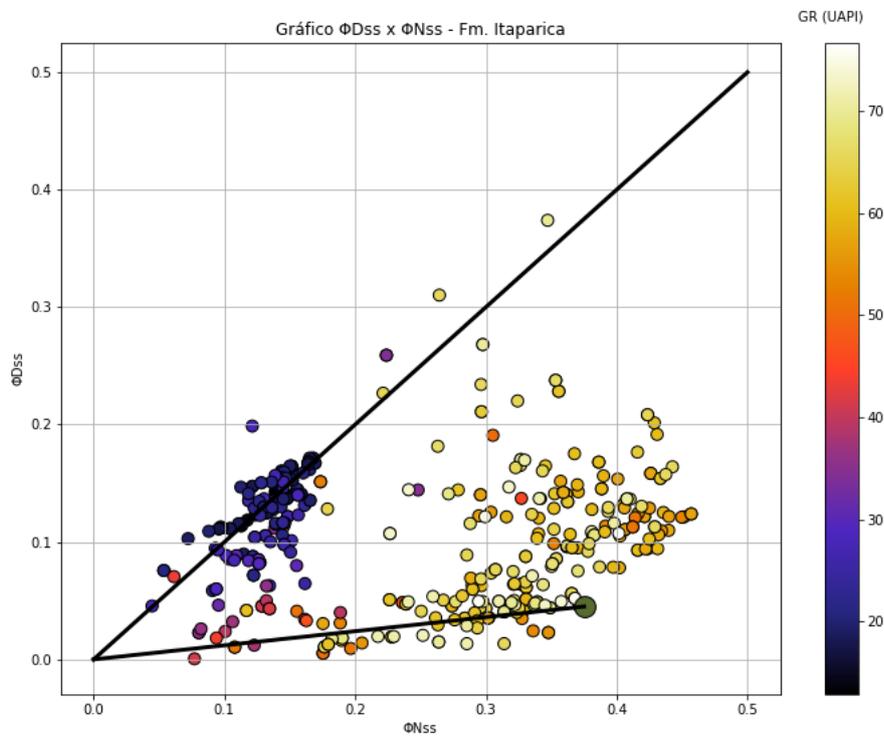


Figura 5.8: Gráfico $\phi_{Dss} \times \phi_{Nss}$ com a curva GR, para a determinação de ϕ_{Dsh} e ϕ_{Nsh} .

- Tempo de trânsito da matriz (Δt_m) e do folhelho (Δt_{sh})

Uma vez escolhido um valor de densidade da matriz diferente da seção anterior, espera-se que o tempo de trânsito da matriz também seja diferente. Para determiná-lo, foi gerado o gráfico representado na figura 5.9, que também não mostrou valores condizentes com a realidade, pelas mesmas razões explanadas na Formação Candeias. Portanto, os valores encontrados não foram utilizados como sendo o tempo de trânsito da matriz, pois, a literatura já determina que arenitos quartzosos possuem tempos de trânsito da ordem de $55,5\mu s/pé$, sendo o valor escolhido para o Δt_m .

Para o valor do tempo de trânsito dos folhelhos adjacentes, foi encontrado o valor: $\Delta t_{sh} = 81,84\mu s/pé$.

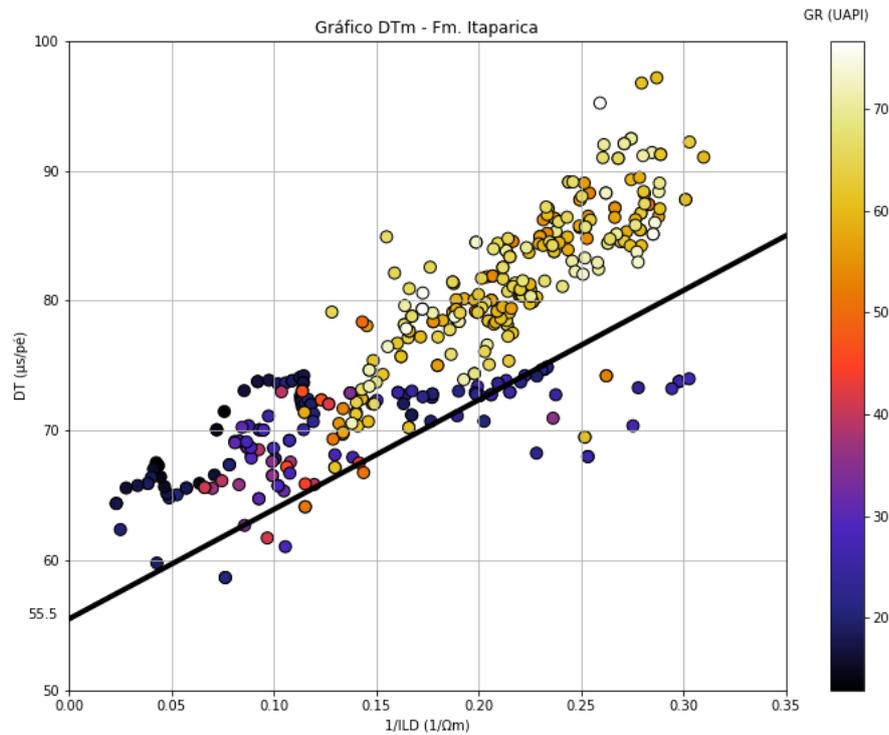


Figura 5.9: Gráfico $\Delta t \times 1/ILD$ com a curva GR, para a determinação de Δt_m .

- Resistividade dos folhelhos adjacentes: $R_{sh} = 3,5 \Omega m$ (figura 5.10)

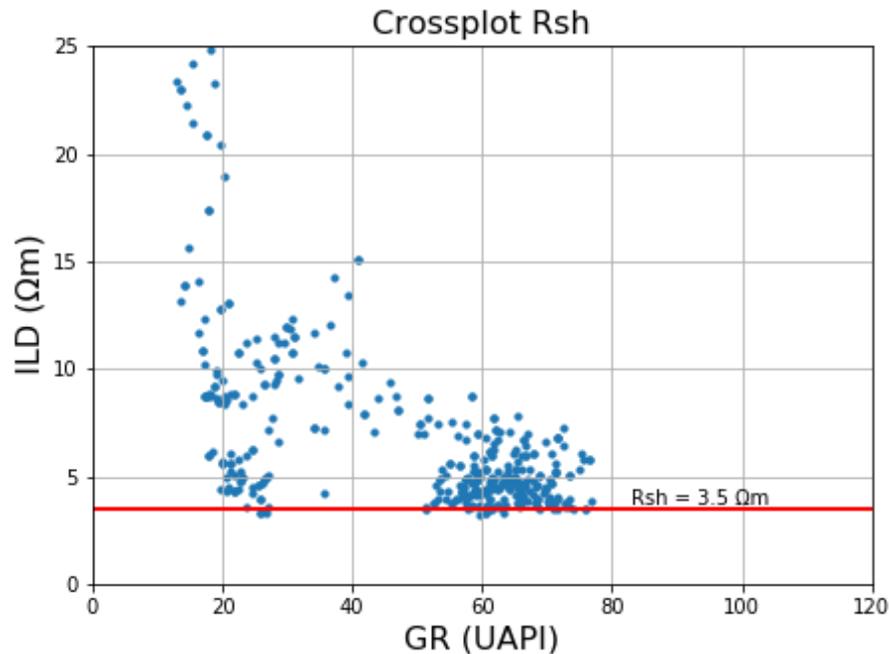


Figura 5.10: Gráfico ILD x GR , para a determinação de R_{sh} .

5.3 Formação Sergi

A Formação Sergi, a última referente ao poço 1-BLV-001-BA, compreende um intervalo que varia de 1513 m, até 1592 m. Os resultados foram obtidos seguindo a mesma metodologia adotada durante todo o trabalho.

Parâmetros

- $GR_{min} = 12,98$ UAPI e $GR_{max} = 92,50$ UAPI (Figura 5.11)
- Densidade da matriz: $\rho_m = 2,68 g/cm^3$ (Figura 5.12)
- Ponto de folhelho: $\phi_{Dsh} = 0,085$ e $\phi_{Nsh} = 0,360$. (Figura 5.13)
- Tempo de trânsito da matriz e do folhelho: $\Delta t_m = 52,55 \mu s/pé$ (Figura 5.14) e $\Delta t_{sh} = 79,2914 \mu s/pé$
- Resistividade dos folhelhos adjacentes: $R_{sh} = 2,0 \Omega m$ (Figura 5.15).

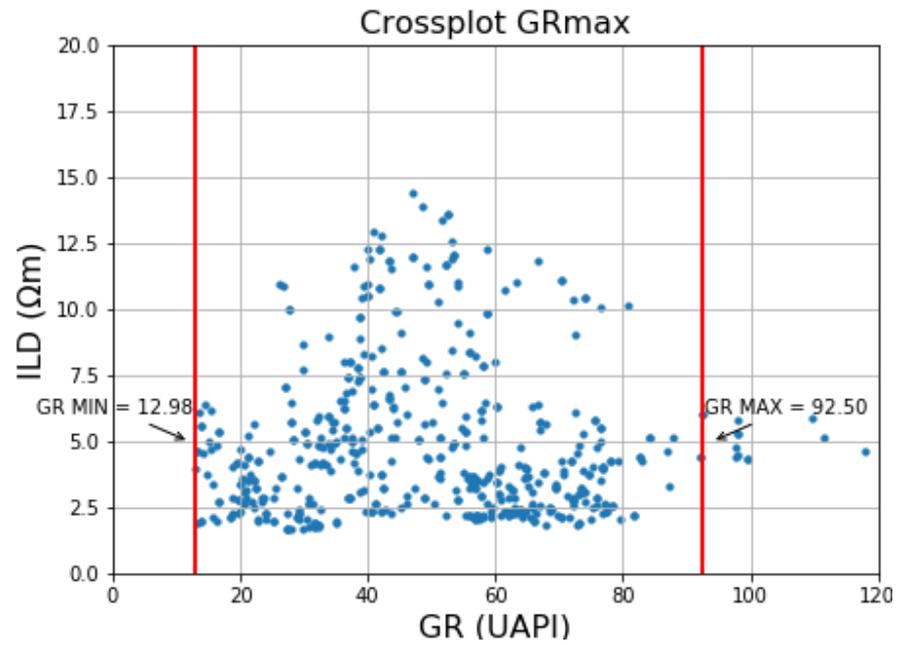


Figura 5.11: Gráfico IDL x GR para determinação dos GR_{max} e GR_{min} .

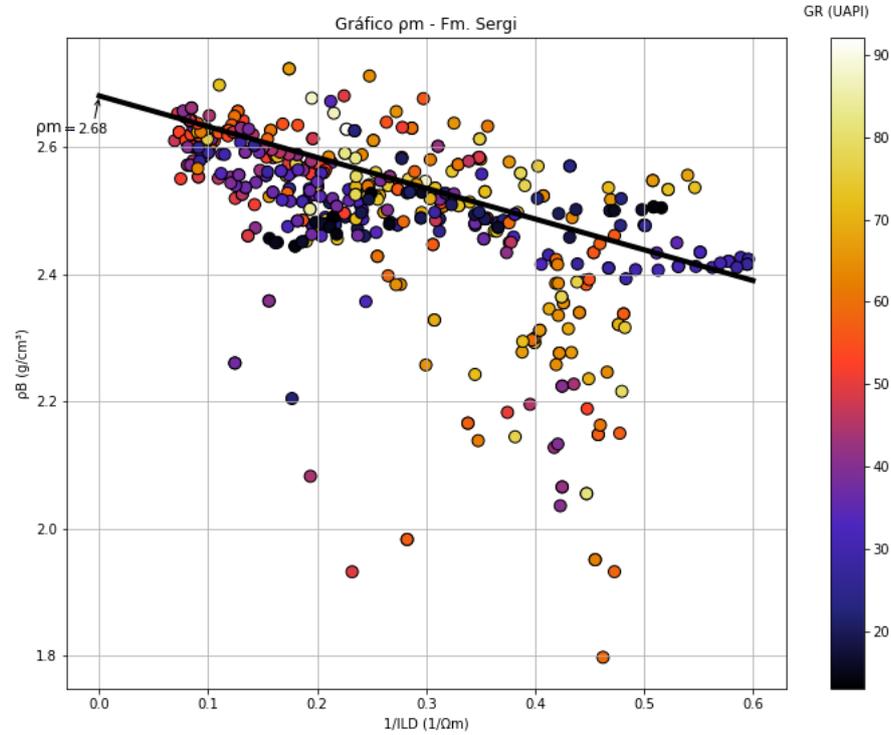


Figura 5.12: Gráfico ρ_B x $1/ILD$ com a curva GR, para a determinação da densidade da matriz (ρ_m).

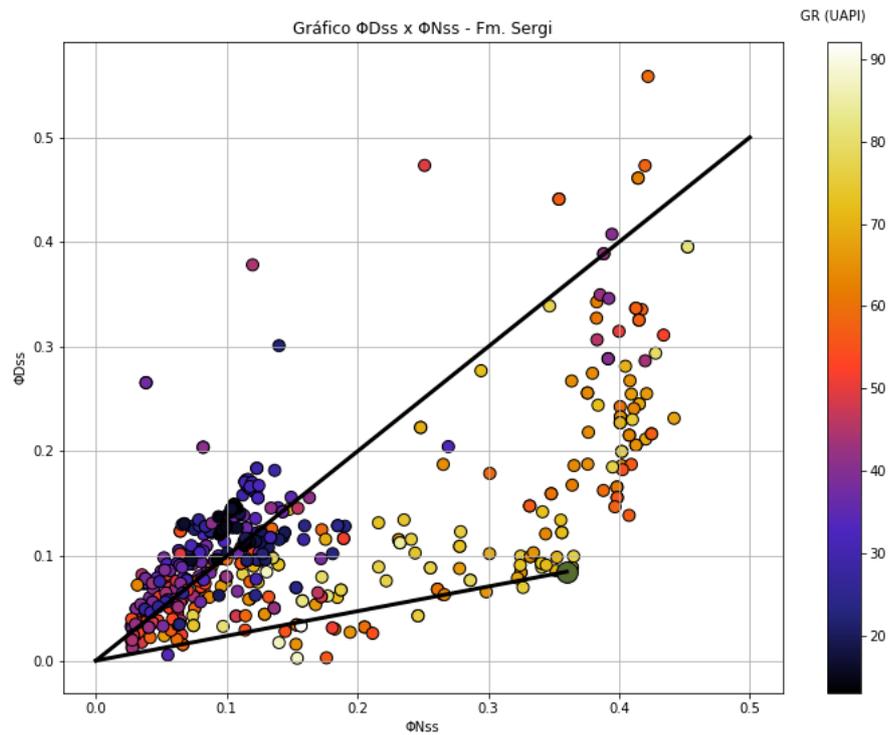


Figura 5.13: Gráfico ϕ_{Dss} x ϕ_{Nss} com a curva GR, para a determinação de ϕ_{Dsh} e ϕ_{Nsh} .

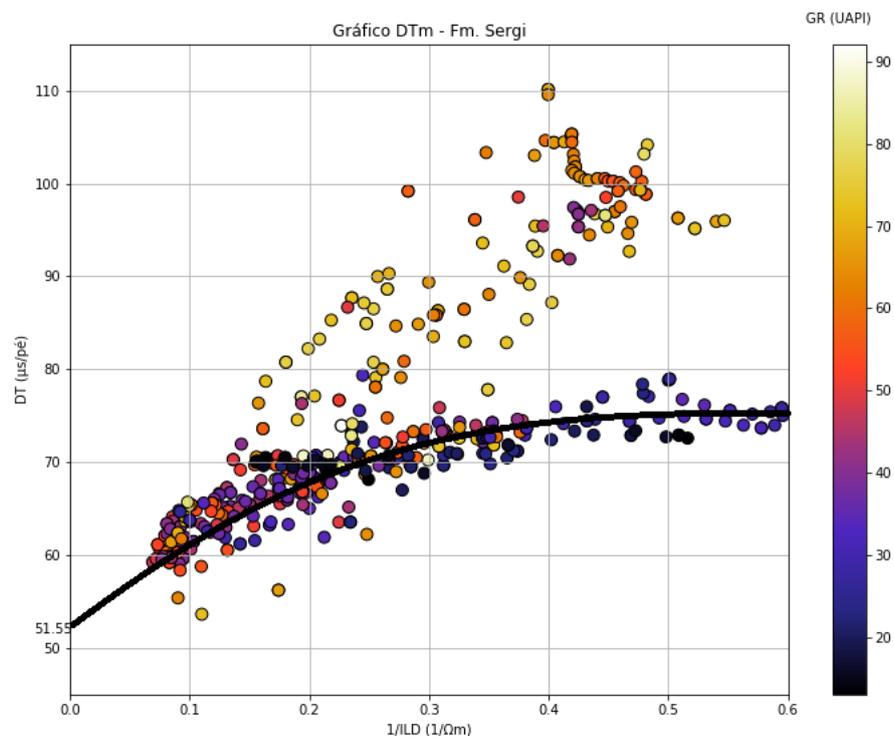


Figura 5.14: Gráfico Δt x $1/IDL$ com a curva GR, para a determinação de Δt_m .

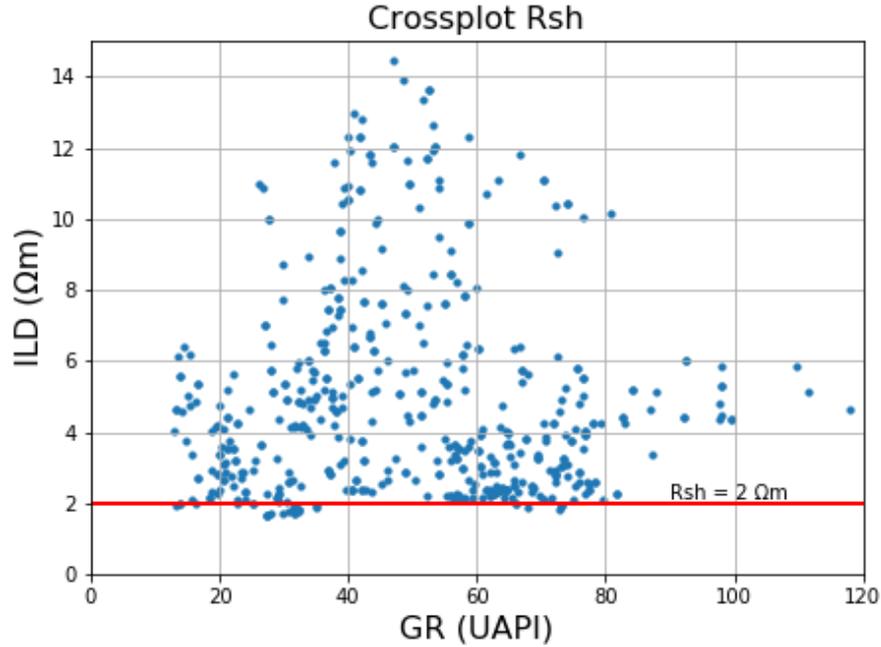


Figura 5.15: Gráfico ILD x GR , para a determinação de R_{sh} .

Os valores dos parâmetros encontrados em cada formação são mostrados na tabela 5.1.

| Parâmetros | Formação | | |
|--------------------------------|-----------------|------------------|--------------|
| | <i>Candeias</i> | <i>Itaparica</i> | <i>Sergi</i> |
| GR_{min} (UAPI) | 19,84 | 12,86 | 12,98 |
| GR_{max} (UAPI) | 80,75 | 76,70 | 92,50 |
| ρ_m (g/cm^3) | 2,68 | 2,65 | 2,68 |
| ϕ_{Dsh} | 0,030 | 0,045 | 0,085 |
| ϕ_{Nsh} | 0,320 | 0,375 | 0,360 |
| Δt_m ($\mu s/pé$) | 51,55 | 55,50 | 51,55 |
| Δt_{sh} ($\mu s/pé$) | 85,23 | 81,84 | 79,29 |
| (R_{sh}) (Ωm) | 3,0 | 3,5 | 2,0 |

Tabela 5.1: Parâmetros definidos nas formações do poço 1-BLV-001-BA

5.4 Resistividade da água da formação

Analisando-se o perfil, não foi possível encontrar nenhuma zona que podemos considerá-la como saturada 100% em água nas formações perfuradas. Logo, para determinar R_w e, conseqüentemente, calcular S_w e Net Pay nesta formação se fez necessário a utilização de outro método.

Observando-se o Relatório do Poço, verifica-se um possível valor de resistividade da água da formação, determinada a partir de análises laboratoriais das amostras dos testes de formação a poço revestido na formação Sergi e usado na avaliação da Petrobras. O valor determinado foi de $R_w = 0,0632 \Omega m @ 80^\circ F$, resultando em uma salinidade aproximada de 120 kppm. Tal valor gera uma certa desconfiança, levando-se a supor que o resultado obtido seja referente a uma mistura do fluido de amortecimento com a água da formação. Diante disso, foi mais coerente utilizar o método do R_{wAmin} , aplicado na Formação Sergi e posteriormente levado para as demais formações.

- Escolha do R_{wAmin}

O R_{wAmin} foi determinado graficamente, como mostra a Figura 5.16. O gráfico possui a curva R_{wA} , dada pela equação 3.4, e a curva de porosidade efetiva, ϕ_e . A Figura 5.16 está limitada em seus eixos, para uma melhor visualização dos menores valores de R_{wA} . A curva GR foi adicionada para separar folhelhos e não folhelhos. A linha vermelha na imagem mostra que o valor escolhido foi $R_{wAmin} = 0,028 \Omega m @ 158^\circ F$. Para este valor, foi obtido uma salinidade de aproximadamente 152,7 kppm.

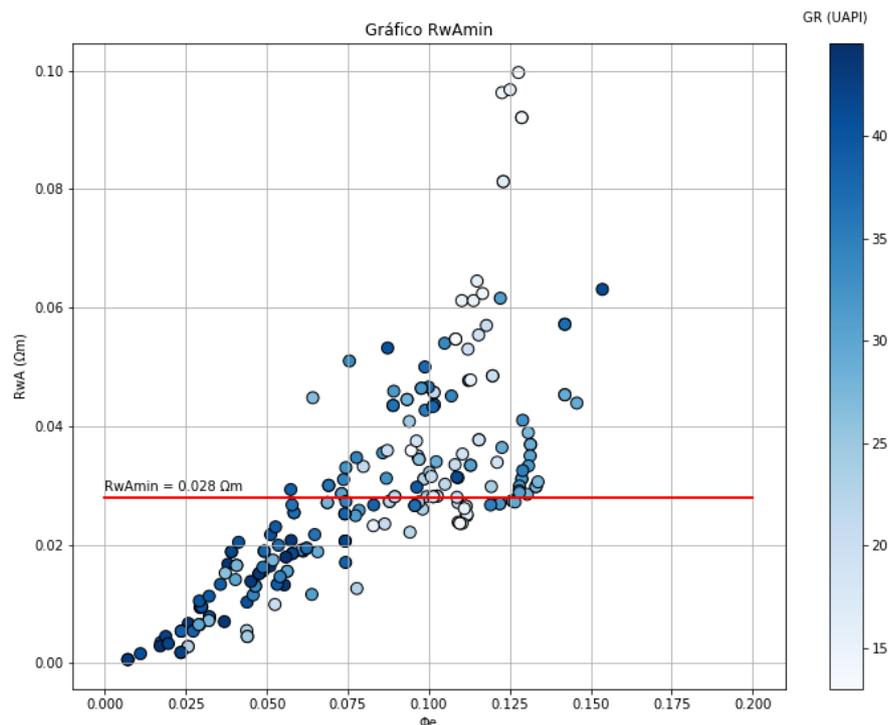


Figura 5.16: Gráfico $R_{wA} \times \phi_e$ com a curva GR, para a determinação de R_{wAmin} , limitado em seus eixos.

Além disso, foi gerado um outro gráfico com as mesmas curvas, para determinar os reservatórios. Nesse gráfico, mostrado no Figura 5.17, foi plotada a linha mostrando o valor de $4R_{wAmin} = 0,112 \Omega m$ e, com isso, delimitando os reservatórios, localizadas

acima da linha e separadas dos folhelhos pela curva GR. Para as equações de Wyllie e Raymer, os valores de R_{wA} mudam, vez que as porosidades calculadas também são diferentes (vide Eq. 3.4). Logo, para o mesmo ponto (mesma profundidade e temperatura) onde foi encontrado $R_{wAmin} = 0,028\Omega m$ para os perfis radioativos, temos que $R_{wAmin} = 0,035\Omega m$ para a equação de Wyllie e $R_{wAmin} = 0,050\Omega m$ para a equação de Raymer. Os gráficos para a determinação do R_{wAmin} de Wyllie e Raymer se encontram nos apêndices A e B, respectivamente.

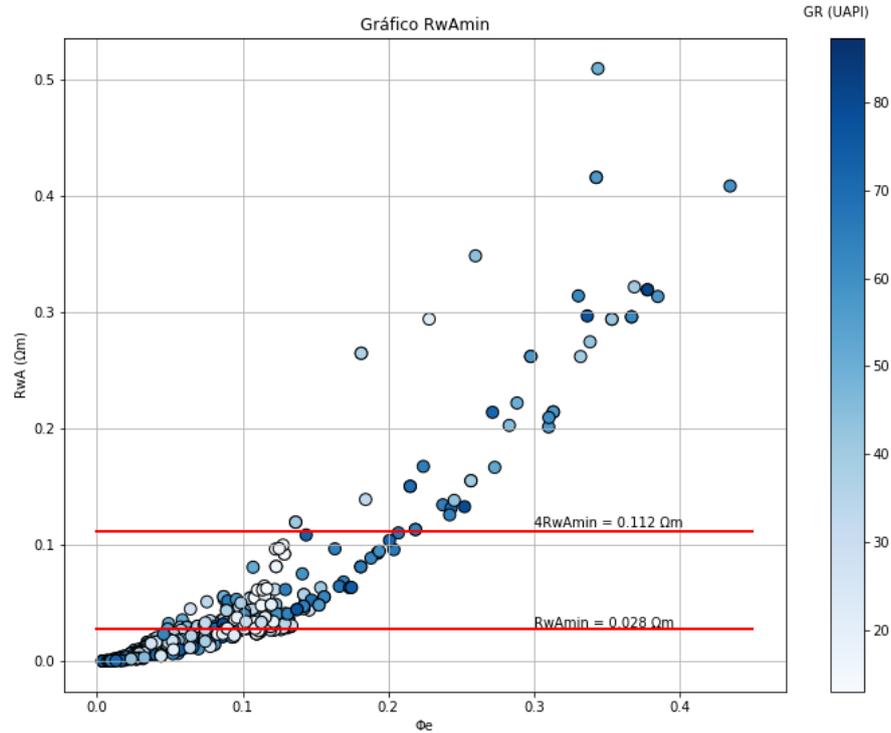


Figura 5.17: Gráfico R_{wA} x ϕ_e com a curva GR, para a determinação de R_{wAmin} .

Diante do valor de R_{wAmin} , utilizou-se a relação abaixo (Schlumberger, 1989):

$$R_{w2} = R_{w1} \frac{T_{w1} + 6,77}{T_{w2} + 6,77}, \quad (5.3)$$

sendo R_{w1} a resistividade escolhida a uma temperatura T_{w1} conhecida (no caso o próprio R_{wAmin}), para então determinar R_{w2} a uma temperatura T_{w2} . Dessa forma é possível obter o valor de R_w em cada ponto do poço na dada profundidade e sua respectiva temperatura. Logo, o mesmo método foi utilizado no poço inteiro.

5.5 Porosidades sônicas

Ao se calcular as porosidades, foram construídos gráficos comparativos entre a equação de Wyllie (ϕ_{swcor}) e a equação de Raymer (ϕ_{scorr}), onde a primeira se encontra no eixo das

ordenadas e a última no eixo das abcissas, conforme mostram as figuras 5.18 (para a Formação Candeias), 5.19 (Formação Itaparica) e 5.20 (Formação Sergi). Diante do gráfico da figura 5.18, é possível notar que a equação de Wyllie subestima as porosidades calculadas, principalmente na faixa que vai de 0 até 20%. A partir desse valor, os pontos se espalham mais e a equação de Wyllie começa a mostrar valores parecidos com a de Raymer. Porém, a faixa acima de 20% corresponde a camadas de folhelhos (conforme mostra o perfil GR, no eixo "Z", mostra), o que não é de interesse para o estudo.

Portanto, no que se diz respeito à porosidade dos arenitos, temos um indício de subestimação dada pela equação de Wyllie, o que condiz com a teoria, devidamente explicada na seção 2.3.5. Para ficar mais evidente a correlação, a Figura 5.18 mostra o mesmo gráfico, porém com a curva do Calíper no eixo "Z", mostrando que até a faixa de 15% estão os pontos de menor valor, indicando que não houve desmoronamento.

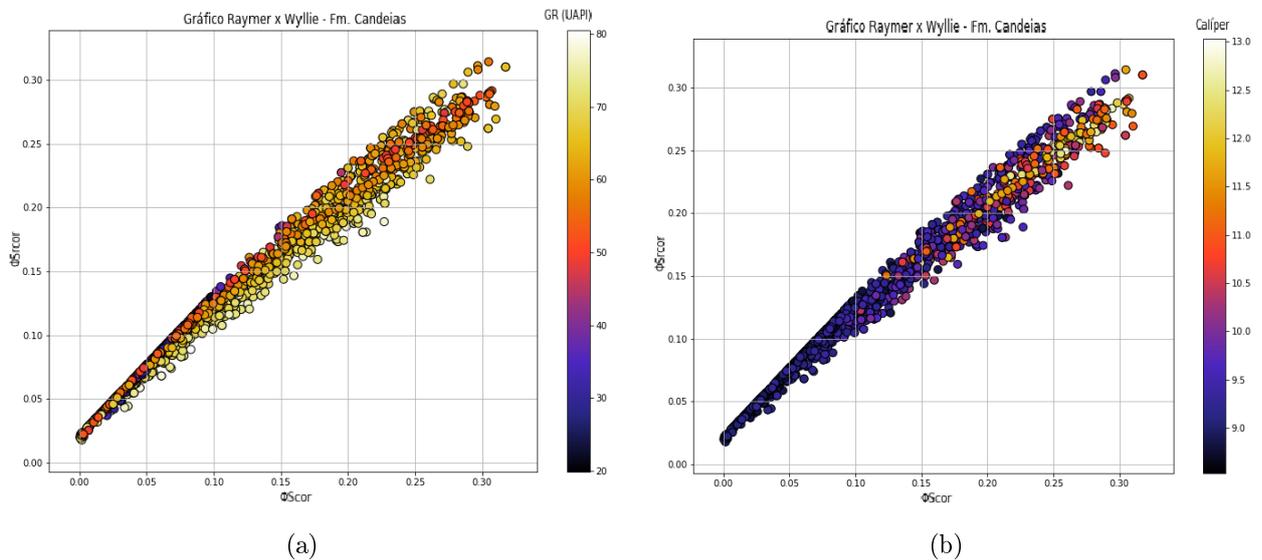


Figura 5.18: Gráfico comparativo ϕ_{swcor} x ϕ_{srcorr} , com a curva GR (a) e Cáliper (b).

Na Figura 5.19, mais uma vez, fica evidente que a equação de Wyllie subestima as porosidades calculadas, em destaque nos pontos referentes à matriz. Por ser um intervalo não muito grande, os pontos não se dispersaram tanto e poucos valores superaram a marca de 15% de porosidade. Em suma, no que se diz respeito à porosidade dos arenitos, temos novamente um indício de subestimação dada pela equação de Wyllie. Não foi necessário gerar o mesmo gráfico com a curva do Calíper para essa formação, pois a faixa de arenitos apareceu de forma clara no gráfico da Figura 5.19, com a curva de raios gama.

Assim como nos casos anteriores, na Figura 5.20, a equação de Wyllie também subestima as porosidades calculadas. As zonas de arenito mostraram valores superiores a 20% de porosidade, enquanto que a equação de Wyllie nem chegou nesse limite. Ou seja, novamente

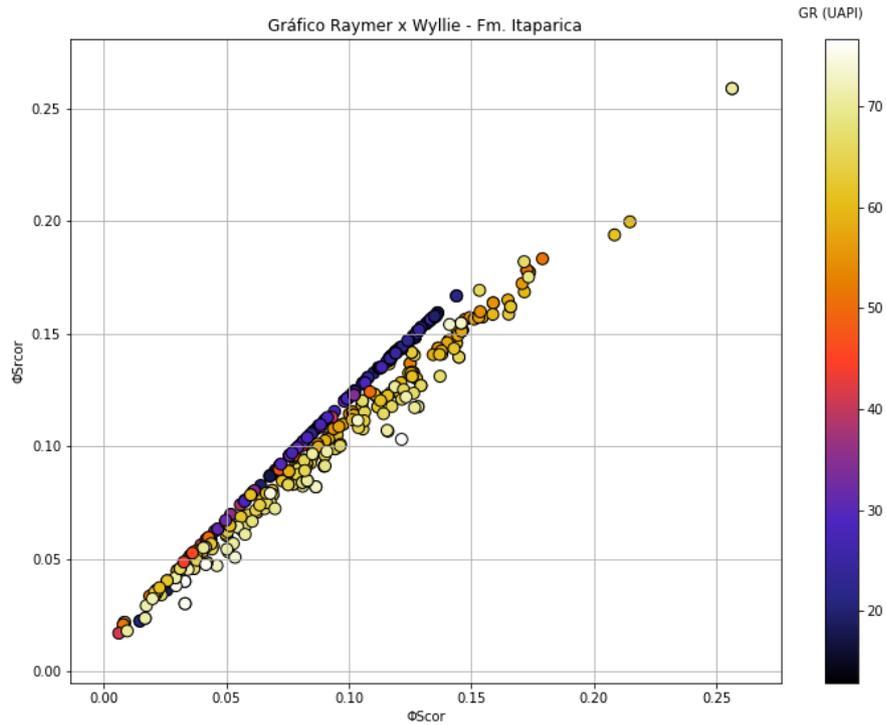


Figura 5.19: Gráfico comparativo ϕ_{swcor} x ϕ_{srcorr} , com a curva GR.

a equação de Wyllie possui valores de porosidade subestimados. Nessa figura também não foi necessário gerar o gráfico com a curva do Calíper.

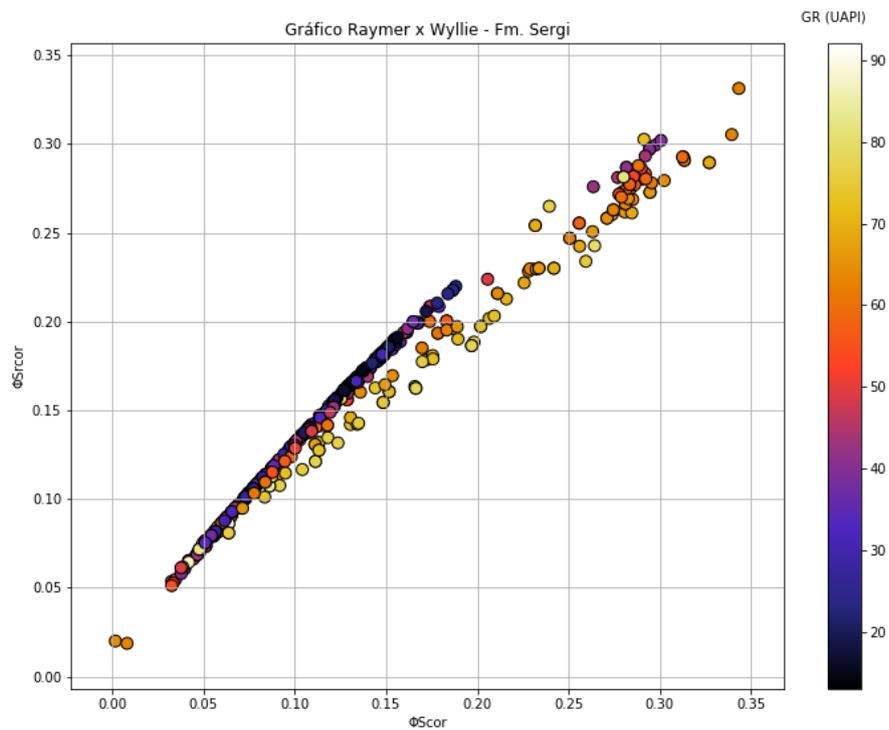


Figura 5.20: Gráfico comparativo ϕ_{swcor} x ϕ_{srcorr} , com a curva GR.

5.6 Comparação entre as porosidades sônicas e radioativas

Foi determinado também a equação de porosidade efetiva (ϕ_e) através dos perfis radioativos (Densidade e Neutrônico), devidamente corrigidos tanto para *VSH* como *HC*, conforme mostra a sequência de cálculos pré-determinada na seção 4.2. Logo, também torna-se possível se comparar a porosidade efetiva dos perfis radioativos com os sônicos. Tal comparação se encontra nas Figuras 5.21 (Formação Candeias), 5.22 (Formação Itaparica) e 5.23 (Formação Sergi). Na Figura 5.21 é possível notar que há um certo espalhamento entre os pontos, mais evidente nos maiores valores de porosidades, que provavelmente se dá devido à diferença do princípio físico das ferramentas. Entretanto, nas zonas mais limpas (destacadas pela curva GR), nota-se que um certo padrão onde, ao se comparar com a equação de Wyllie, este mostra porosidades um tanto quanto pessimistas em relação às radioativas, enquanto que a equação de Raymer se mostra mais otimista.

Chama-se a atenção que todas as três equações de porosidades mostram valores próximos nas zonas mais limpas de argiloidades. A bissetriz na Figura 5.21 foi traçada para facilitar a identificação da posição das porosidades.

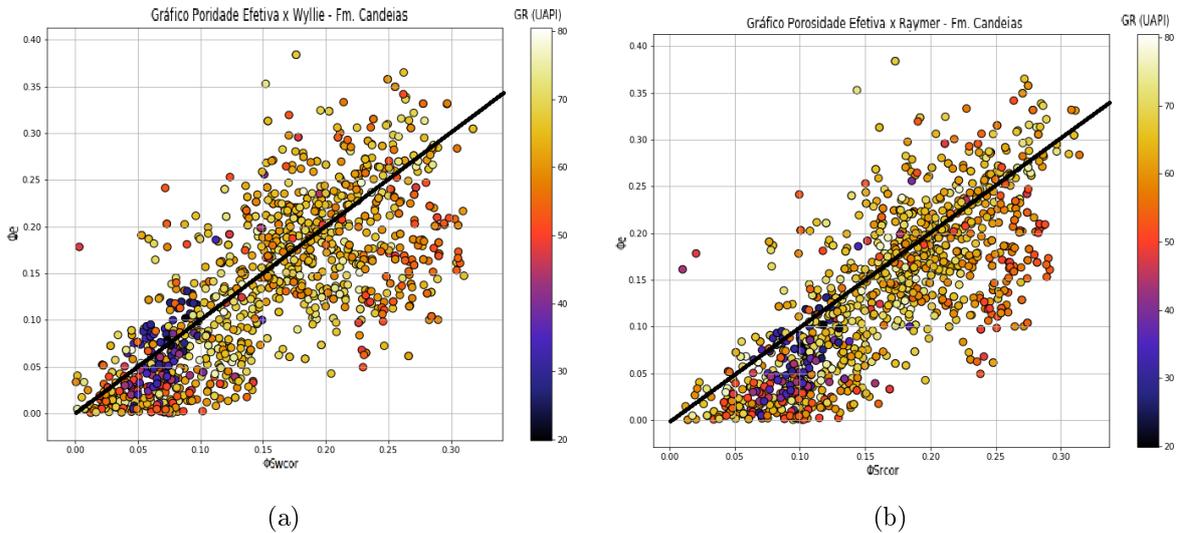


Figura 5.21: Gráfico comparativo entre a porosidade efetiva (ϕ_e) e as porosidades sônicas, ϕ_{s_wcor} (a), e ϕ_{s_corr} (b), com a curva GR. Formação Candeias.

Na Formação Itaparica as zonas mais limpas estão de certa forma mais concentradas na região da bissetriz do gráfico da figura 5.22, mostrando, assim, um certo padrão entre essas porosidades, tanto ao comparar com a porosidade de Wyllie, quanto com a de Raymer, não havendo claramente porosidades mais otimistas ou pessimistas em relação à porosidade efe-

tiva radioativa.

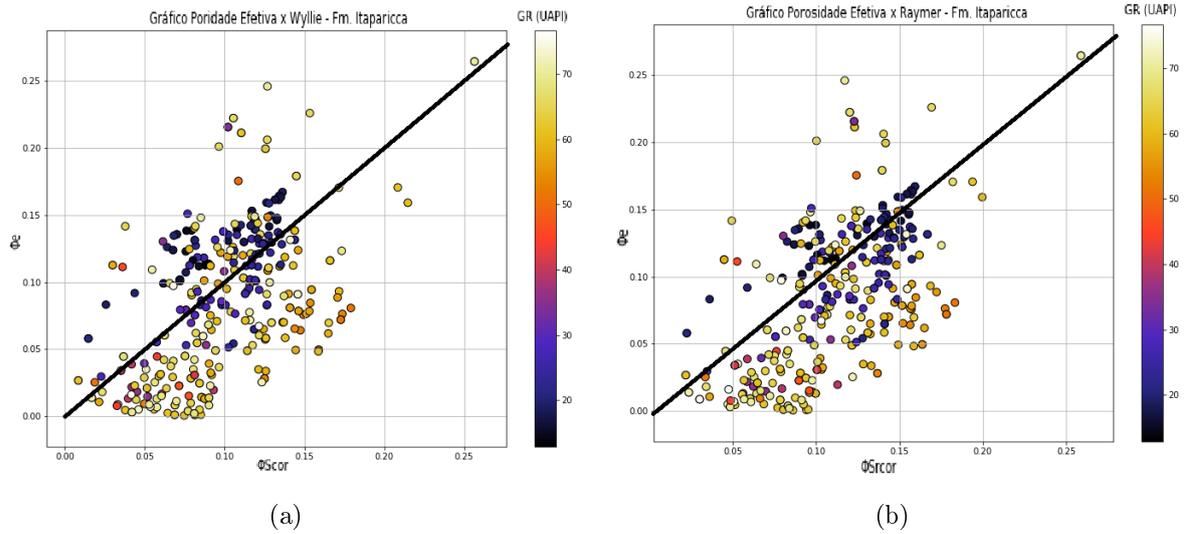


Figura 5.22: Gráfico comparativo entre a porosidade efetiva (ϕ_e) e as porosidades sônicas, ϕ_{swcor} (a), e ϕ_{srcorr} (b), com a curva GR. Formação Itaparica.

Na Formação Sergi percebe-se um bom padrão entre os pontos da figura 5.23. Isso pode ser justificado pela composição da formação, uma vez que a Sergi possui boa parte de sua espessura composta por arenitos. Através da bissetriz traçada, temos que as equações sônicas tendem a valores mais otimista, tanto a de Wyllie, quanto a de Raymer (esta ainda mais).

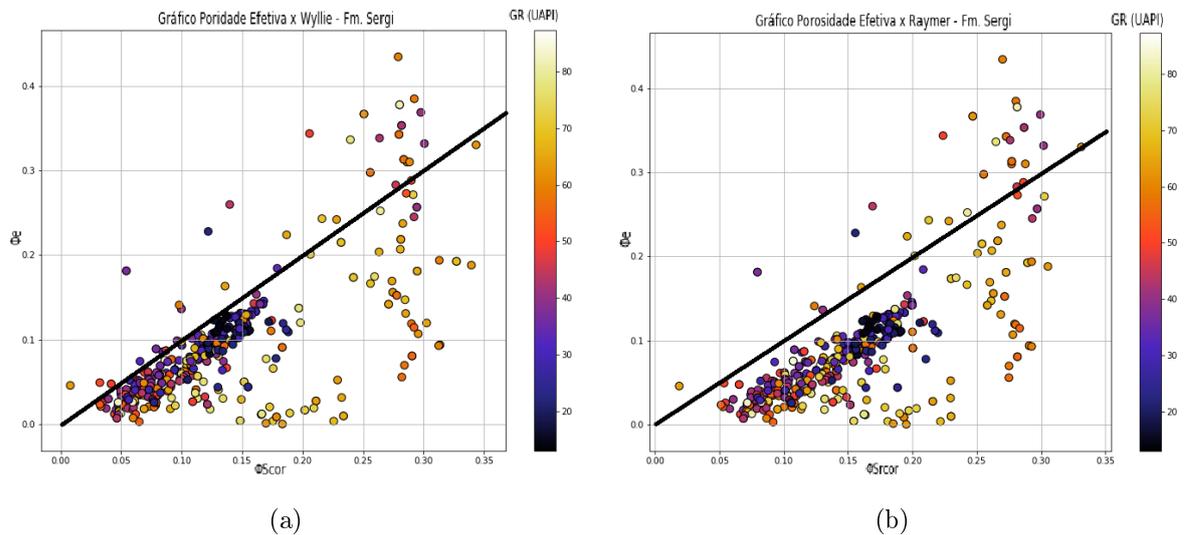


Figura 5.23: Gráfico comparativo entre a porosidade efetiva (ϕ_e) e as porosidades sônicas, ϕ_{swcor} (a), e ϕ_{srcorr} (b), com a curva GR. Formação Sergi.

5.7 Comparação entre os Net Pays

Para o cálculo do Net Pay é necessário que haja a seleção de intervalos ditos de interesse, a fim de selecionar melhor as zonas potencialmente produtoras. Tal seleção é chamada de Cut-Off e sua escolha é de extrema importância na espessura final do Net Pay.

- **Cut-Off utilizando valores únicos para as 3 equações**

No poço 1-BLV-001-BA, os cut-offs padrões selecionados foram: $S_w \leq 0,6$, $V_{shmenor} \leq 0,3$ e $\phi \geq 0,1$. Logo, valores inferiores aos valores de S_w e V_{sh} e superiores aos valores de ϕ serão considerados como um potencial reservatório. As espessuras totais de cada Net Pay calculado está identificada na Tabela 5.2. Nela, podemos observar que houve um padrão, onde a equação de Raymer teve sempre a maior espessura e a porosidade efetiva dos perfis radioativos a menor. Nas Formações Candeias e Sergi, fica mais evidente a diferença que o Net Pay dado por Raymer apresentou dos demais. Isso pode estar relacionado com os parâmetros dos cut-offs utilizados, uma vez que as porosidades dadas pela equação de Raymer são predominantemente mais otimistas, abrangendo, portanto, regiões que nos outros métodos foram eliminadas.

| Formação | Equação Utilizada | Net Pay (m) |
|-----------|--------------------|-------------|
| Candeias | Porosidade Efetiva | 11,85 |
| | Wyllie | 12,00 |
| | Raymer | 25,50 |
| Itaparica | Porosidade Efetiva | 10,35 |
| | Wyllie | 11,85 |
| | Raymer | 15,45 |
| Sergi | Porosidade Efetiva | 3,60 |
| | Wyllie | 4,20 |
| | Raymer | 23,85 |

Tabela 5.2: Net Pays calculados com valores padrões.

- **Cut-Off variando os valores para as 3 equações**

Como as equações de porosidades possuem comportamentos característicos, utilizar valores padrões de cut-offs para as 3 equações pode ser um método um tanto quanto precipitado, pois sabe-se que umas apresentam porosidades mais otimistas em relação a outras. Por conta disso, a partir dos gráficos realizados (apêndice C), foram determinados diferentes valores de cut-offs em cada equação, na tentativa de obter valores

mais realistas. As espessuras totais de cada Net Pay calculado está identificada na Tabela 5.3.

| Formação | Equação Utilizada | Net Pay (m) |
|-----------------|--------------------------|--------------------|
| Candeias | Porosidade Efetiva | 19,95 |
| | Wyllie | 18,90 |
| | Raymer | 25,65 |
| Itaparica | Porosidade Efetiva | 12,90 |
| | Wyllie | 5,10 |
| | Raymer | 6,75 |
| Sergi | Porosidade Efetiva | 6,60 |
| | Wyllie | 7,05 |
| | Raymer | 8,40 |

Tabela 5.3: *Net Pays* estimados para as Fm.s Candeias, Itaparica e Sergi, utilizando diferentes metodologias para o cálculo da porosidade.

Após calculados os net pays, na tentativa de visualizar melhor as zonas reservatórios, foram criados perfis contendo apenas a curva GR, com a litologia preenchida de acordo com a definição dada pela curva e, ao lado dela, um outro perfil contendo as possíveis localizações dos reservatórios calculadas pelo net pay, como mostram as Figuras 5.24, 5.25, 5.26 e 5.27.

5.8 Determinação da espessura efetiva de hidrocarboneto ($h\phi S_{Om}$)

Com a determinação do Net Pay, é possível fazer uma interpretação quantitativa da capacidade de produção dos reservatórios em cada intervalo de interesse ($h\phi S_{Om}$), com o uso do net pay calculado para cada intervalo da camada (h), sua porosidade média (ϕ_m) e sua saturação em óleo média (S_{Om}), onde o valor de S_{Om} é dado por $(1-S_{wm})$, sendo S_{wm} a saturação em água média da camada.

Saturação em Água

Para se obter a saturação em óleo média da camada é preciso saber primeiro a saturação em água média. Para isso, se faz necessário da determinação de um valor confiável de R_w , para que com isso obtenhamos valores mais próximos da realidade. Pelo relatório do poço, não foi

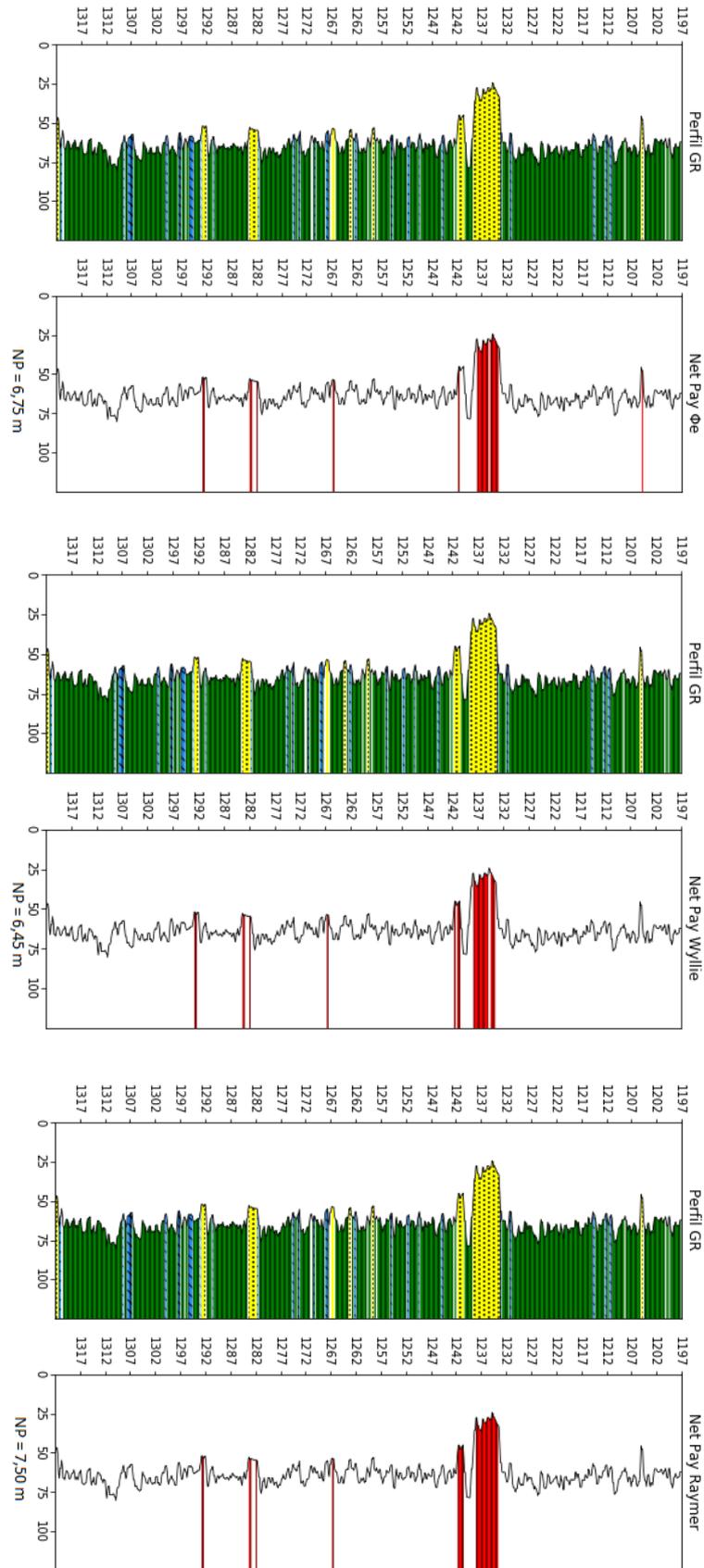


Figura 5.24: Net Pay utilizando as equações de porosidade efetiva dos perfis radioativos ($\phi_N \times \phi_D$), Wyllie e Raymer. Intervalo entre 1197 a 1322 m. Formação Candeias - Poço 1-BLV-001-BA

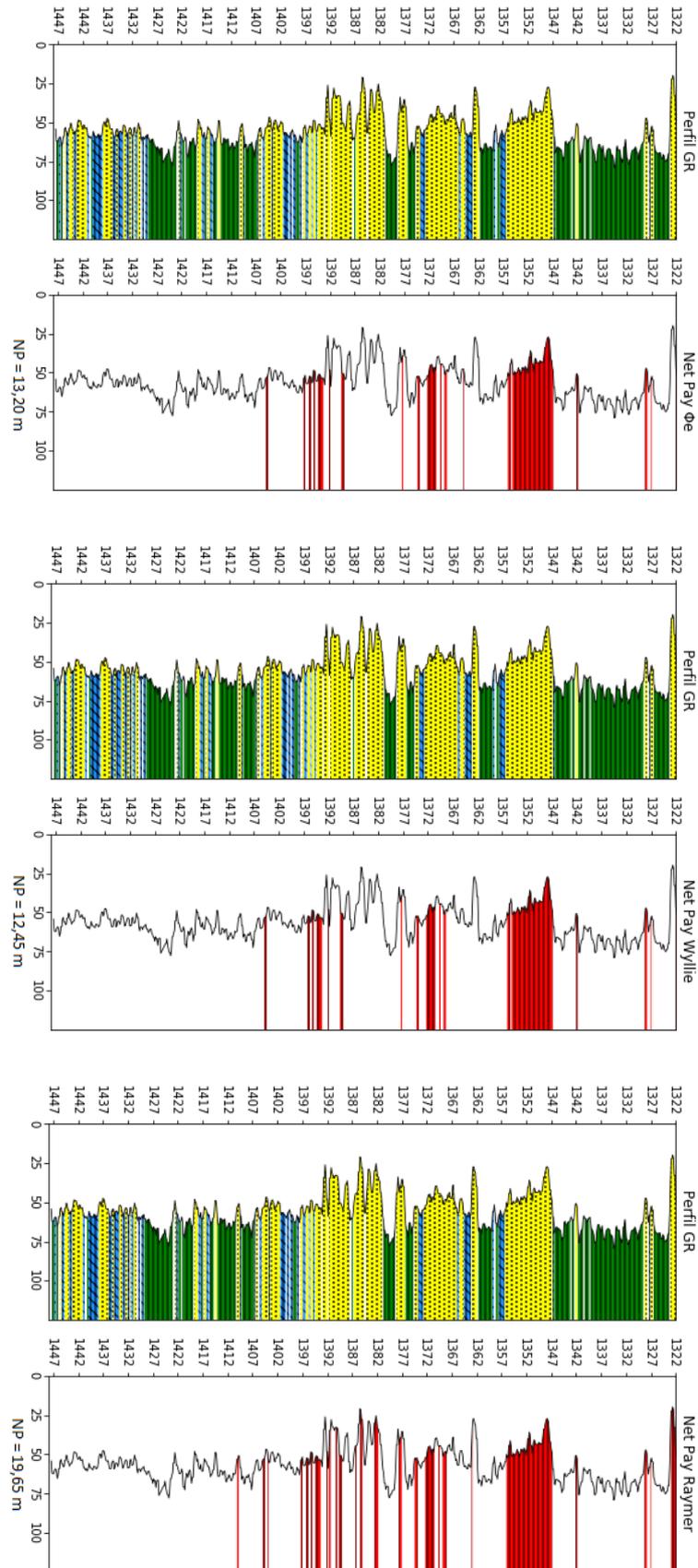


Figura 5.25: Net Pay utilizando as equações de porosidade efetiva dos perfis radioativos ($\phi_N \times \phi_D$), Wyllie e Raymer. Intervalo entre 1322 a 1448 m. Formação Candeias - Poço 1-BLV-001-BA

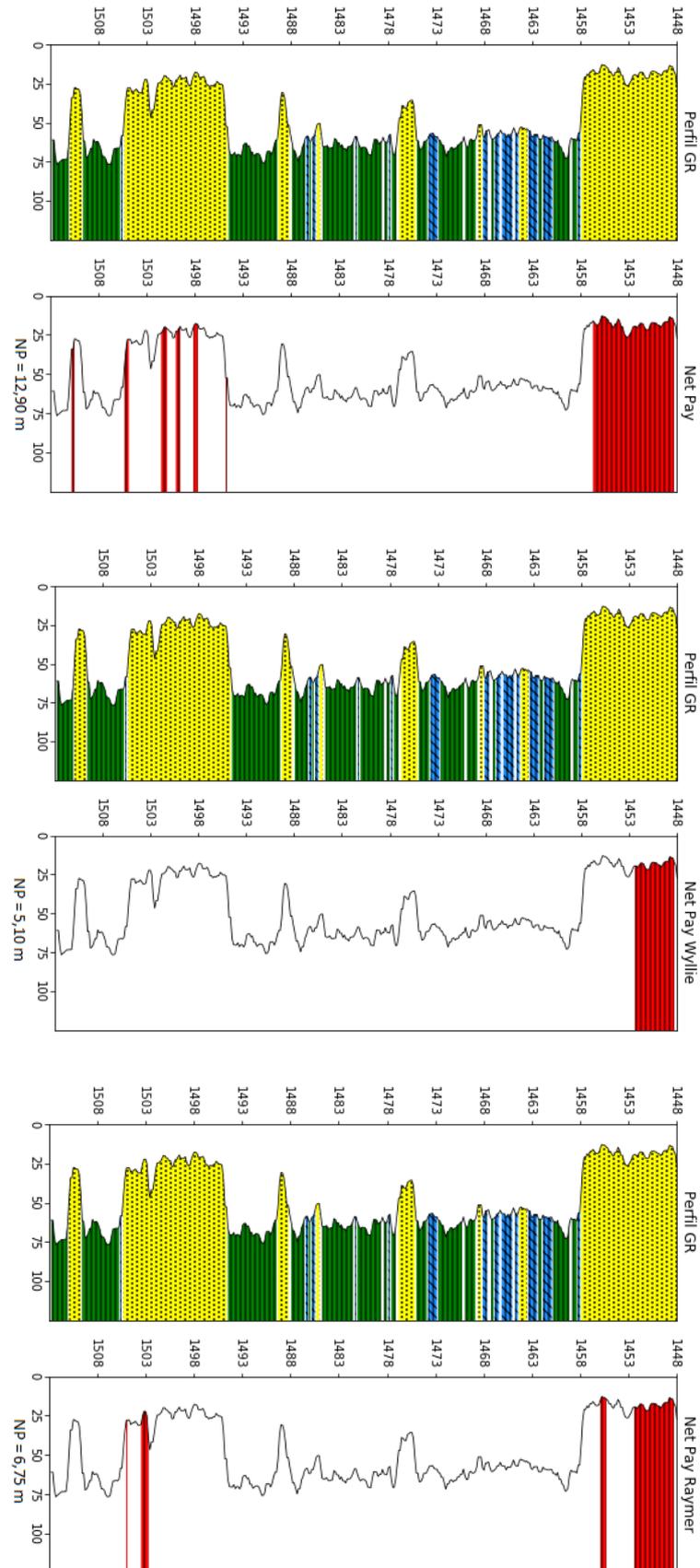


Figura 5.26: Net Pay utilizando as equações de porosidade efetiva dos perfis radioativos ($\phi_N \times \phi_D$), Wyllie e Raymer. Formação Itaparica - Poço 1-BLV-001-BA

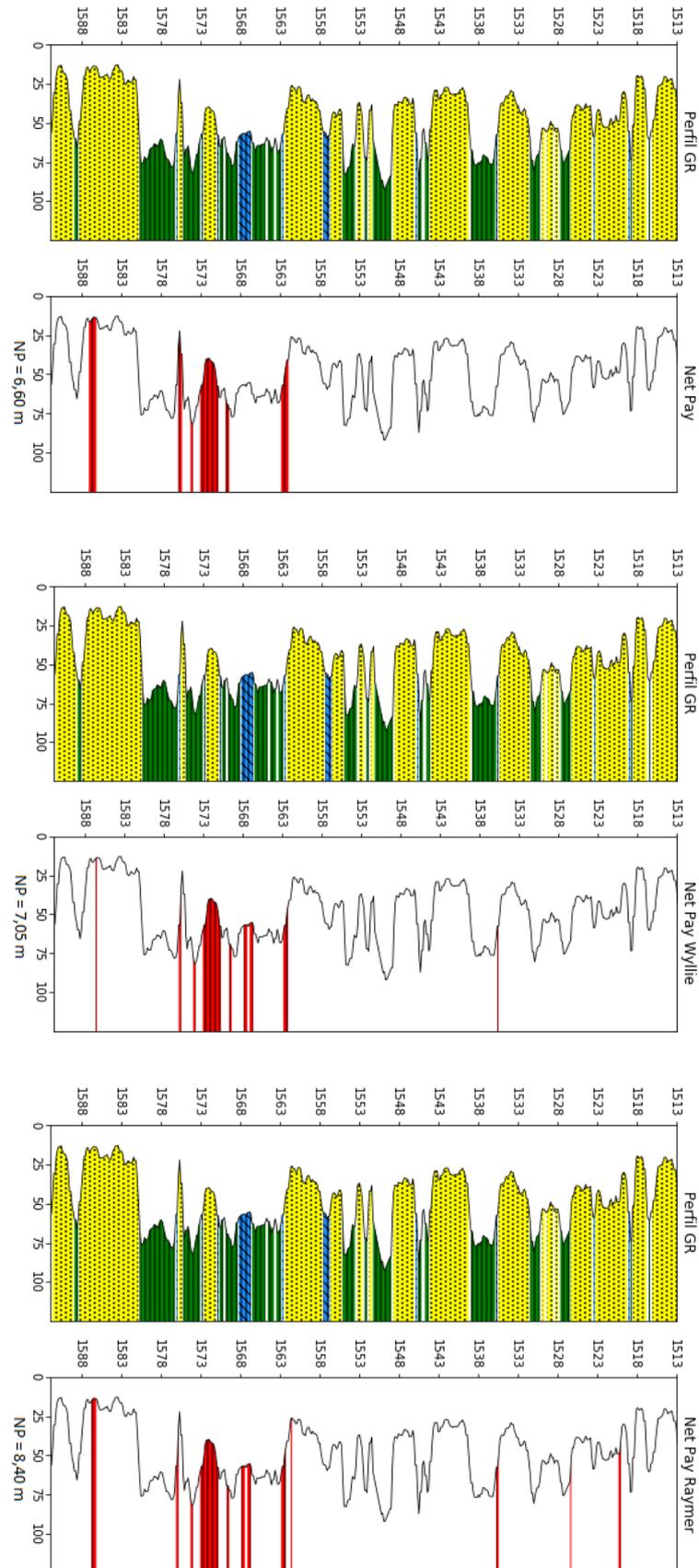


Figura 5.27: Net Pay utilizando as equações de porosidade efetiva dos perfis radioativos ($\phi_N \times \phi_D$), Wyllie e Raymer. Formação Sergi - Poço 1-BLV-001-BA

possível determinar os valores utilizados para calcular S_{wm} . Por isso, foram feitos diversos cálculos com os parâmetros determinados neste trabalho, a fim de no final comparar com os obtidos no relatório da Petrobras (Tabela 5.4).

O produto $h\phi_m S_{Om}$ nos dá uma ideia do potencial do reservatório, sendo que quanto maior for o valor encontrado, maior a probabilidade de uma boa produção. A Tabela 5.4

| Formação | Intervalo (m) | h (m) | ϕ_m (%) | S_{wm} (%) | $h\phi S_{Om}$ |
|-----------------|----------------------|--------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| Candeias | 1233 - 1239 | 3,0 | 12,0 | 12 | 0,311 |
| | 1376 - 1397 | 1,2 | 11,0 | 36 | 0,084 |
| Itaparica | 1448 - 1458 | 9,2 | 13,5 | 32 | 0,835 |
| | 1495 - 1506 | 4,6 | 13,0 | 51 | 0,292 |
| Sergi | 1509 - 1536 | 4,2 | 10,5 | 73 | ? |
| | 1539 - 1549 | 4,4 | 12,6 | 74 | ? |
| | 1551 - 1563 | 3,0 | 11,0 | 67 | ? |

Tabela 5.4: Resumo da Espessura Efetiva de HC do Poço 1-BLV-001-BA. Relatório Geológico do Poço (Petrobras, 1984).

não mostra resultados para a Formação Sergi. Isso se deve ao fato de que, segundo o próprio relatório, os valores de saturações calculados não foram por ele confiáveis. Porém, neste trabalho foram realizados os cálculos na Formação Sergi também, para efeito de comparação entre as porosidades, assim como nas outras Formações.

Os resultados dos cálculos de $h\phi_m S_{Om}$, realizados neste trabalho, encontram-se na Tabela 5.5. Nela, é possível notar que as três equações obtiveram bons resultados no primeiro intervalo da Formação Candeias e Itaparica, com valores de espessura, porosidade e saturações próximas do calculado no relatório da Petrobras.

No primeiro intervalo da formação Candeias, a equação de porosidade dos perfis radioativos se mostrou a mais próxima do encontrado no relatório geológico, enquanto que a equação de Wyllie foi a única pessimista. No segundo intervalo, as três equações foram otimistas, sendo a de Raymer a mais delas, enquanto que a porosidade dos perfis radioativos novamente foi a que teve o resultado mais próximo do relatório.

Na formação Itaparica, nenhuma das equações obtiveram valores otimistas em relação ao relatório. A equação de Wyllie foi a mais pessimista, sendo que no segundo intervalo da formação não foi encontrado espessura efetiva para esta equação. A equação de Raymer obteve valores de espessura menores do que os perfis radioativos, que por sua vez, novamente obtiveram valores mais satisfatórios, principalmente no primeiro intervalo da formação.

Na Formação Sergi, a equação dos perfis radioativos não obteve espessura efetiva no segundo intervalo da formação. A equação de Raymer obteve uma maior espessura em

relação às outras, porém, os valores encontrados de espessura efetiva foram bem próximos para as três equações e em nenhum intervalo foi encontrado uma espessura efetiva que mereça alguma atenção.

| Formação | Intervalo (m) | Equação | h (m) | ϕ_m (%) | S_{Wm} (%) | $h\phi_m S_{Om}$ | ϵ^1 (%) | BR ² |
|-----------|---------------|------------------------|-------|--------------|--------------|------------------|------------------|-----------------|
| Candeias | 1233 - 1239 | $\phi_N \times \phi_D$ | 2,85 | 13,3 | 18,0 | 0,312 | +0,21 | 0,311 |
| | | Wyllie | 2,70 | 10,5 | 24,3 | 0,214 | -31,36 | |
| | | Raymer | 3,15 | 13,0 | 20,7 | 0,325 | +4,41 | |
| | 1376 - 1397 | $\phi_N \times \phi_D$ | 0,90 | 14,5 | 34,3 | 0,086 | +1,83 | 0,084 |
| | | Wyllie | 1,50 | 10,7 | 44,52 | 0,090 | +6,39 | |
| | | Raymer | 1,80 | 13,4 | 41,8 | 0,141 | +67,52 | |
| Itaparica | 1448 - 1458 | $\phi_N \times \phi_D$ | 9,00 | 13,3 | 35,2 | 0,777 | -7,00 | 0,835 |
| | | Wyllie | 6,15 | 11,1 | 49,7 | 0,343 | -58,89 | |
| | | Raymer | 8,85 | 12,7 | 50,0 | 0,562 | -32,72 | |
| | 1495 - 1506 | $\phi_N \times \phi_D$ | 2,70 | 12,5 | 53,0 | 0,158 | -45,88 | 0,292 |
| | | Wyllie | 0 | - | - | - | - | |
| | | Raymer | 1,20 | 12,0 | 56,6 | 0,063 | -78,56 | |
| Sergi | 1509 - 1536 | $\phi_N \times \phi_D$ | 0,75 | 15,6 | 43,3 | 0,067 | - | ? |
| | | Wyllie | 0,30 | 15,0 | 54,7 | 0,020 | - | |
| | | Raymer | 1,05 | 15,0 | 56,8 | 0,068 | - | |
| | 1539 - 1549 | $\phi_N \times \phi_D$ | 0 | - | - | - | - | ? |
| | | Wyllie | 0,15 | 17,4 | 59,6 | 0,011 | - | |
| | | Raymer | 0,15 | 20,9 | 59,6 | 0,013 | - | |
| | 1551 - 1563 | $\phi_N \times \phi_D$ | 0,60 | 21,9 | 37,1 | 0,083 | - | ? |
| | | Wyllie | 0,30 | 17,3 | 51,2 | 0,025 | - | |
| | | Raymer | 0,75 | 15,2 | 61,9 | 0,044 | - | |

Tabela 5.5: Resumo da Interpretação Quantitativa dos Perfis do Poço 1-BLV-001-BA, utilizando as equações estudadas.

¹Erro calculado em relação ao valor encontrado no relatório geológico, dado por: $\epsilon = \frac{|h\phi S_{Om} - BR|}{BR} * 100$

² $h\phi S_{Om}$ calculado no relatório geológico da Petrobras

Capítulo 6

Conclusões

A preocupação em se obter valores confiáveis sobre o que existe em subsuperfície provoca a geração de inúmeros métodos e a utilização das mais diversas ferramentas existentes no mercado. Na perfilagem geofísica também é assim e nem sempre um poço será perfurado com todas as ferramentas possíveis, devido a diversos fatores, como problemas operacionais, custo, objetivo do poço, entre outros. Para contornar o problema da falta de curvas, se faz de auxílio métodos que nos dão uma noção do que podemos encontrar naquele poço. O método dos *Quick Looks* é um exemplo claro. Com ele, é possível realizar cálculos de maneira rápida e ainda obter resultados satisfatórios a respeito dos reservatórios.

Equações empíricas também surgem nesse âmbito, a fim de obter um valor mais preciso de porosidade dos reservatórios, para saber se aquele é ou não um potencial produtor, economicamente falando.

Este trabalho buscou aplicar alguns desses métodos na expectativa de comprovar o que a teoria descreve, fazendo uso de análises gráficas e aplicando-as em um poço do Campo Bela Vista, na Bacia do Recôncavo.

Para o poço 1-BLV-001-BA, tivemos três formações predominantes, onde cada uma possui seus próprios parâmetros. Os perfis utilizados foram os de Raios Gama, Cáliper, Indução Profunda, Densidade, Sônico e Neutrônico.

Os parâmetros foram determinados em cada formação, na tentativa de encontrar valores mais condizentes com a realidade e não apenas aplicar os valores padrões dados pela literatura. Após determinar todos os parâmetros, aplicou-se as equações de porosidade propostas (Wyllie, Raymer e Efetiva dos perfis radioativos), onde foram aplicadas as devidas correções, quando necessário, seguindo a metodologia adotada.

Em relação às equações de Wyllie e Raymer, ambas se comportaram praticamente com a mesma tendência em todas as formações, com a equação de Wyllie subestimando a porosidade dos arenitos. Isso nos leva a concluir que alguns reservatórios possam ser descartados ao se

utilizar a equação de Wyllie por exibirem valores de porosidades subestimados. É claro que fazer tal afirmação é um tanto precipitada, pois sabe-se que em um poço são feitas várias análises, tanto na perfilagem como nos testes de formação e análises de calha. As porosidades obtidas pelos perfis radioativos se mostraram aceitáveis em praticamente todo o poço, comprovada pelos cálculos de espessura efetiva de Hidrocarboneto.

Ao se comparar as porosidades sônicas com as radioativas, notou-se uma certa coerência entre os valores encontrados, principalmente nas formações Candeias e Itaparica. Na formação Sergi tivemos as porosidades sônicas obtendo valores relativamente mais otimistas em relação àquelas dos perfis radioativos. Essa diferença evidencia os valores mais otimistas dados pela ferramenta sônica.

A comparação entre os *Net Pays* é também uma ferramenta de grande auxílio, pois mostra o resultados dos estudos utilizando as diferentes equações de porosidades. Os valores encontrados para os perfis radioativos e a Equação de Wyllie foram bem próximos em todas as formações, enquanto que a Equação de Raymer mostrou espessuras maiores de *Net Pays*, justificados pelas porosidades mais otimistas encontradas por essa equação. Esses resultados foram confirmados ao se calcular a espessura efetiva de Hidrocarboneto nos intervalos propostos pelo relatório geológico do poço.

Por fim, deve-se concluir que a escolha do método é de primordial importância na análise e interpretação de um poço, sendo necessário uma boa escolha de todos os parâmetros, além do profundo conhecimento sobre o funcionamento de cada ferramenta utilizada na perfilagem, para se fazer uma interpretação qualitativa e quantitativamente confiável.

6.1 Recomendações

Diante do que foi proposto neste trabalho e dos resultados obtidos, recomenda-se aos próximos trabalhos a aplicação do método aqui adotado para diferentes equações de S_w existentes na literatura, a fim obter valores mais precisos para serem utilizados junto à equação de porosidade escolhida.

Para as empresas que adquiriram da ANP campos maduros ou marginais, estas podem fazer uso exploratório dos perfis sônicos existentes, ou a perfilar em seus novos poços, calculando porosidades a partir da equação de Raymer et al. (1980), vez que os resultados aqui apresentados estão dentro das coerências desejadas com aqueles obtidos com os dois perfis radioativos de custo mais elevado.

Agradecimentos

Agradeço imensamente aos meus pais, José Francisco (*in memoriam*) e Maria Nalva, que me ensinaram o valor do estudo e sempre fizeram de tudo para que eu pudesse alcançar meus objetivos. Agradeço também aos meus irmãos e toda minha família, sempre me apoiando, incentivando e estando sempre unida, principalmente quando mais precisamos. Eu não sou nada sem vocês.

Ao meu sobrinho de sangue, mas irmão de coração, Caian Oliveira, comigo desde o nascimento, sempre me apoiando e incentivando em qualquer decisão, sendo muito importante na minha vida.

À Manuely, minha companheira, que esteve sempre ao meu lado nessa caminhada, deixando tudo mais leve e suportável com seu amor e carinho.

Agradeço também aos meus irmãos da vida, Maicon Cavalcante, Marcus Sales e Tiago Silveira, que estão há mais de 10 anos comigo em todos os momentos, mostrando que a verdadeira amizade vai além de qualquer tempo e distância.

Aos meus colegas e grandes amigos que ganhei neste curso, principalmente as turmas de 2012, 2013 e 2014, por toda a ajuda e por proporcionarem os momentos mais épicos vividos durante as nossas trajetórias. Em especial a Daniel Montenegro, João Paulo, Pedro Siddhartha e Victoria Costa, comigo desde o início de tudo.

Não poderia deixar também de agradecer imensamente a Lucas Campos, que me ajudou bastante na produção desse trabalho e Isis Berbert, minha sócia, que me socorreu em inúmeros momentos, muitos deles urgentes.

Meu profundo agradecimento ao meu professor e orientador Geraldo Girão Nery, por me ensinar tudo sobre a Perfilagem Geofísica (conhecimento que levarei para a vida), além de sua disposição e dedicação para a realização deste trabalho, sendo um grande exemplo de educador e ser humano.

Aos membros da banca, Alexsandro Guerra Cerqueira e Michelângelo Gomes da Silva, pela pronta disponibilidade em fazer parte deste trabalho e em auxiliar no que fosse necessário.

Por fim, gostaria de agradecer a cada um que de alguma forma estiveram comigo nessa caminhada, me fazendo evoluir como pessoa e contribuindo para a minha formação profissional.

Apêndice A

Determinação do R_{wAmin} com a equação de Wyllie

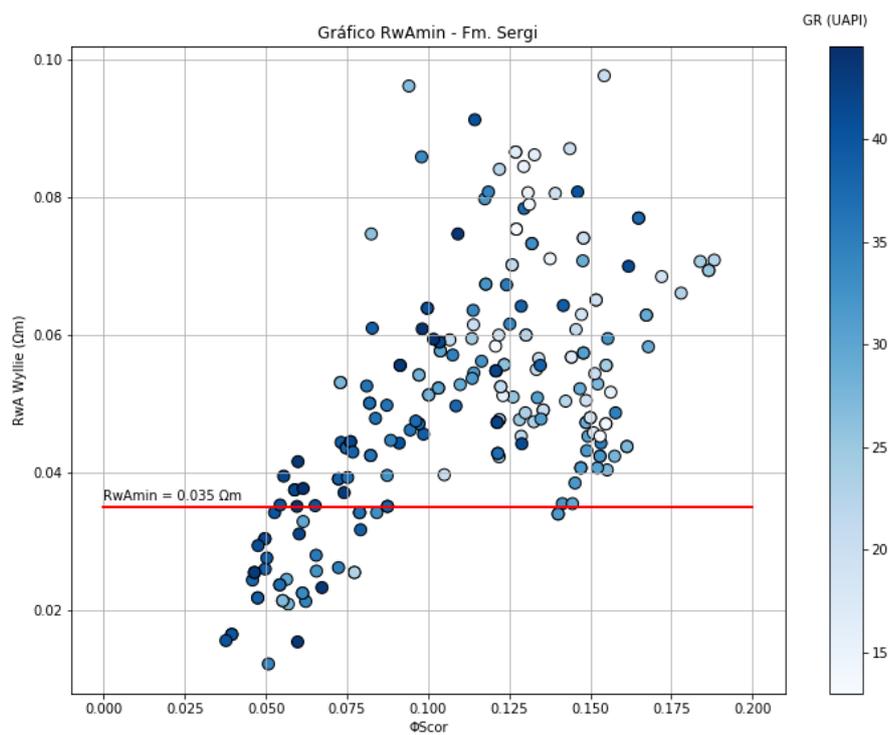


Figura A.1: Gráfico $R_{wA} \times \phi_{Scor}$ com a curva GR, para a determinação de R_{wAmin} , limitado em seus eixos.

Apêndice B

Determinação do R_{wAmin} com a equação de Raymer

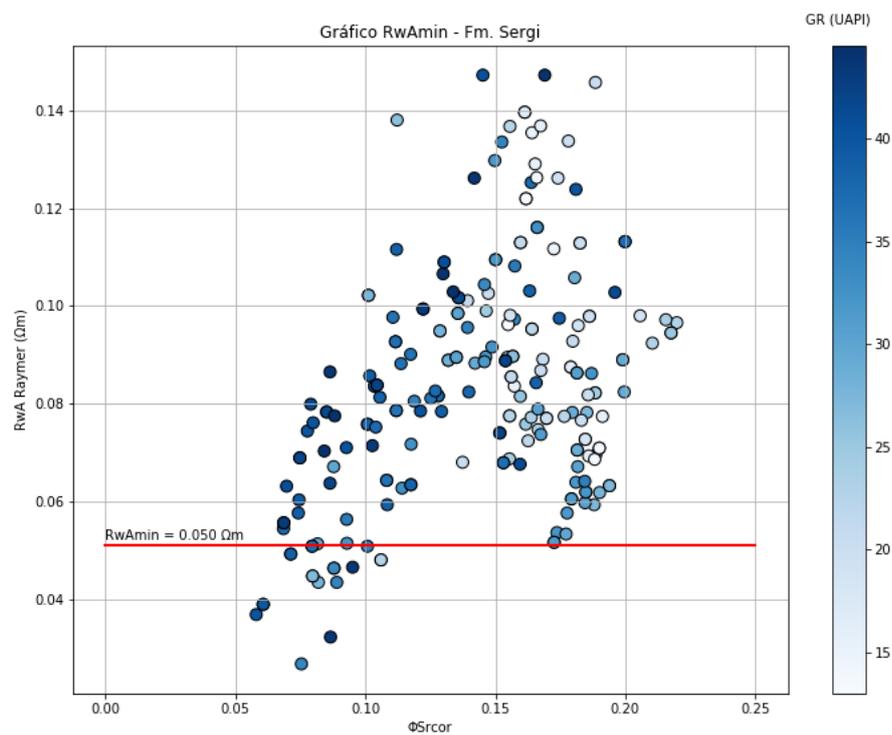
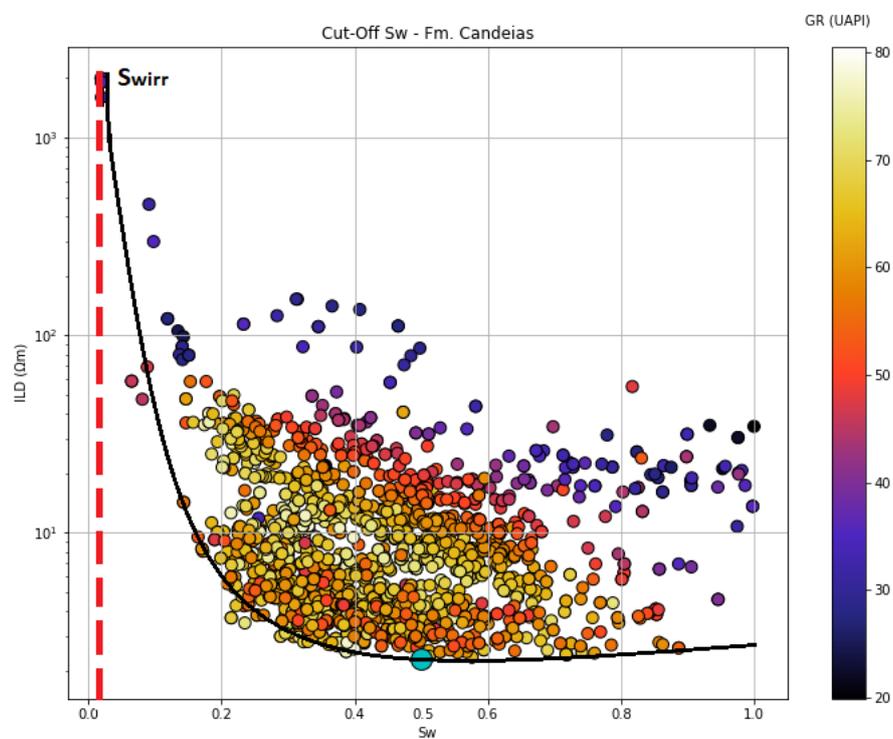


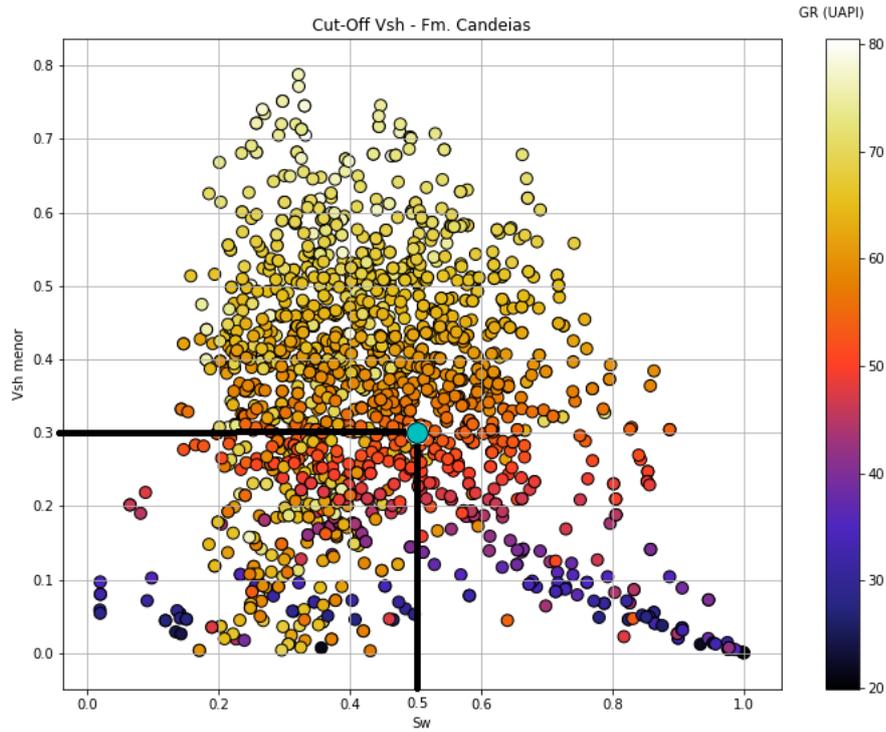
Figura B.1: Gráfico $R_{wA} \times \phi_{Scor}$ com a curva GR, para a determinação de R_{wAmin} , limitado em seus eixos.

Apêndice C

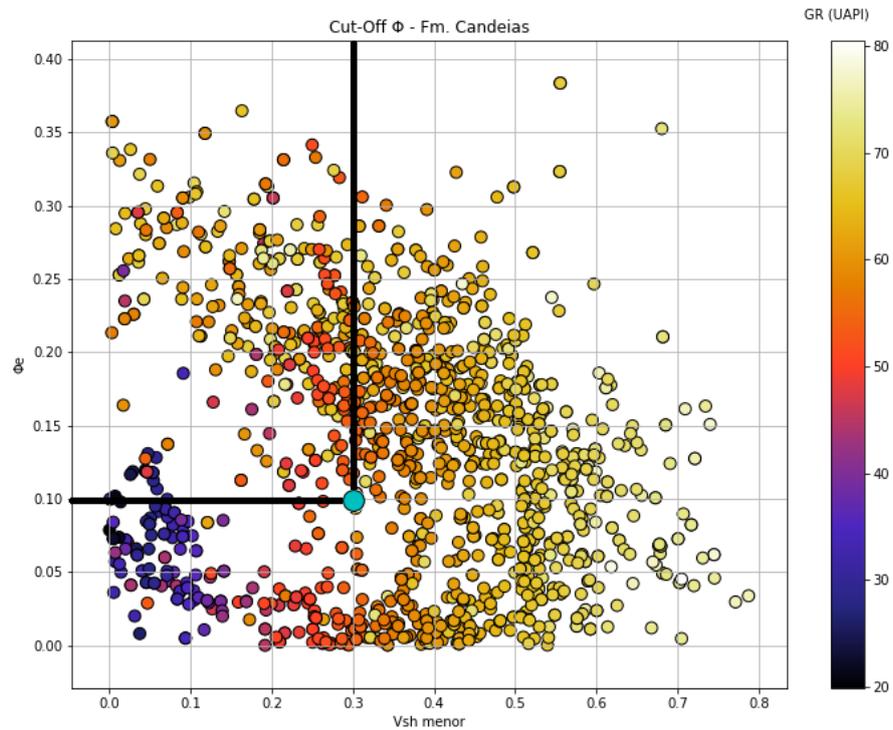
Determinação dos Cut-Offs



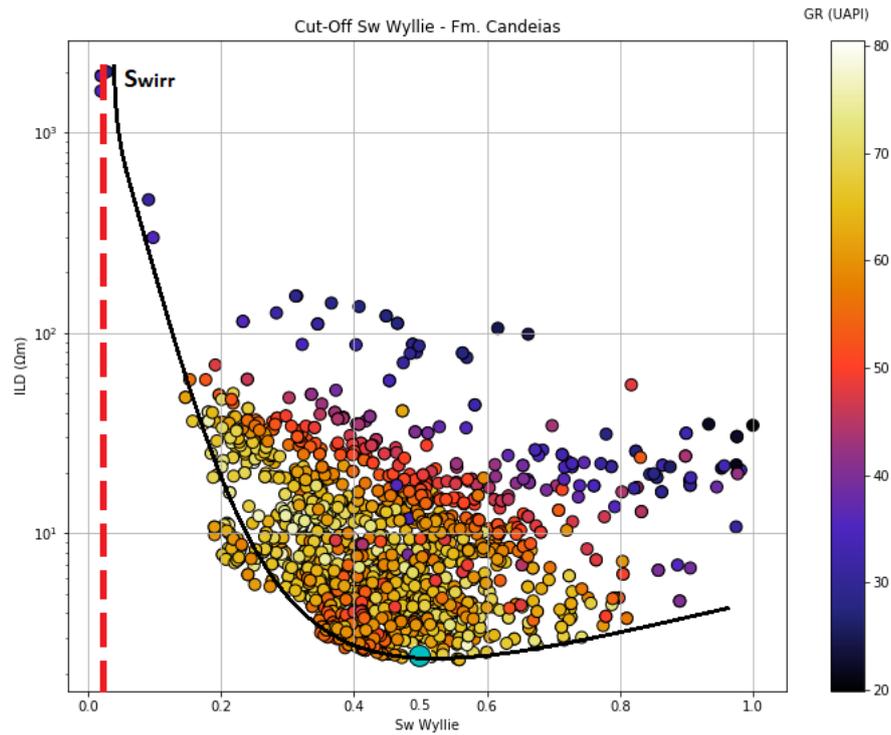
(a) Gráfico S_w x ILD para determinação do cut-off de S_w , utilizando os perfis radioativos, onde S_{wirr} (Saturação de água irreduzível) representa a porcentagem de água adsorvida, de aproximadamente 2%. Formação Candeias do poço 1-BLV-001-BA.



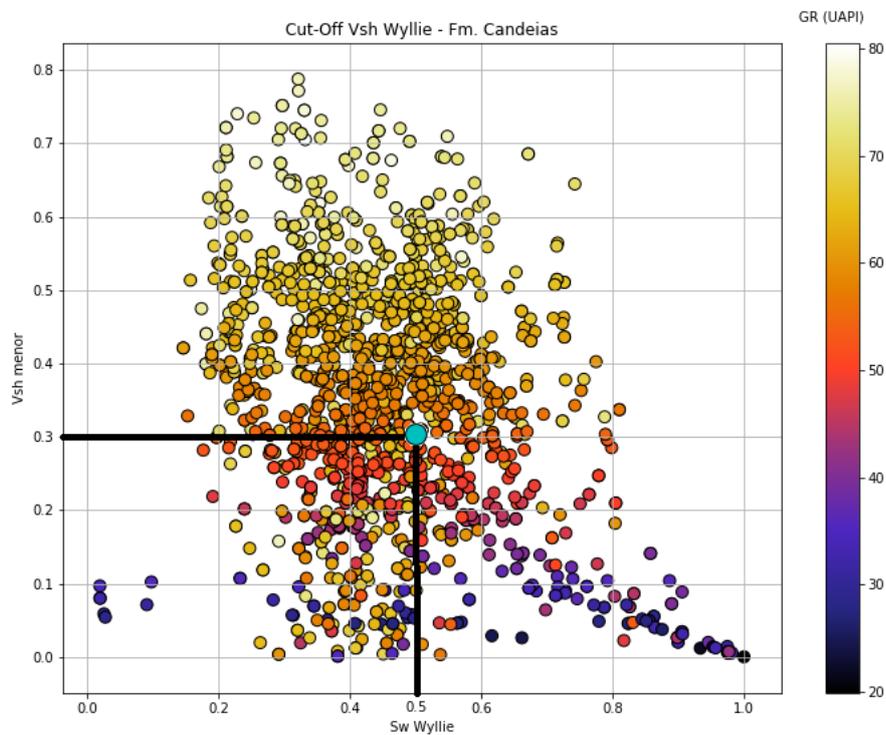
(b) Gráfico S_w x $V_{sh\text{menor}}$ para determinação do cut-off de V_{sh} , utilizando os perfis radioativos. Formação Candeias do poço 1-BLV-001-BA.



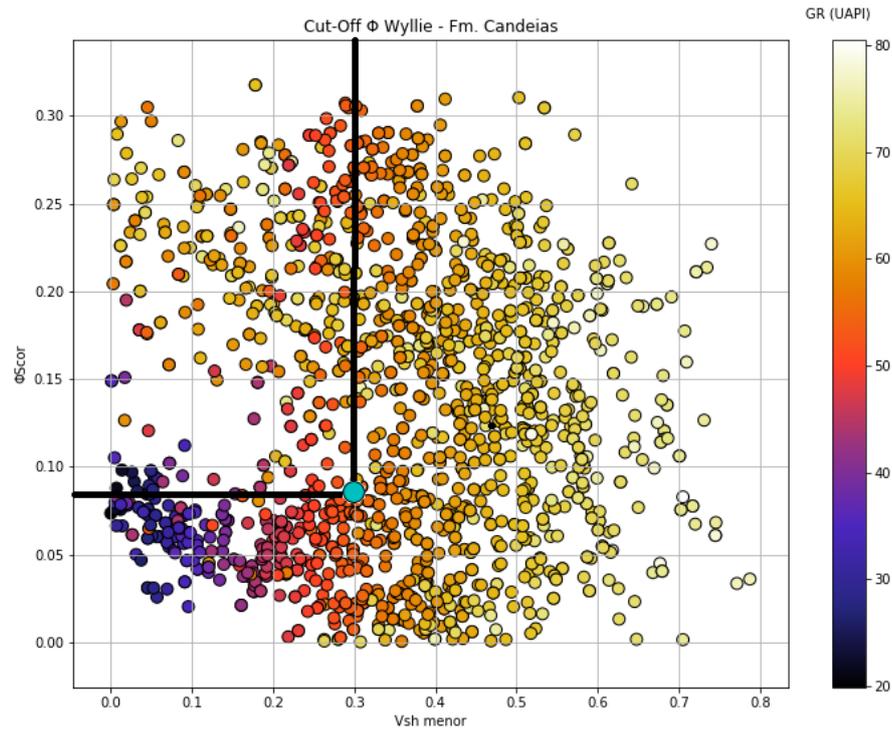
(c) Gráfico $V_{sh\text{menor}}$ x ϕ_e para determinação do cut-off de ϕ_e , utilizando os perfis radioativos. Formação Candeias do poço 1-BLV-001-BA.



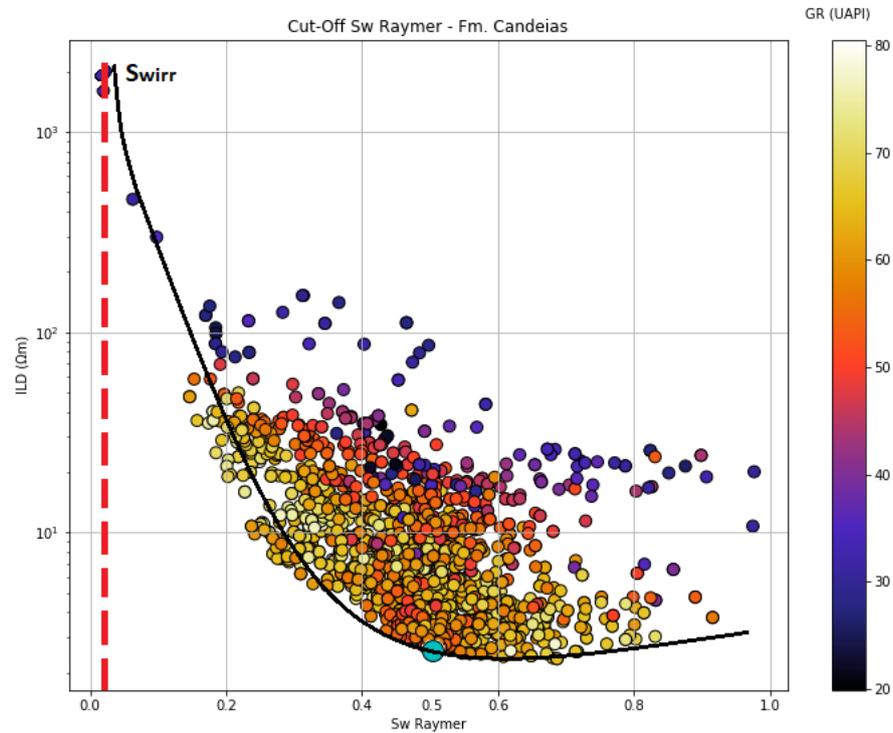
(d) Gráfico S_w x ILD para determinação do cut-off de S_w , utilizando a Equação de Wyllie, onde S_{wirr} (Saturação de água irreduzível) representa a porcentagem de água adsorvida, de aproximadamente 2%. Formação Candeias do poço 1-BLV-001-BA.



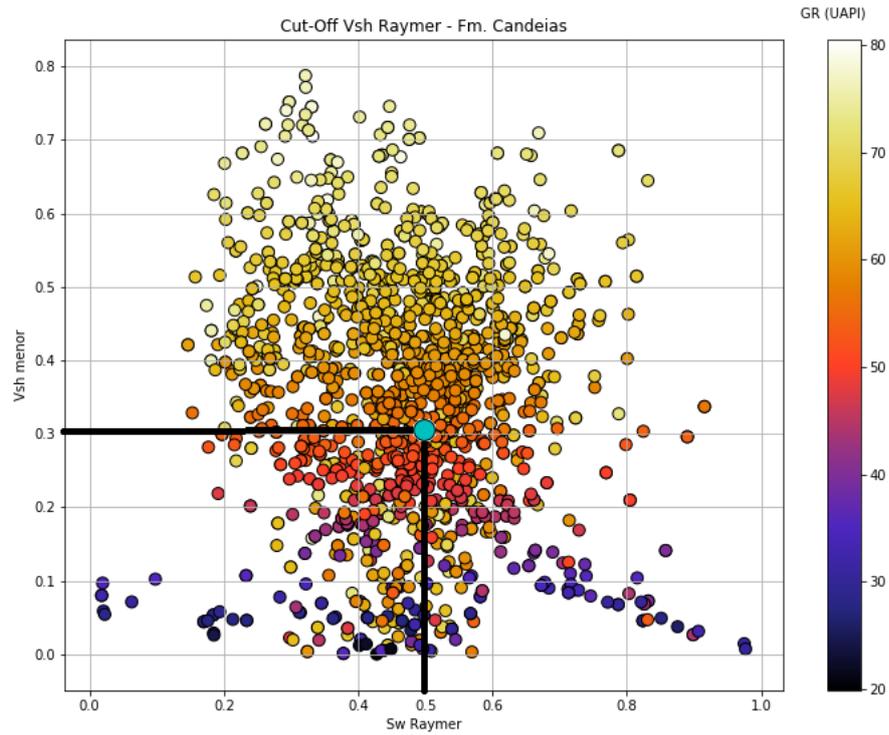
(e) Gráfico S_w x $V_{sh\text{menor}}$ para determinação do cut-off de V_{sh} , utilizando a Equação de Wyllie. Formação Candeias do poço 1-BLV-001-BA.



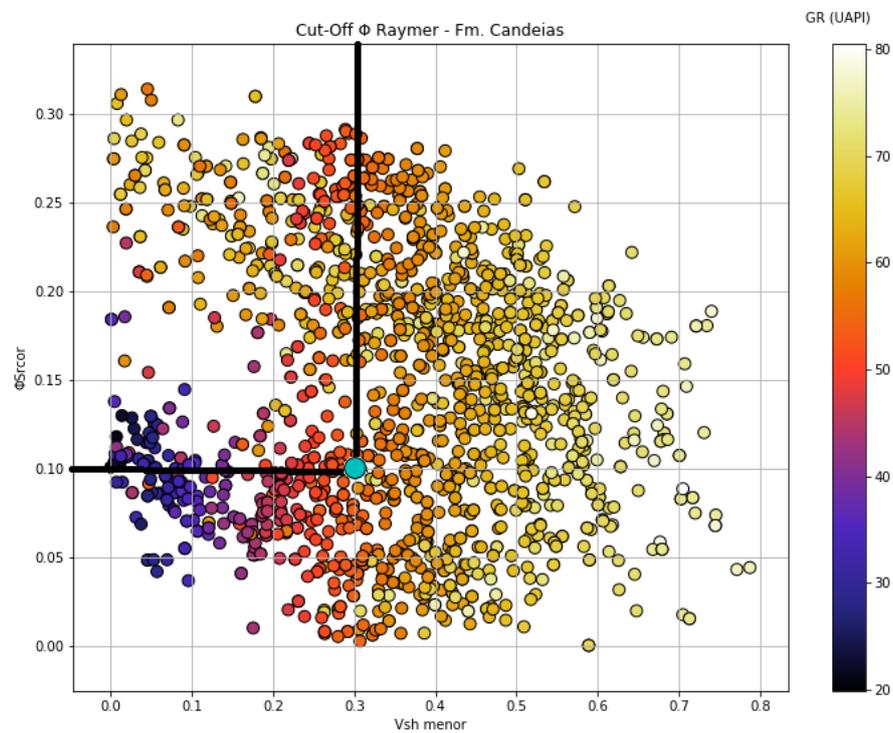
(f) Gráfico $V_{shmenor}$ x ϕ_e para determinação do cut-off de ϕ_e , utilizando a Equação de Wyllie. Formação Candeias do poço 1-BLV-001-BA.



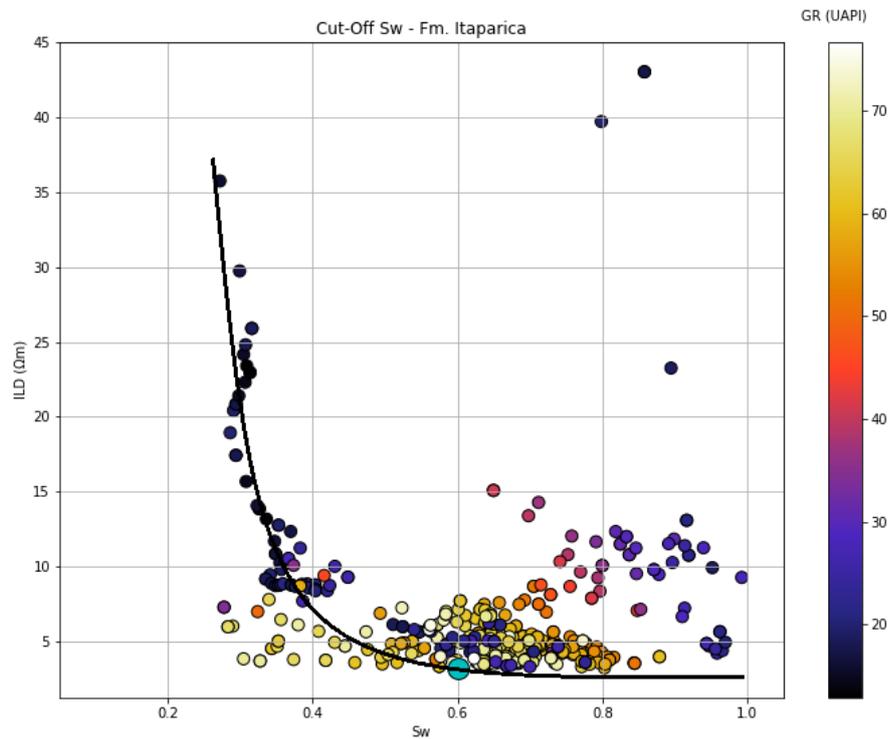
(g) Gráfico S_w x ILD para determinação do cut-off de S_w , utilizando a Equação de Raymer, onde S_{wirr} (Saturação de água irreduzível) representa a porcentagem de água adsorvida, de aproximadamente 2%. Formação Candeias do poço 1-BLV-001-BA.



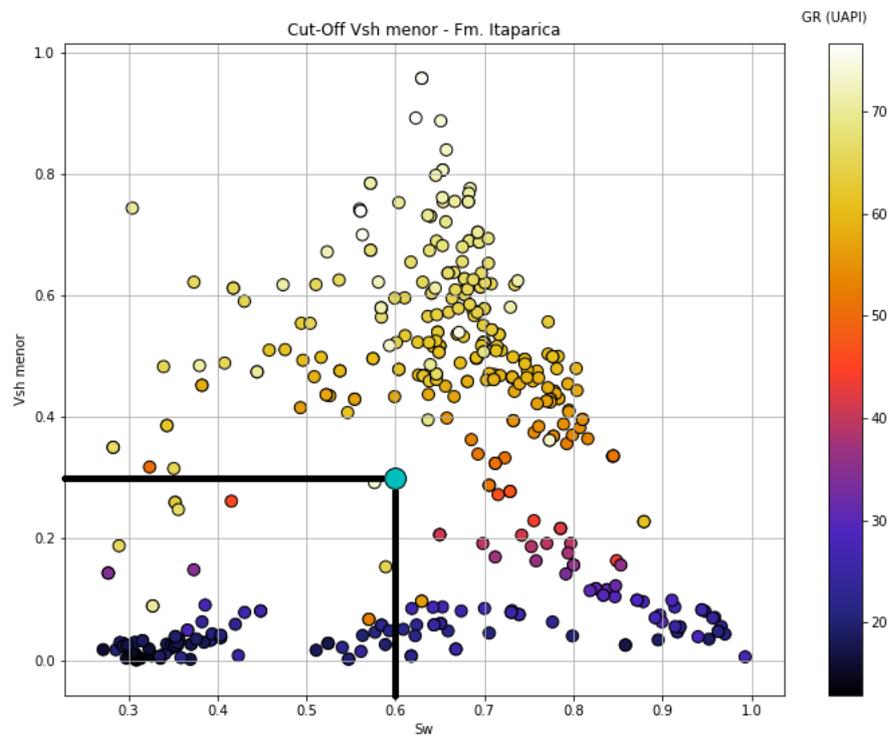
(h) Gráfico S_w x $V_{sh\text{menor}}$ para determinação do cut-off de V_{sh} , utilizando a Equação de Raymer. Formação Candeias do poço 1-BLV-001-BA.



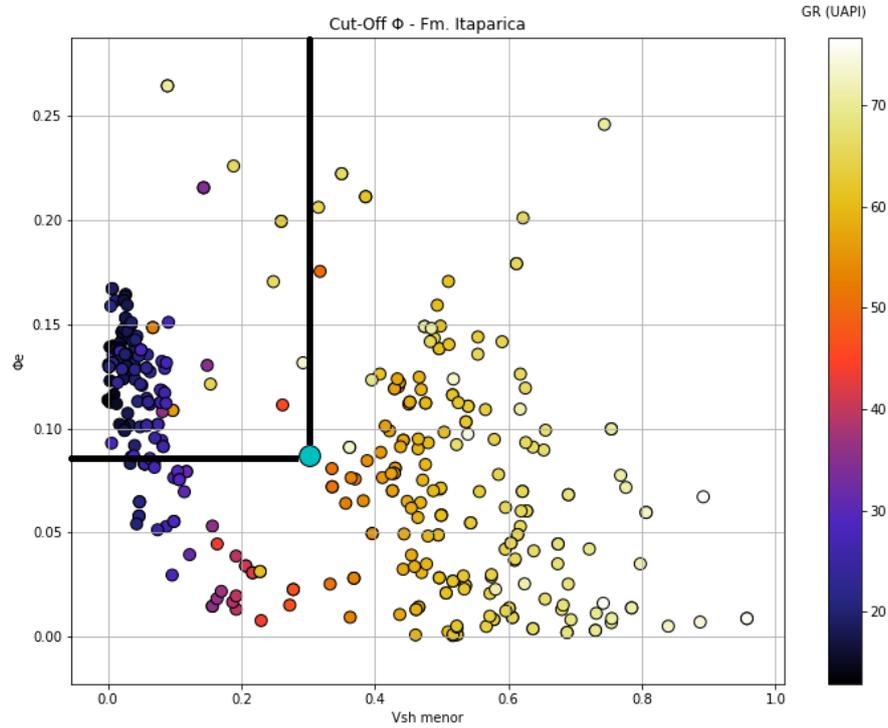
(i) Gráfico $V_{sh\text{menor}}$ x ϕ_e para determinação do cut-off de ϕ_e , utilizando a Equação de Raymer. Formação Candeias do poço 1-BLV-001-BA.



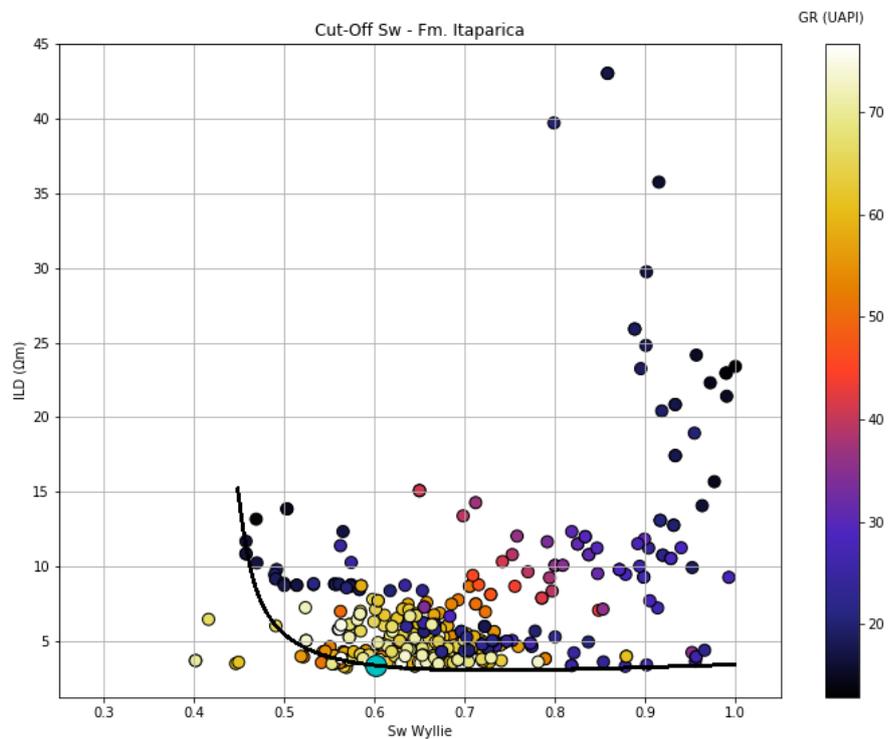
(j) Gráfico S_w x ILD para determinação do cut-off de S_w , utilizando os perfis radioativos. Formação Itaparica do poço 1-BLV-001-BA.



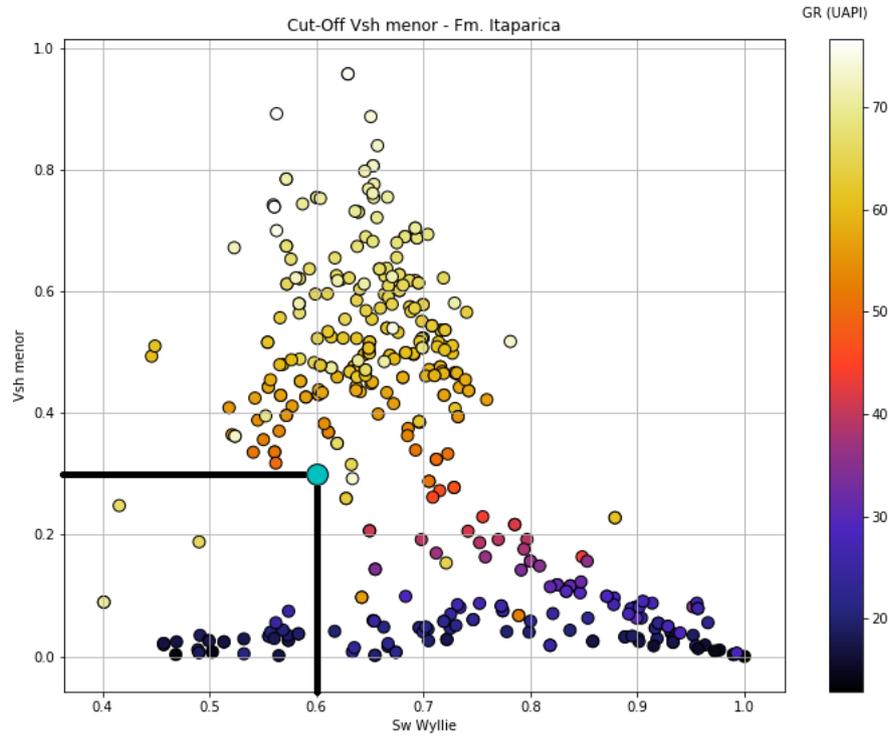
(k) Gráfico S_w x $V_{sh\text{ menor}}$ para determinação do cut-off de V_{sh} , utilizando os perfis radioativos. Formação Itaparica do poço 1-BLV-001-BA.



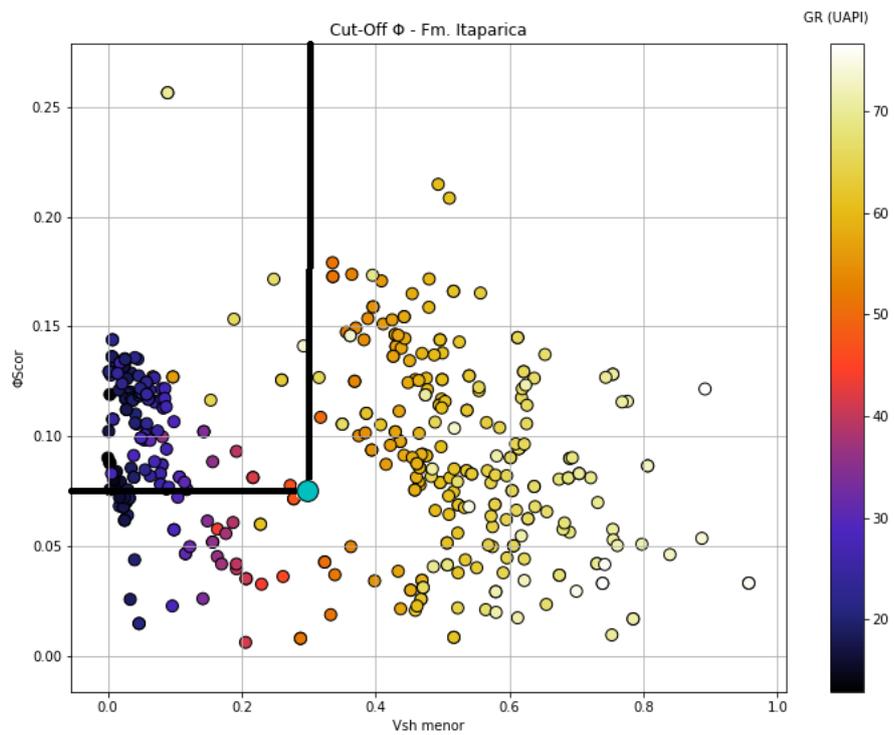
(l) Gráfico $V_{sh\text{menor}}$ x ϕ_e para determinação do cut-off de ϕ_e , utilizando os perfis radioativos. Formação Itaparica do poço 1-BLV-001-BA.



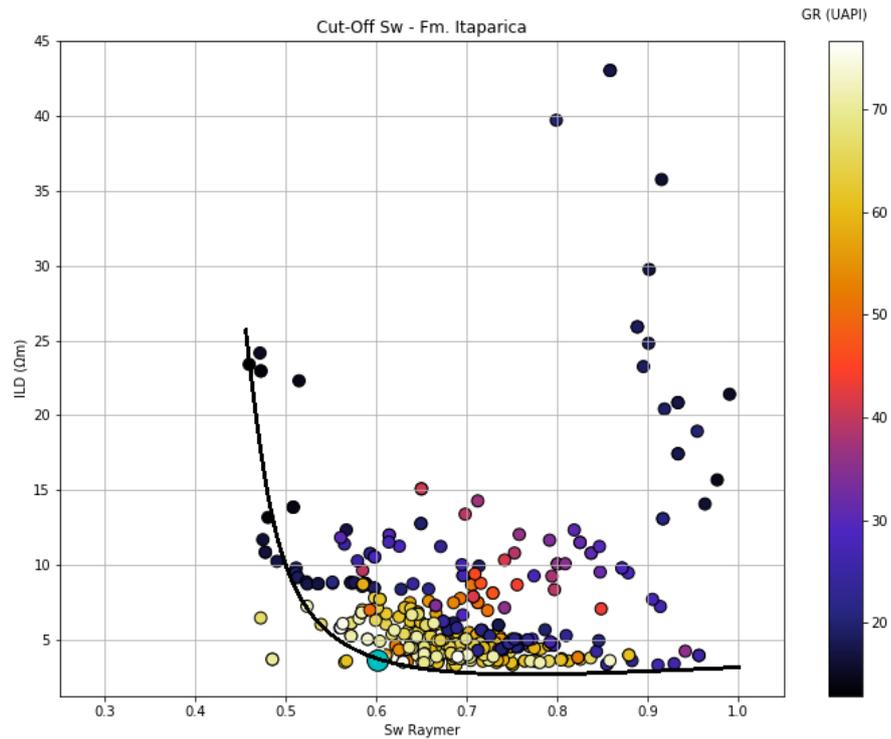
(m) Gráfico S_w x ILD para determinação do cut-off de S_w , utilizando a Equação de Wyllie. Formação Itaparica do poço 1-BLV-001-BA.



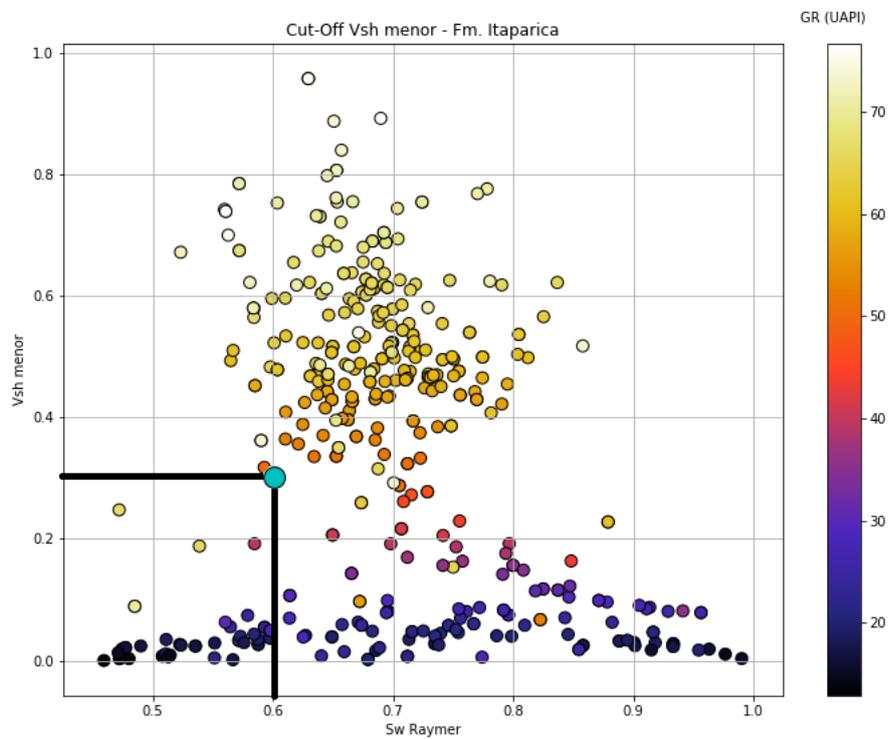
(n) Gráfico S_w x $V_{shmenor}$ para determinação do cut-off de V_{sh} , utilizando a Equação de Wyllie. Formação Itaparica do poço 1-BLV-001-BA.



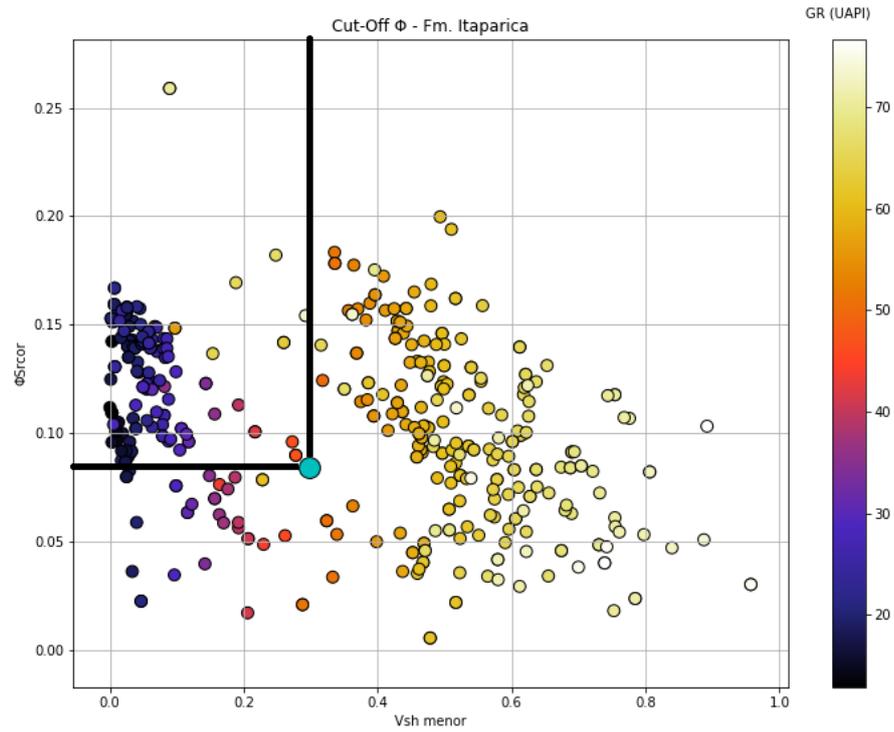
(o) Gráfico $V_{shmenor}$ x ϕ_e para determinação do cut-off de ϕ_e , utilizando a Equação de Wyllie. Formação Itaparica do poço 1-BLV-001-BA.



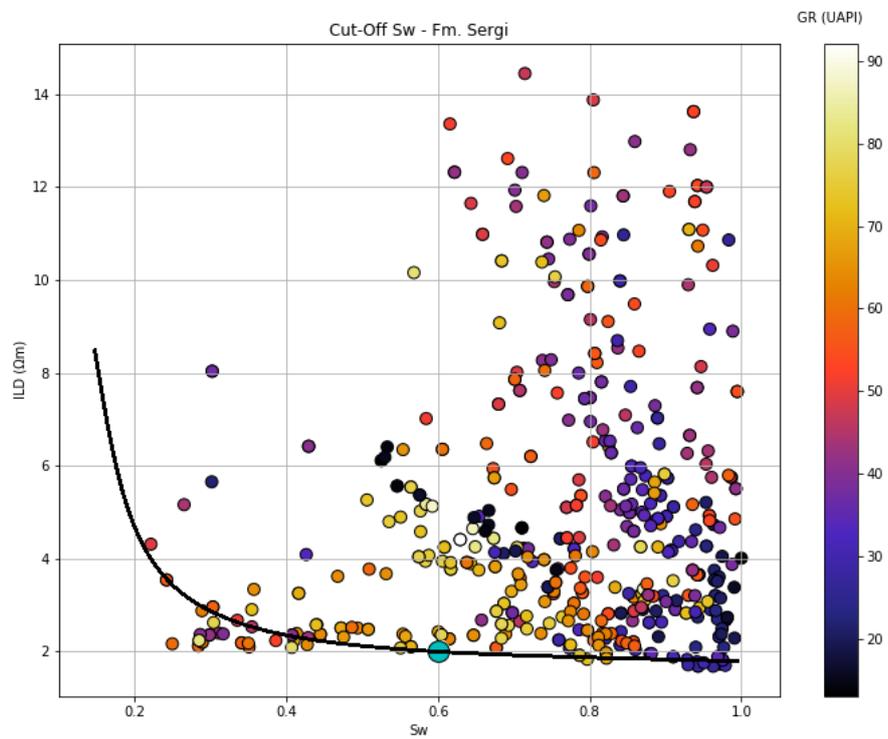
(p) Gráfico S_w x ILD para determinação do cut-off de S_w , utilizando a Equação de Raymer. Formação Itaparica do poço 1-BLV-001-BA.



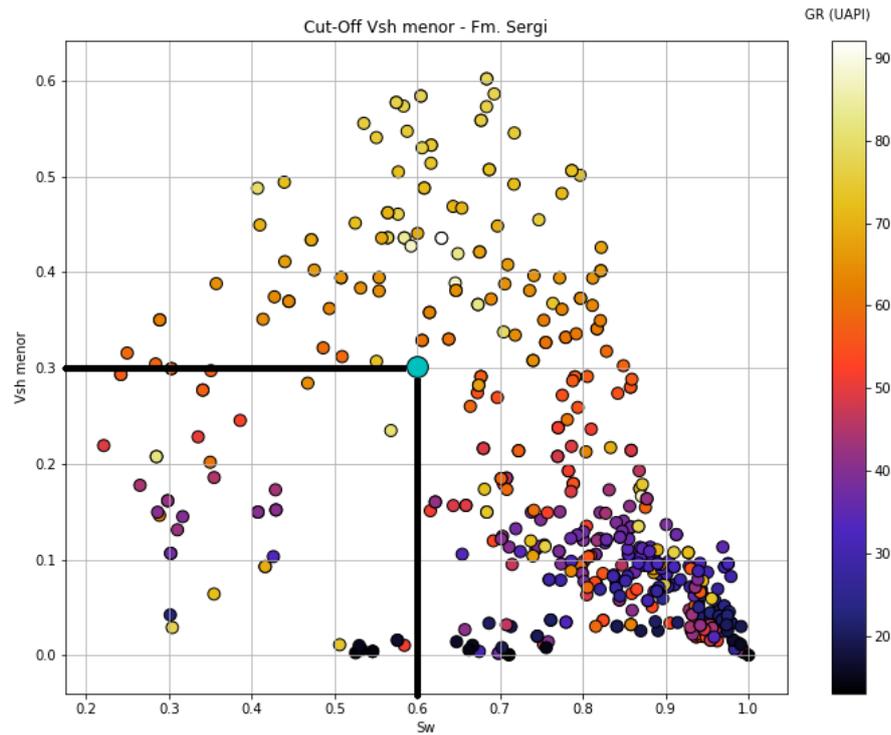
(q) Gráfico S_w x $V_{sh\text{menor}}$ para determinação do cut-off de V_{sh} , utilizando a Equação de Raymer. Formação Itaparica do poço 1-BLV-001-BA.



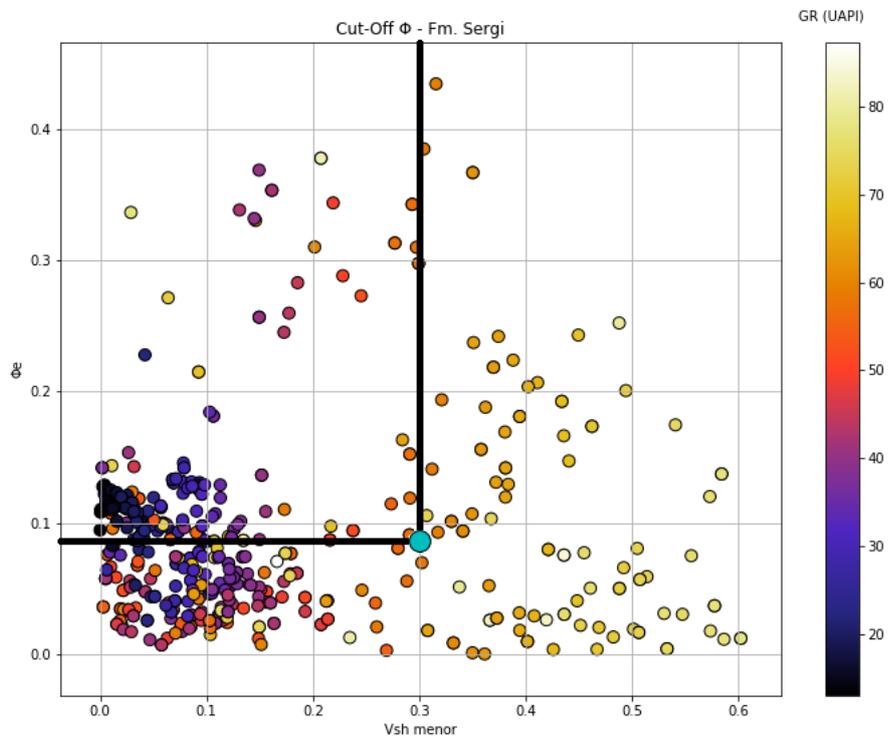
(r) Gráfico $V_{sh\text{menor}}$ x ϕ_e para determinação do cut-off de ϕ_e , utilizando a Equação de Raymer. Formação Itaparica do poço 1-BLV-001-BA.



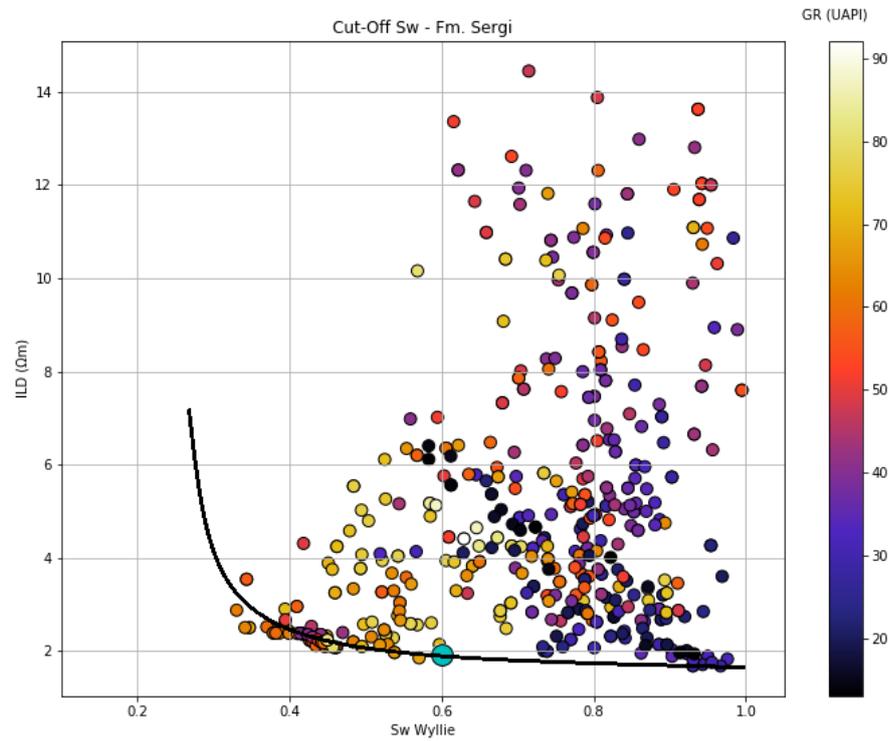
(s) Gráfico S_w x ILD para determinação do cut-off de S_w , utilizando os perfis radioativos. Formação Sergi do poço 1-BLV-001-BA.



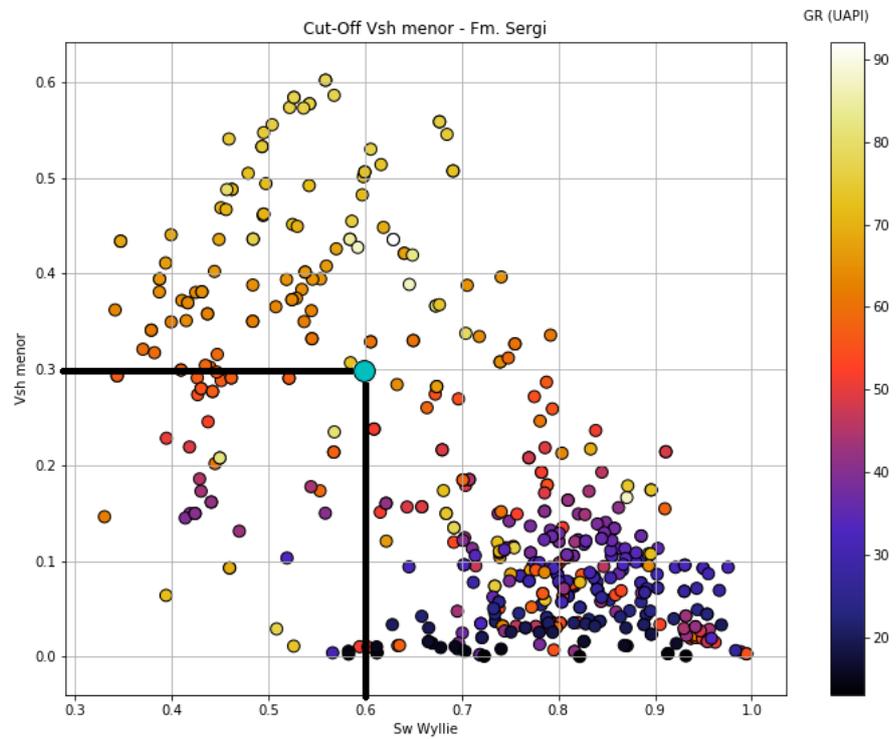
(t) Gráfico S_w x $V_{sh\text{menor}}$ para determinação do cut-off de V_{sh} , utilizando os perfis radioativos. Formação Sergi do poço 1-BLV-001-BA.



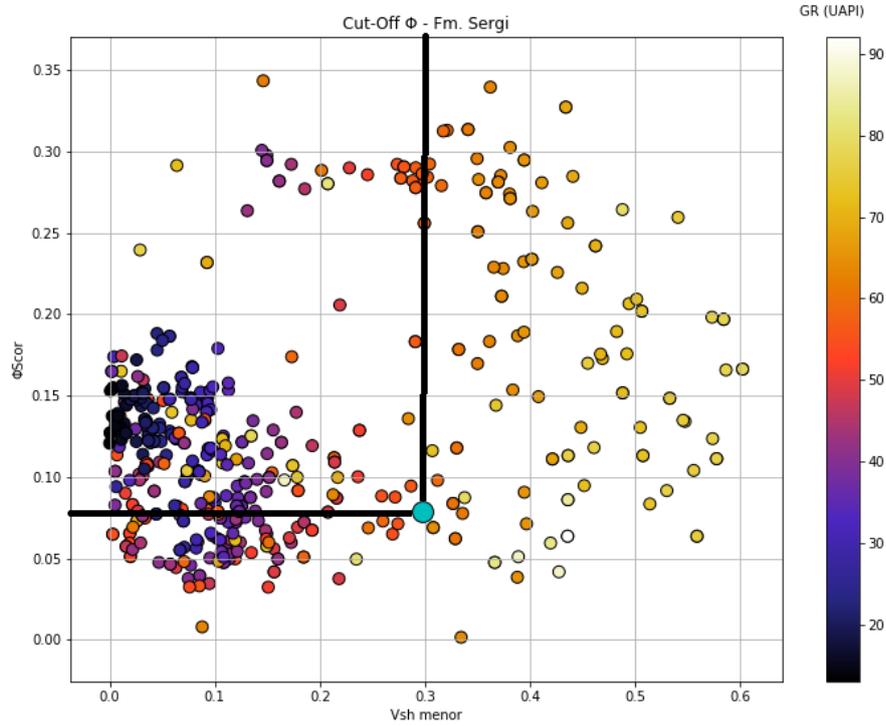
(u) Gráfico $V_{sh\text{menor}}$ x ϕ_e para determinação do cut-off de ϕ_e , utilizando os perfis radioativos. Formação Sergi do poço 1-BLV-001-BA.



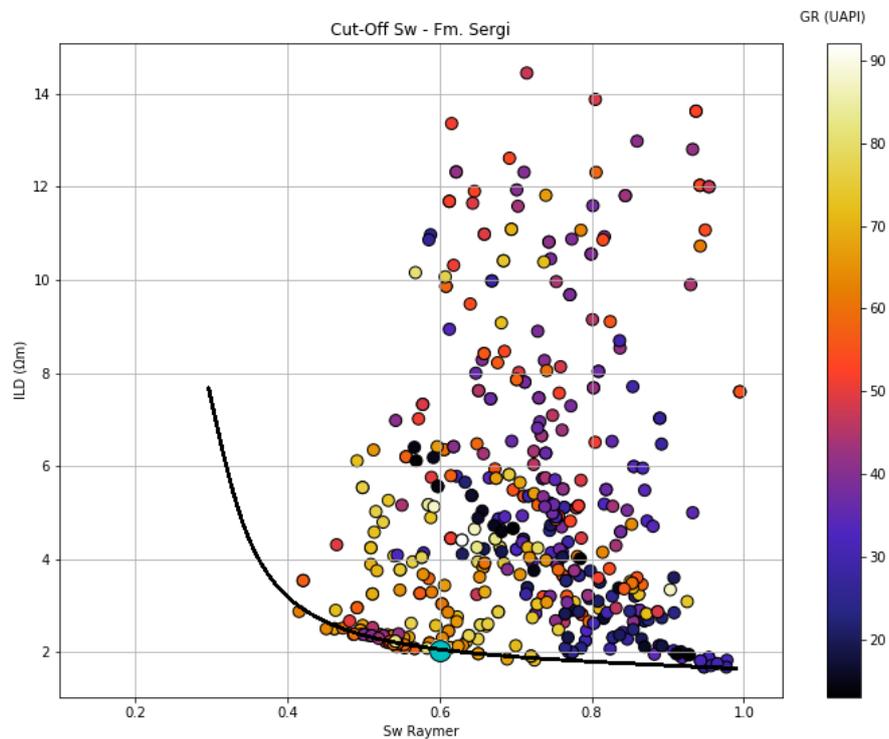
(v) Gráfico S_w x ILD para determinação do cut-off de S_w , utilizando a Equação de Wyllie. Formação Sergi do poço 1-BLV-001-BA.



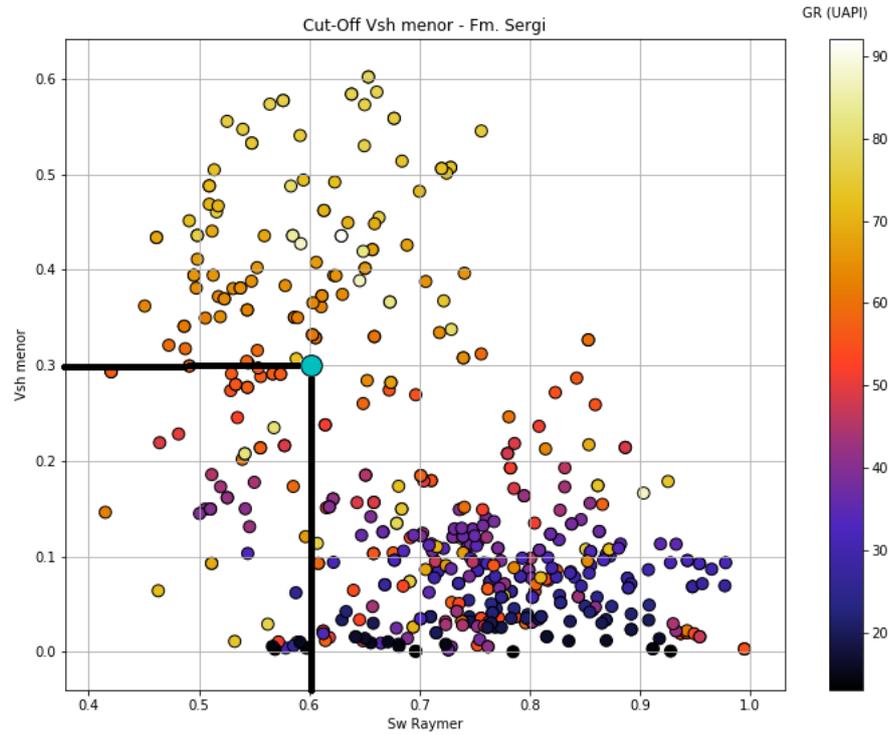
(w) Gráfico S_w x $V_{sh\text{menor}}$ para determinação do cut-off de V_{sh} , utilizando a Equação de Wyllie. Formação Sergi do poço 1-BLV-001-BA.



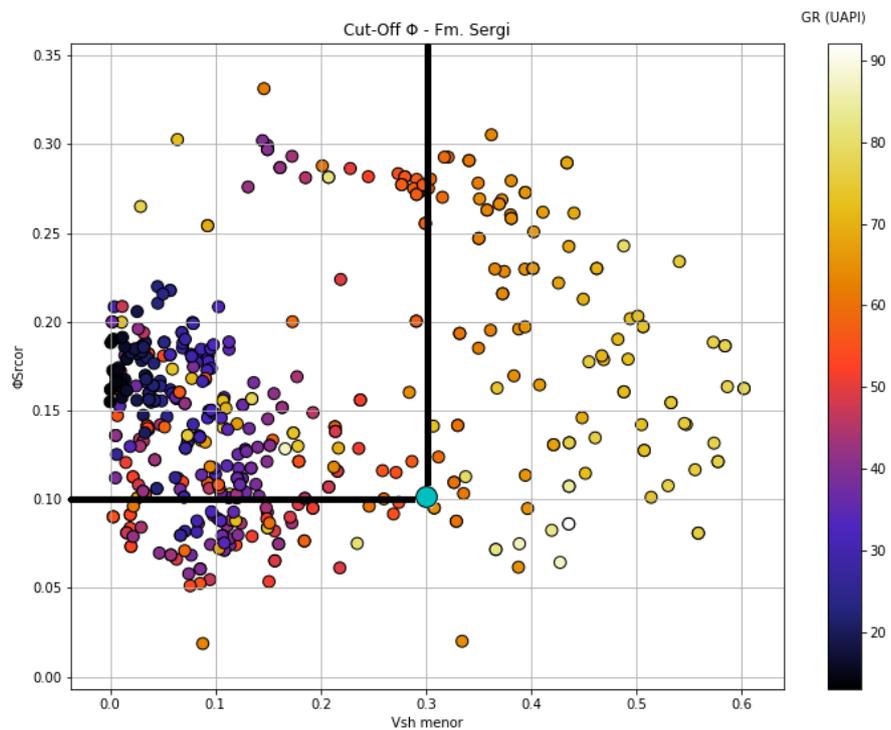
(x) Gráfico $V_{sh\text{menor}}$ x ϕ_e para determinação do cut-off de ϕ_e , utilizando a Equação de Wyllie. Formação Sergi do poço 1-BLV-001-BA.



(y) Gráfico S_w x ILD para determinação do cut-off de S_w , utilizando a Equação de Raymer. Formação Sergi do poço 1-BLV-001-BA.



(z) Gráfico S_w x $V_{sh\text{menor}}$ para determinação do cut-off de V_{sh} , utilizando a Equação de Raymer. Formação Sergi do poço 1-BLV-001-BA.



(aa) Gráfico $V_{sh\text{menor}}$ x ϕ_e para determinação do cut-off de ϕ_e , utilizando a Equação de Raymer. Formação Sergi do poço 1-BLV-001-BA.

| Formação | Equação | S_w | V_{sh} | ϕ |
|-----------------|------------------------|------------|------------|-------------|
| Candeias | $\phi_N \times \phi_D$ | $\leq 0,5$ | $\leq 0,3$ | $\geq 0,10$ |
| | Wyllie | $\leq 0,5$ | $\leq 0,3$ | $\geq 0,08$ |
| | Raymer | $\leq 0,5$ | $\leq 0,3$ | $\geq 0,10$ |
| Itaparica | $\phi_N \times \phi_D$ | $\leq 0,6$ | $\leq 0,3$ | $\geq 0,08$ |
| | Wyllie | $\leq 0,6$ | $\leq 0,3$ | $\geq 0,07$ |
| | Raymer | $\leq 0,6$ | $\leq 0,3$ | $\geq 0,08$ |
| Sergi | $\phi_N \times \phi_D$ | $\leq 0,6$ | $\leq 0,3$ | $\geq 0,09$ |
| | Wyllie | $\leq 0,6$ | $\leq 0,3$ | $\geq 0,08$ |
| | Raymer | $\leq 0,6$ | $\leq 0,3$ | $\geq 0,10$ |

Tabela C.1: Resumo dos Cut-Offs.

Referências

- ANP (2018) Bdep webmaps, acessado em 01/07/2018.
- Caixeta, J. M.; Bueno, G. V.; Magnavita, L. P. e Feijó, F. J. (1994) Bacias do recôncavo, tucano e jatobá, Boletim de Geociências da Petrobras, **8**(1):163–172.
- Dvorkin, J. e Nur, A. (1998) Time-average equation revisited, Geophysics, **63**(2):460–464.
- Júnior, J. B. O. e Galo, D. B. (2005) O projeto campo-escola.
- Kuchle, J. e Scherer, C. M. d. S. (2010) Sismoestratigrafia de bacias rifte: técnicas, métodos e sua aplicação na bacia do recôncavo, Boletim de Geociências da Petrobras, **18**(2):179–206.
- Kumar, H. (2011) Design analysis of the raymer-hunt-gardner algorithm and modification for shaly sands.
- Mabrouk, W. M. (2008) An approach for estimating porosity from sonic-logs in shaly formations, **19**:21–33.
- Magnavita, L. P.; da Silva, R. R. e Sanches, C. P. (2005) Guia de campo da bacia do recôncavo, ne do brasil, Boletim de Geociências da Petrobras, **13**(2):301–334.
- Milhomem, P. d. S.; de Maman, E. J.; de Oliveira, F. M.; de Carvalho, M. S. S. e Souza-Lima, W. (2003) Bacias sedimentares brasileiras - bacia do recôncavo.
- Nery, G. G. (2013) Perfilagem Geofísica em Poço Aberto - Fundamentos básicos com ênfase em petróleo, SBGF, INCT-GP/CNPq.
- Petrobras (1984) Relatório geológico do poço 1-blv-001-ba.
- Pinto, R. F. (2011) Modelagem de tempos de trânsito sintéticos em poços do campo de bela vista, bacia do recôncavo.
- Raymer, L. L.; Hunt, E. R. e Gardner, J. S. (1980) An improved sonic transit time-to-porosity transform, SPWLA Twenty-First Annual Logging Symposium.
- Sacramento, V. J.; Santos, L. C. e Duarte, L. J. N. (2013) Estudo da viabilidade técnico-econômica da instalação do método bpz no campo bela vista.

- Schlumberger (1989) Log Interpretation Principles/Applications, Schlumberger Educational Services, Houston, TX.
- Schlumberger (1997) Log interpretation charts, Schlumberger-Doll Research Center: Schlumberger Technology Corporation.
- da Silva, O. B.; Caixeta, J. M.; da Silva Milhomem, P. e Kosin, M. D. (2007) Bacia do recôncavo, Boletim de Geociências da Petrobras, **15**(2):423–431.
- Simandoux, P. (1963) Dielectric measurements on porous media, application to the measurements of water saturation: study of behavior of argillaceous formations, *Reveu de l'Institute Francais du Petrole*. Supplementary Inssue.
- Stieber, S. (1970) Pulsed neutron capture log evaluation-louisiana gulf coast.
- Wyllie, M. R. J.; Gregory, A. R. e Gardner, I. W. (1956) Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media, *Geophysics*, **XXI**(1):41–70.

Anexo I

Perfil Composto do Poço 1-BLV-001-BA

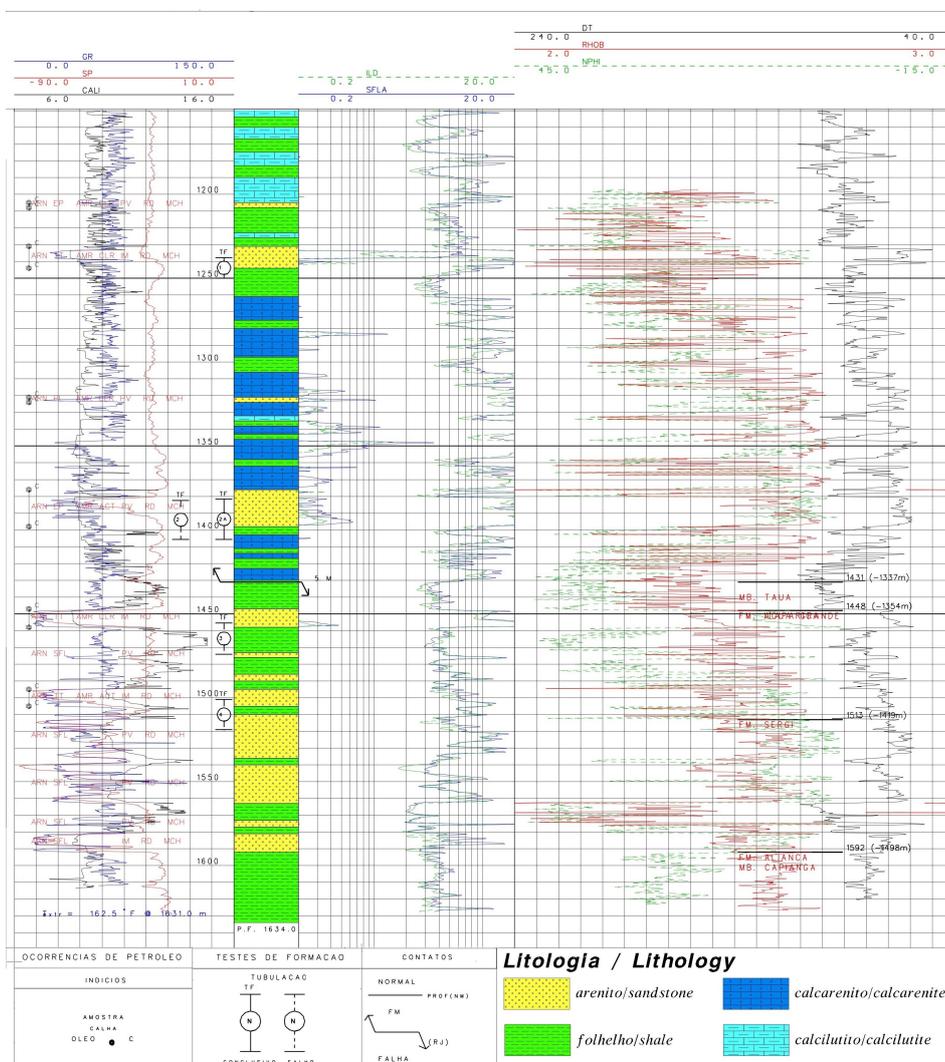


Figura I.1: Perfil Composto do Poço 1-BLV-001-BA, mostrando os indícios de HC, testes de formação, contatos e litologia. Para maiores detalhes ver o relatório do poço.

Fonte: Petrobras

Anexo III

Determinação da Litologia

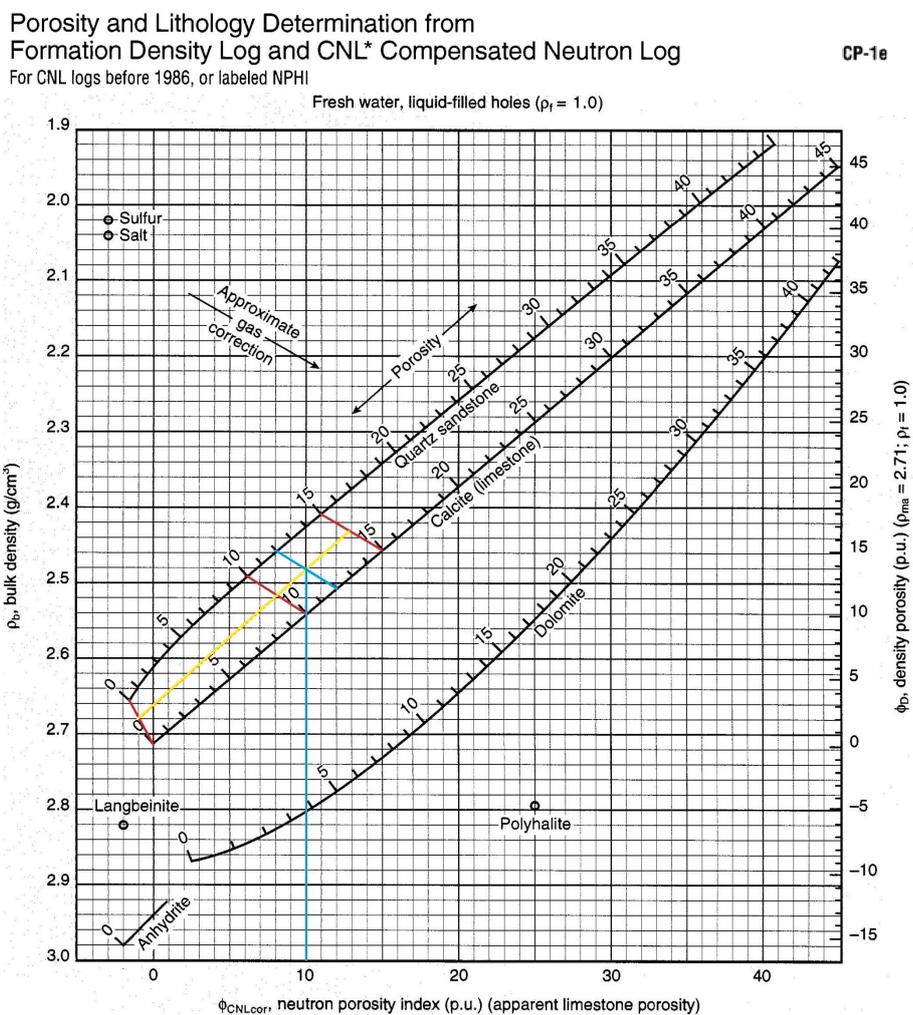


Figura III.1: Determinação da Litologia e Porosidade das ferramentas Densidade (FDC) e Neutrônico (CNL) pré 1986. A curva amarela indica a litologia da matriz utilizada no poço BLV-1, enquanto que as linhas em azul mostram que a porosidade lida pelo perfil neutrônico calibrado com matriz calcária (eixo X). Modificado de Schlumberger (1997).