

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

CARACTERIZAÇÃO DE UNIDADES DE FLUXO MULTI-ESCALA EM
RESERVATÓRIOS FLUVIAIS: O EXEMPLO DO CAMPO DE ALTO DO
RODRIGUES – BACIA POTIGUAR, BRASIL

Autor:

EWERTON SOARES DE SENA

Orientador:

Dr. ADERSON FARIAS DO NASCIMENTO
(PPGG/DGEOFIS/UFRN)

Dissertação nº 275/PPGG

NATAL-RN, junho de 2022

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

CARACTERIZAÇÃO DE UNIDADES DE FLUXO MULTI-ESCALA EM
RESERVATÓRIOS FLUVIAIS: O EXEMPLO DO CAMPO DE ALTO DO
RODRIGUES – BACIA POTIGUAR, BRASIL

Autor:

EWERTON SOARES DE SENA

Dissertação de Mestrado apresentada no dia 24 de junho de 2022, ao Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica – PPGG da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, para obtenção do Título de Mestre em Geodinâmica e Geofísica, com ênfase em Geofísica.

Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Aderson Farias do Nascimento (DGEF/UFRN) – Presidente/Orientador

Prof. Dr. Alex Francisco Antunes (DG/UFRN) – Examinador Interno

Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues (DPET/UFRN) – Examinador Interno

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci (DGG/UFF) – Examinador Externo

NATAL-RN, junho de 2022

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN
Sistema de Bibliotecas - SISBI
Catalogação de Publicação na Fonte. UFRN - Biblioteca Setorial Prof. Ronaldo Xavier de Arruda - CCET

Sena, Ewerton Soares de.

Caracterização de unidades de fluxo multi-escala em reservatórios fluviais: o exemplo do campo de Alto Rodrigues - Bacia Potiguar, Brasil / Ewerton Soares de Sena. - 2022. 106f.: il.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica. Natal, 2022.

Orientador: Prof. Dr. Aderson Farias do Nascimento.

1. Geofísica - Dissertação. 2. Campos maduros - Dissertação. 3. Unidades de fluxo - Dissertação. 4. Gerenciamento de reservatório - Dissertação. 5. Óleo pesado - Dissertação. 6. Petrofísica - Dissertação. 7. Bacia Potiguar - Dissertação. I. Nascimento, Aderson Farias do. II. Título.

RN/UF/CCET

CDU 550.3

*“Quanto mais avança nosso conhecimento,
mais evidente fica nossa ignorância”* (John F.
Kennedy)

AGRADECIMENTOS

Deixo aqui meus mais sinceros agradecimentos a todos aqueles que de alguma forma me ajudaram na realização deste trabalho, seja de maneira direta ou indireta.

Agradeço a Petróleo Brasileiro S. A. – Petrobras pela oportunidade de fazer esse mestrado, como também, pela disponibilização dos dados e recursos materiais necessários.

Aos meus gerentes Jorge Luís Souza Oliveira, que me deu oportunidades de aprendizado sobre o conhecimento aqui aplicado, e sempre me apoiou e me incentivou a iniciar essa empreitada, e a Talles Souza Ferreira que igualmente me incentivou e apoiou nesse caminho percorrido.

Agradeço a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e ao Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica (PPGG), pelo suporte institucional concedido para cursar o mestrado.

Ao Professor Dr. Aderson Farias do Nascimento, pelo apoio e orientação desta dissertação, e pela confiança em mim depositada.

A todos os colegas da Petrobras que de alguma forma prestaram sua valorosa colaboração, através de ensinamentos e discussões sobre os temas envolvidos nesse trabalho.

A toda minha família, e em especial aos meus pais Edimundo Medeiros de Sena e Francisca Lucia Soares de Sena que sempre me apoiaram em todos os aspectos da minha vida e, sobretudo, os relacionados a educação, os quais sempre prezaram e me fizeram entender a sua importância.

A minha esposa e filhos, pelo apoio, carinho e paciência nos momentos em que estive ausente, principalmente pelos finais de semana perdidos de convívio. Porém, que fique claro que serão recompensados com muito amor, carinho e atenção ao final desta caminhada.

Por fim, e acima de tudo agradeço a Deus, a força maior que me protege e me guia, e a quem devo minha vida, pela qual sou muito grato e feliz, e pretendo seguir nessa jornada de aprendizado, não só pela estrada da ciência que nos permite evoluir como cidadão, mas também pelo caminho espiritual que nos torna seres humanos melhores.

RESUMO

O plano de desinvestimento de campos maduros da Petrobras criou um novo cenário da exploração e produção de petróleo nas bacias sedimentares *onshore* e em águas rasas no Brasil. Diversas empresas de pequeno e médio porte estão adquirindo esses campos com o desafio de implementar projetos que aumentem a produção e o fator de recuperação dessas acumulações. Os campos maduros, em geral, têm mais de 30 anos de produção e possuem dezenas ou até centenas de poços produtores, com uma imensa quantidade de dados de rocha, fluido e dados de produção associados. Portanto, estudos de integração de dados para gerar conhecimento sobre os reservatórios produtores são mandatórios, para que novos projetos de desenvolvimento da produção possam ser implantados, visando maximizar o retorno do capital investido na revitalização desses campos. Neste contexto, esse estudo apresenta uma metodologia de integração de dados geológicos/geofísicos, petrográficos/diagenéticos e petrofísicos para individualizar rochas com diferentes capacidades de fluxo, que são produtoras de óleo pesado em reservatórios fluviais no campo de Alto do Rodrigues (ARG) na Bacia Potiguar. O trabalho contou com informações de mais de 800 poços, dos quais 19 deles possuem dados de rocha e análises de petrofísica convencional e especial, sendo que 7 poços forneceram a maior parte dos dados utilizados em função das maiores espessuras de testemunhos recuperados. A implementação de uma abordagem multi-escala permitiu o entendimento dos aspectos geológicos que influenciam a capacidade de produção do reservatório. Na escala micro, por exemplo, através do estudo de lâminas delgadas foi possível identificar e reconhecer minerais argilosos e processos diagenéticos que ocorrem obstruindo ou alargando as gargantas de poros e que, consequentemente, afetam a permeabilidade e produtividade dessas rochas. Na escala meso, o estudo dos testemunhos em diferentes porções do campo permitiu caracterizar os sistemas deposicionais que ocorrem na área, bem como, identificar alguns fatores que influenciam na entrada do óleo no reservatório, como por exemplo, a influência do aspecto textural das rochas. Por último, na escala macro, através da correlação rocha-perfil foi possível distribuir as unidades de fluxo definidas para os demais poços não testemunhados, permitindo assim a construção de seções e mapas de petrofácies com significado geológico e dinâmico. Nessa última escala, é possível visualizar a geometria externa dos depósitos sedimentares e suas heterogeneidades, cujo entendimento influencia diretamente no planejamento e

desenvolvimento de uma acumulação. A partir da quantificação das unidades de fluxos em poços e sua comparação com dados de produção foi possível criar um índice de qualidade de reservatório (IQR) que apresenta boa correlação com dados de produtividade dos poços, tanto a frio quanto pós injeção de vapor. Foi construído um mapa de IQR para a principal zona produtora do campo de ARG, o que permitiu identificar não só as áreas de ocorrência das melhores fácies reservatório e de produção, como também, avaliar a malha de injeção do campo por indicar quais são as principais direções de respostas dos poços produtores a injeção de vapor a partir dos poços injetores.

Palavras-chave: campos maduros; gerenciamento de reservatório; petrofísica; unidades de fluxo; óleo pesado; bacia Potiguar.

ABSTRACT

Petrobras' divestment plan for mature fields created a new scenario for oil exploration and production in Brazil's onshore and shallow water sedimentary basins. Several small and medium-sized companies are acquiring these fields with the challenge of implementing projects that increase production and the recovery factor of these accumulations. Mature fields typically have more than 30 years of production and have dozens or even hundreds of producing wells, with an immense amount of rock, fluid, and associated production data. Therefore, data integration studies to generate knowledge about the producing reservoirs are mandatory, so that new production development projects can be implemented, aiming to maximize the return on capital invested in the revitalization of these fields. This study integrates geological/geophysical, petrographic/diagenetic, and petrophysical data to individualize rocks with different flow capacities producing oil in a field in the Potiguar Basin, NE, Brazil. The work used information from more than 800 vertical wells, 19 of which have rock data and petrophysical analysis. Seven wells provided most of the data for the present study because of the greater thickness of cores recovered. Implementing the multiscale approach that we presented was essential in understanding the geological aspects that influence the reservoir production capacity. At the micro scale, for example, through the study of thin sections, it was possible to identify and recognize clay minerals that occur may obstruct pore throats and, consequently, affect the permeability and productivity of the rocks. At the meso scale, the study of cores in different portions of the field allowed us to characterize the depositional systems in the area and identify factors that influence the entry of oil into the reservoir. Finally, through the correlation of rock vs. logs at the macro scale, we estimated the distribution of the flow units defined for the other wells, thus allowing the construction of maps and petrofacies sections with geological and dynamic significance. At this last scale, we visualize the geometry of the sedimentary deposits and their heterogeneities, whose understanding directly influences the planning and development of an accumulation (for example, in the definition of the production wells grid and water or steam injection in case of application of secondary recovery methods).

Additionally, a methodology was developed to quantify the production capacity of the rocks from a reservoir quality index (RQI) that we validated with field production data.

Keywords: mature fields; reservoir management; petrophysics; hydraulic flow unit; rock typing; Potiguar basin.

Sumário

Agradecimentos
Resumo
Abstract

CAPÍTULO 1

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Apresentação	1
1.2 Objetivos e Justificativa.....	2
1.3 O Campo de Alto do Rodrigues (ARG).....	2
1.4 Materiais e Metodos.....	6

CAPÍTULO 2

2. GEOLOGIA REGIONAL	9
2.1 Introdução	9
2.2 A Bacia Potiguar e seu Arcabouço Estrutural.....	9
2.3 A Gênese da Bacia Potiguar.....	10
2.4 Sequências Tectono-Sedimentares	13

CAPÍTULO 3

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	20
3.1 Introdução	20
3.2 Conceito de Pressão Capilar.....	20
3.2.1 Métodos de Análise de Pressão Capilar	22
3.3 Conceito de Unidades de Fluxo.....	26
3.4 Aquisição de Perfis Geofísicos.....	28
3.4.1 Tipos de Perfis Geofísicos.....	29
3.4.1.1 Perfil de Raios Gama.....	31
3.4.1.2 Perfil de Potencial Espontâneo.....	32
3.4.1.3 Perfil de Densidade.....	33
3.4.1.4 Perfil de Porosidade Neutrônica.....	35
3.4.1.5 Perfil Sônico.....	36
3.4.1.6 Perfil de Indução.....	38

CAPÍTULO 4

4. CARACTERIZAÇÃO MULTI-ESCALA DAS UNIDADES DE FLUXO.....	39
4.1 Introdução	39
4.2 Fundamentos Teóricos e Definições	39
4.3 Determinação das Unidades de Fluxo no Campo de ARG.....	41
4.3.1 Caracterização Petrográfica das Unidades de Fluxo	45
4.3.2 Caracterização Petrofísica e Geológica das Unidades de Fluxo	47
4.3.3 Determinação dos Parâmetros de Corte do Reservatório.....	52
4.3.4 Saturação de Fluidos	55
4.3.5 “Upscaling” da Escala de Plugue para a Escala de Poço.....	57

4.3.6 Modelo de Permeabilidade.....	59
4.3.7 Correlação com Dados de Produção	61
4.4 “Upscaling” da Escala de Poço para a Escala de Reservatório.....	63
4.4.1 Correlação Rocha x Perfil	64
4.4.2 Seção Geológica de Petrofácies	67
4.4.3 Mapa de Petrofácies e Avaliação da Malha de Injeção do Campo	70

CAPÍTULO 5

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	74
5.1 Modelagem de Reservatórios	74
5.2 Conclusões.....	77
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Mapa de localização do Rifte Potiguar. A – Arcabouço estrutural do Rifte Potiguar com a localização do campo de ARG inserido no contexto do sistema de Falhas de Carnaubais; B – Mapa estrutural do topo da unidade 3 da Fm. Açu no Campo de ARG. OBS.: O intervalo estrutural das curvas é de 10 m. (Modificado de De Castro e Bezerra 2015 <i>Apud</i> Melo, 2016)	3
Figura 1.2 Figura esquemática mostrando a posição estratigráfica das principais zonas reservatório (Açu-100, Açu-140, Açu-260 e Açu-300) do Campo do Alto do Rodrigues na Unidade Açu-3 da Fm. Açu (Modificado de Pessoa Neto, 2007).....	4
Figura 1.3 Principais tipos de depósitos fluviais que ocorrem na unidade 3 da Fm. Açu. (Scherer, 2004).....	5
Figura 1.4 Modelo esquemático da metodologia aplicada para a caracterização dos reservatórios fluviais no Campo de Alto do Rodrigues - ARG.....	8
Figura 2.1 Arcabouço estrutural da bacia Potiguar (Bertani <i>et al.</i> , 1990)	10
Figura 2.2 Mecanismos de evolução da margem continental brasileira e processos genéticos iniciais do rifte Potiguar (Françolin & Szatmari, 1987)	12
Figura 2.3 Modelo de reconstrução tectônica do nordeste brasileiro e sudoeste africano durante os estágios sin-rifte I, II e III (Adaptado de Matos, 1992).....	13
Figura 2.4 Carta Cronoestratigráfica da Bacia Potiguar com destaque para a formação Açu assinalada no retângulo vermelho (Pessoa Neto <i>et al.</i> , 2007)	14
Figura 2.5 Unidades de correlação formação Açu. Modificada de Vasconcelos <i>et al.</i> , (1990).....	18
Figura 3.1 Relação entre ângulo de contato e tipo de fluido molhante da superfície do grão. Em (a) a rocha é molhável a água e; em (b) a rocha é molhável a óleo. (Fonte: Modificado de AAPG Wiki/Capillary_pressure)	20
Figura 3.2 Experimento do tubo capilar para explicar o balanço de forças entre os fluidos molhantes e não molhantes semelhante como ocorrem em acumulações de hidrocarbonetos, sendo o raio do tubo capilar um análogo ao raio de garganta de poro da rocha reservatório. (Fonte: Modificado de AAPG Wiki/Capillary_pressure)	22
Figura 3.3 Equipamentos utilizados nas análises de pressão capilar por injeção de mercúrio (modificado de McPhee <i>et al.</i> , 2015).....	24
..	
Figura 3.4 Exemplo de curva de pressão capilar obtida pelo teste de injeção de mercúrio em amostra de rocha.....	24
Figura 3.5 Variações dos parâmetros das curvas de pressão capilar em função da qualidade dos reservatórios. Os círculos coloridos no eixo x correspondem as medidas de SWirr para	

cada curva de pressão capilar correspondente. Note que quanto pior a qualidade do reservatório, maiores são os valores de pressão de entrada, SWirr e zona de transição (Modificado de Najurieta *et al*, 2001)25

Figura 3.6 Principais tipos de dados geológicos e petrofísicos aplicados ao zoneamento da unidade de fluxo de um poço. (Modificado de Ebanks *et al*, 1993)28

Figura 3.7 Modelo esquemático da operação de perfilagem realizada após a perfuração de poços de petróleo. (Fonte: edisciplinas.usp.br, 2018; EBAH, 2015).....30

Figura 3.8 Ambiente de perfilagem formado por zonas radiais que misturam os fluidos usados na perfuração com os fluidos originais da formação. ZI – Zona invadida onde predomina o fluido de perfuração nos poros da rocha, ZT – Zona de transição onde ocorre uma maior mistura entre o fluido de perfuração com o fluido da formação e a Zona virgem onde predomina o fluido original da formação. (Fonte: edisciplinas.usp.br, 2018; EBAH, 2015).....30

Figura 3.9 Resolução vertical e diâmetro de investigação para a leitura de alguns perfis geofísicos (Fonte: edisciplinas.usp.br, 2018; EBAH, 2015).....31

Figura 3.10 Exemplo relativos de valores de leituras de raios gama para alguns tipos de litologias (Fonte: edisciplinas.usp.br, 2018; EBAH, 2015).....32

Figura 4.1 Gráfico usado na determinação do R Apex das amostras de rocha com análise de pressão capilar na Fm. Açú no Campo de ARG.....41

Figura 4.2 Curvas de pressão capilar disponíveis para o campo de ARG.....42

Figura 4.3 Crossplot entre os r Apex obtidos com dados de rocha e os calculados pelas fórmulas de Winland e de Pittman para diferentes saturações. A equação cujos raios de garganta de poros calculados que melhor se aproxima dos dados de rochas é a equação r30 de Pittman.....44

Figura 4.4 Plot K x Phi x raios de garganta de poro obtidos da equação r30 de Pittman e sobreposto todos os dados de petrofísica básica dos sete poços estudados.....44

Figura 4.5 - Classificação composicional obtida a partir da descrição de lâminas delgadas de rochas reservatórios do Campo de Alto do Rodrigues (modificado de Folk, 1968)46

Figura 4.6 Características petrográficas e diagenéticas das unidades de fluxo (UF) Meso, Macro e Mega poro.....47

Figura 4.7 Gráfico de K x Phi de plugues plotados sobre as isolinhas dos raios de garganta de poro efetivo obtidos pela equação r30 de Pittman. As amostras estão coloridas segundo ranges de granulometria.....48

Figura 4.8 Gráfico de K x Phi de plugues plotados sobre as isolinhas dos raios de garganta de poro efetivo obtidos pela equação r30 de Pittman. As amostras estão coloridas segundo ranges de percentagem de cimentação.....49

Figura 4.9 Gráfico de K x Phi de plugues plotados sobre as isolinhas dos raios de garganta de poro efetivo obtidos pela equação r30 de Pittman. As amostras estão coloridas segundo ranges de percentagem de volume de argila (VSH) calculado por perfis.....	49
Figura 4.10 Integração de dados de plugues e perfis geofísicos com elementos deposicionais do sistema fluvial entrelaçado presente no poço 2.....	51
Figura 4.11 Plot de raio de garganta de Poro x Coluna de Hidrocarboneto em amostra da zona 100 do poço 9. r Apex=24 μ m a 28% de Saturação de Hg.....	53
Figura 4.12 Gráfico de K x Phi de plugues plotados sobre as isolinhas dos raios de garganta de poro efetivo obtidos pela equação r30 de Pittman. As amostras estão coloridas segundo ranges de índices.....	54
Figura 4.13 Distribuição de fluidos esperada para amostra da zona 100 do poço 9. r Apex=24 μ m a 28% de Saturação de Hg.....	56
Figura 4.14 Saturação de água irreduzível para 11 amostras de pressão capilar do campo de ARG. O valor médio das 11 amostras é 24,6%.....	57
Figura 4.15 Saturação de água para 11 amostras de pressão capilar do campo de ARG, considerando que o óleo entrou até a fração de 3 μ m. O valor médio das 11 amostras é 41,9%.....	57
Figura 4.16 Figura 4.16 – Template do poço P7 mostrando seus perfis geofísicos e a distribuição contínua das unidades de fluxo no poço (Track 6), geradas a partir da curva contínua de raio de garganta de poro (Track 11)	59
Figura 4.17 Curva de permeabilidade atual do Campo de ARG (PERM) x permeabilidade de plugues (ANASET:kh).....	56
Figura 4.18 Curva de permeabilidade obtida neste estudo pela equação de Pittman r30 (Perm_Pittman_Perfil) x permeabilidade de plugue (ANASET:kh).....	57
Figura 4.19 Plot IQR x Produção a frio acumulada nos 2 primeiros anos de produção somente para a zona 100 de alguns poços estudados. O poço 7 não teve sua produção incluídas porque não chegou a produzir 24 meses a frio nesta zona.....	63
Figura 4.20 Plot IQR x Produção acumulada 2 anos após o primeiro ciclo de injeção de para as várias zonas de produção dos poços estudados.....	63
Figura 4.21 Correlação entre o perfil DRDN no eixo x versus os valores de raio de garganta de poro obtidos a partir dos dados de porosidade e permeabilidade aplicando a equação r30 de Pittman ($R^2=0.61$).....	66
Figura 4.22 Histograma de comparação entre as unidades de fluxos de perfis dos sete poços estudados estabelecidas com base no raio de garganta de poro versus as petrofacies obtidas com base na correlação com o perfil DRDN.....	67

Figura 4.23 Seção strike ao longo do campo de ARG, destacando a ocorrência das petrofácies obtidas a partir da interpolação do perfil DRDN.....	69
Figura 4.24 Dados de descrição de testemunho dos poços P2 e P6.....	70
Figura 4.25 Comparativo do impacto da qualidade dos reservatórios na curva de produção dos poços P2 e P6.....	72
Figura 4.26 Mapa de IQR para o campo de ARG. Cores quentes indicam maiores IQR e, conseqüentemente, melhor a qualidade do reservatório.....	73
Figura 5.1 Comparação da geometria dos depósitos da Formação Açu mapeados em escala de afloramento com o resultado da modelagem geológica de reservatórios produtores equivalentes no campo de Estreito.....	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 Valores para a constante $C=2*(Z/A)$ para os elementos químicos mais comuns das rochas sedimentares. (Schlumberger, 1985 <i>Apud</i> Nery, 2013)	34
Tabela 3.2 Comparação entre as densidades de laboratório (ρ_{LAB}), eletrônica (ρ_e) e a registrada no perfil de Densidade (ρ_{perfil}) (Schlumberger, 1985 <i>Apud</i> Nery, 2013)	35
Tabela 3.3 Valores de velocidades acústicas e tempo de trânsito característico de algumas matrizes de rocha e fluidos, utilizados como referência para ajuste do perfil sônico e cálculo de porosidade (Bassiouni, 1994; Schlumberger, 1998)	38
Tabela 4.1 Resumo dos resultados dos r Apex obtidos para todas as amostras.....	42
Tabela 4.2 Range de classificação de unidades de fluxos, em termos de raios de garganta de poro efetivo r_x	45
Tabela 4.3 Parâmetros petrofísicos médios para cada unidade de fluxo.....	62

Introdução

CAPÍTULO 01

1. INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

Para extrair o máximo de produção de um campo petrolífero é necessário compreender quais parâmetros geológicos e petrofísicos controlam a produtividade dos poços e como eles estão distribuídos no campo (Bueno & Mantilla, 2014). Diversos estudos têm sido empregados na caracterização de reservatórios através da classificação das rochas em diferentes unidades de fluxo – UFs (Porras & Campos, 2001; Martinez & Rodriguez, 2012; Mirzaei-Paiaman, 2018; Al-Jawad & Saleh, 2020; Mohammadian. *et al.*, 2022). Contudo, grande parte desses estudos discutem as unidades de fluxo somente até a escala de poço, sem avançar muito na sua distribuição na escala do reservatório.

O entendimento da distribuição das diferentes petrofácies em um reservatório petrolífero é fundamental para o seu gerenciamento, pois permite otimizar a malha de exploração através do posicionamento de poços produtores e injetores (quando for o caso), de modo a maximizar os resultados de produção e, conseqüentemente, a rentabilidade do projeto de exploração. Além disso, esse conhecimento é de extrema importância na modelagem de fluxo e construção de curvas de produção (Porras *et al.*, 2002; Evans *et al.*, 2019).

Para uma melhor caracterização do reservatório petrolífero faz-se necessário estudos em diversas escalas, integrando várias informações de rocha (Bagheri & Biranvand, 2006). Assim, é possível entender desde o que acontece na escala do poro das rochas até a geometria externa dos depósitos, que podem ser observados através de seções, mapas e modelos geológicos 3D. Estudos como esses demandam grande quantidade de dados de rocha distribuídos de forma homogênea pela área estudada. Infelizmente, essas informações costumam ser bastante escassas, devido ao alto custo de aquisição de testemunhos de rocha, uma vez que esse tipo de informação costuma ficar limitada a poucos poços. Entretanto, o conhecimento adquirido no estudo das rochas reservatórios pode ser extrapolado para os demais poços não testemunhados do campo através da correlação com perfis geofísicos que, por sua vez, são adquiridos de forma abrangente em todos os poços e constituem uma das principais bases de dados geológicos/geofísicos da indústria do petróleo.

Os perfis geofísicos correspondem a leituras contínuas das propriedades físicas das rochas ao longo do poço e possuem diversas aplicações petrofísicas, dentre as quais podemos citar: Identificação dos intervalos portadores de óleo e gás, reconhecimento de litologia, obtenção de porosidade, permeabilidade, saturação de água, volume de argila, dentre outras

(Nery, 2013). Muitas dessas características citadas, quando avaliadas em conjunto e calibradas com dados de rocha, permitem entender melhor as características dinâmicas de fluxos das rochas e, dessa forma, embasar as melhores práticas para o gerenciamento dos reservatórios produtores de hidrocarbonetos (Gunter *et al.*, 1997a e b).

Dentro desse contexto, o presente trabalho se propôs a estudar os reservatórios fluviais da Fm. Açu na Bacia Potiguar, mais especificamente os reservatórios que ocorrem no campo de Alto do Rodrigues, que correspondem a uma das principais acumulações desta bacia, tanto em quantidade de poços como em produção.

1.2 Objetivos e Justificativa

O presente trabalho tem como objetivo integrar dados de rochas, análises de petrofísica especial (ex. Pressão capilar por injeção de mercúrio) e perfis geofísicos de poços do campo de Alto do Rodrigues (ARG), através de uma abordagem multi-escala, de modo a entender as diferentes unidades de fluxo que compõem esses reservatórios fluviais, como se distribuem no campo e influenciam em sua produção.

Com os resultados desse trabalho será possível avaliar a eficiência da malha de injeção de vapor já usada como mecanismo de recuperação avançada (através da identificação das heterogeneidades geológicas no campo), como também, definir parâmetros que possam ser usados para prever a produtividade de novos poços, com e sem a injeção de vapor.

Este trabalho está alinhado à estratégia da área de exploração e produção da Petrobras que visa a maximizar, de forma economicamente viável, a recuperação de petróleo e gás nas concessões em produção no Brasil. Sem grandes investimentos previstos em exploração nas bacias terrestres, trabalhos como esse são importantes para dar suporte a projetos de aumento do fator de recuperação de campos maduros, aumentando assim a sua rentabilidade e promovendo um retorno rápido do capital investido.

1.3 O Campo de Alto do Rodrigues (ARG)

O campo de Alto do Rodrigues está localizado no contexto do *trend* de acumulações ao longo da Falha de Carnaubais, que corresponde à falha de borda do rifte Potiguar (Figura 1.1 A). A estrutura do campo corresponde a uma dobra normal com eixo alinhado na direção ENE-WSW que estrutura a área e trapeia o hidrocarboneto (Figura 1.1 B).

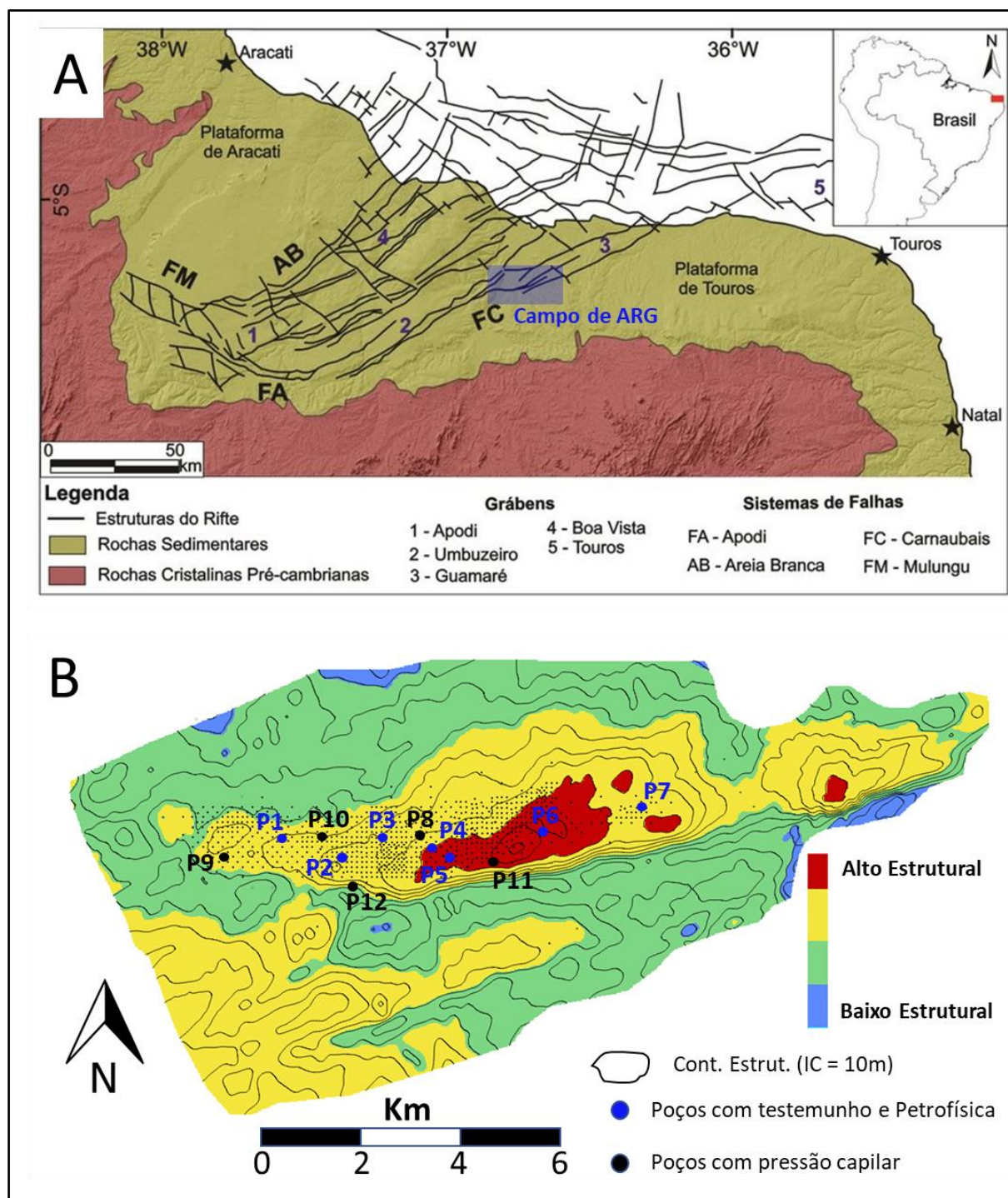


Figura 1.1 – Mapa de localização do Rift Potiguar. A – Arcabouço estrutural do Rift Potiguar com a localização do campo de ARG inserido no contexto do sistema de Falhas de Carnaubais; B – Mapa estrutural do topo da unidade 3 da Fm. Açú no Campo de ARG. OBS.: O intervalo estrutural das curvas é de 10 m. (Modificado de De Castro e Bezerra, 2015 *Apud* Melo, 2016).

O campo de ARG foi descoberto no ano de 1981 e até o presente momento foram perfurados mais de 850 poços, fazendo deste um dos maiores campos terrestres, tanto em

número de poços quanto em produção na Bacia Potiguar. A produção do campo é obtida a partir da exploração de quatro zonas produtoras principais (Figura 1.2) que ocorrem na unidade Açú-3 da Formação Açú (Albo- Cenomaniano) (Fonte: Plano de Desenvolvimento do Campo de Alto do Rodrigues – relatório interno Petrobras).

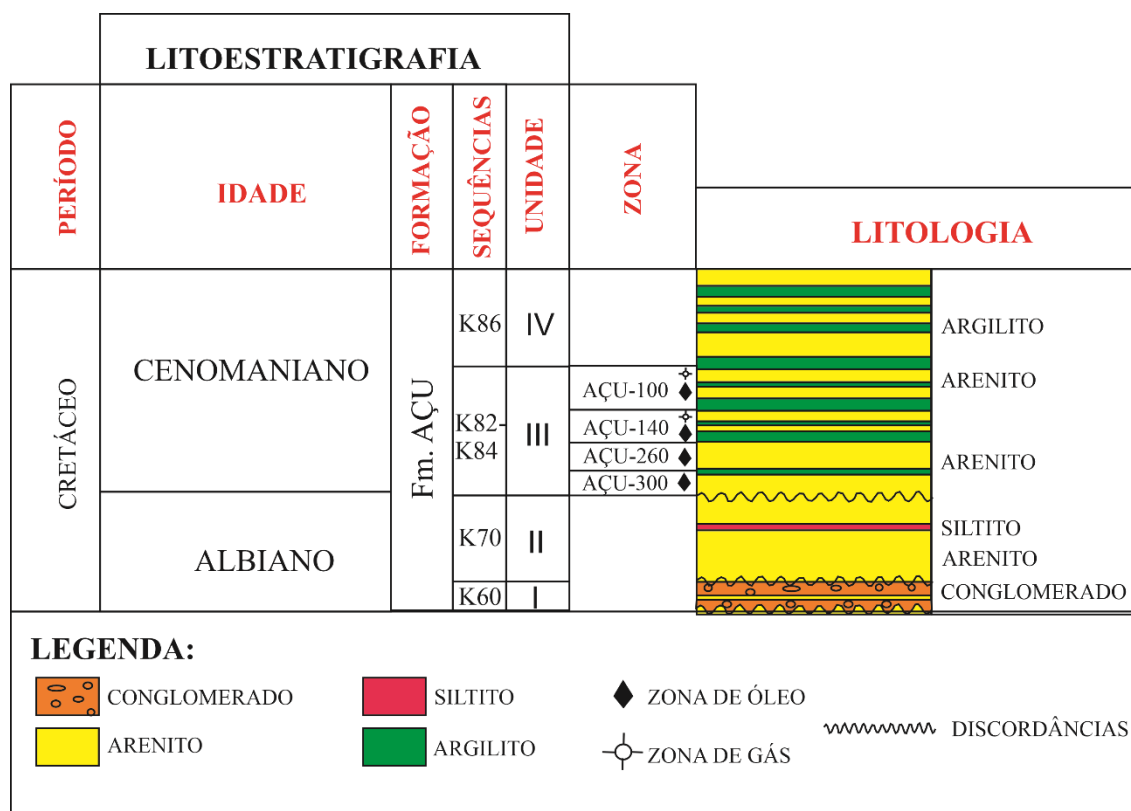


Figura 1.2 – Figura esquemática mostrando a posição estratigráfica das principais zonas reservatório (Açu-100, Açu-140, Açu-260 e Açu-300) do Campo do Alto do Rodrigues na Unidade Açú-3 da Fm. Açú (Modificado de Pessoa Neto *et al.*, 2007).

Os reservatórios dessa unidade foram depositados em sistemas fluviais entrelaçados a meandrante grosso (Figura 1.3). A profundidade média dos reservatórios da principal zona produtora (Açu-100) é em torno de 214 m, apresenta porosidade média de 24,9 %, permeabilidade média de 1484 mD e coluna de hidrocarboneto variando entre 25 e 30 m. A ocorrência de diversos níveis argilosos intercalados aos arenitos constitui o principal sistema selante, mesmo não apresentando espessuras consideráveis. As malhas de produção possuem espaçamento de 70, 100 e 141 m entre os poços, do tipo *five spot* invertido (Fonte: Plano de Desenvolvimento do Campo de Alto do Rodrigues – relatório interno Petrobras).

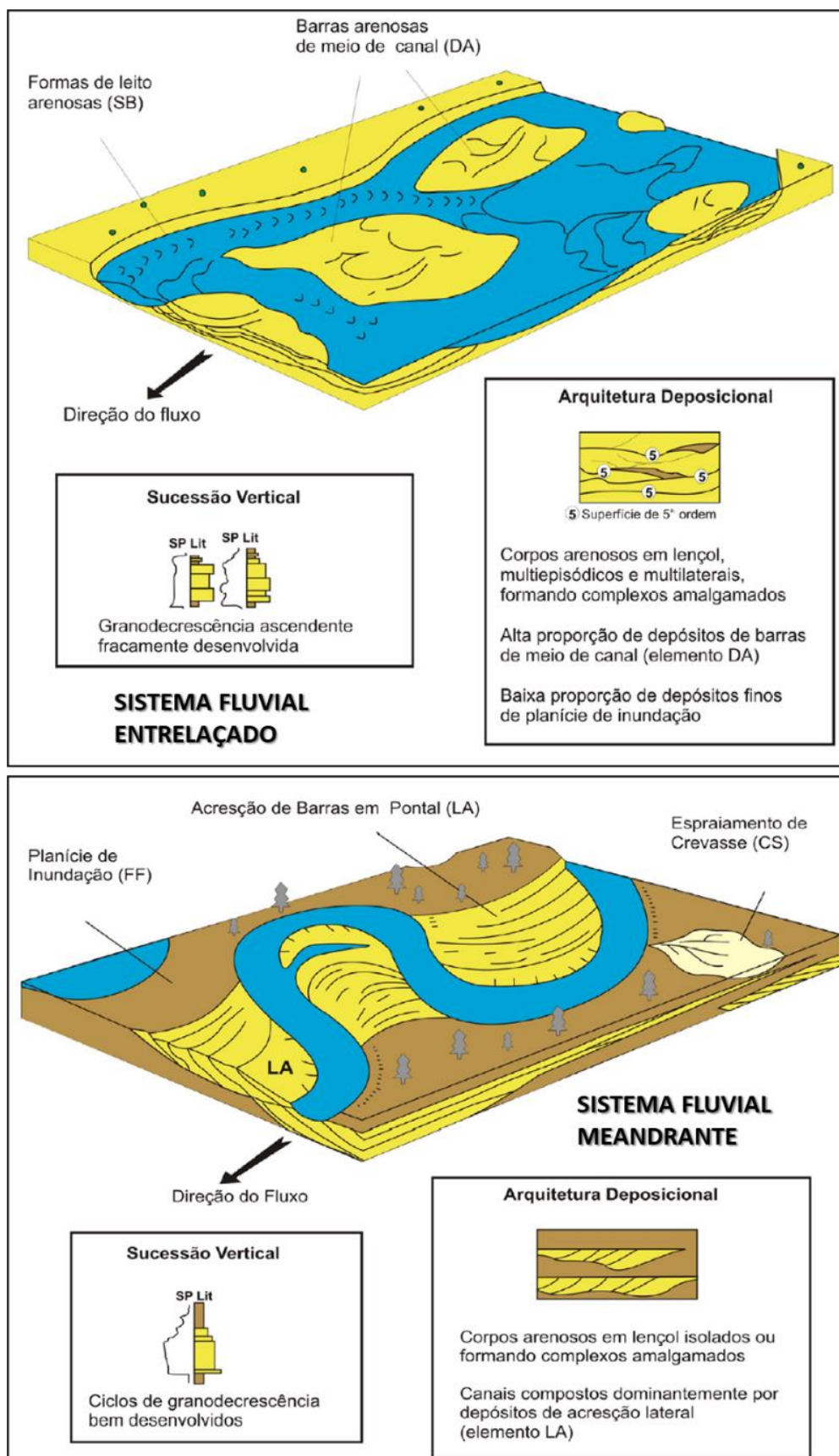


Figura 1.3 – Principais tipos de depósitos fluviais que ocorrem na unidade 3 da Fm. Açú. (Scherer, 2004).

O óleo dessa acumulação possui assinatura do tipo marinho-evaporítico, proveniente de folhelhos e margas das Camadas Ponta do Tubarão, de idade Aptiana (Formação Alagamar). A migração do óleo gerado na Formação Alagamar e acumulado nos reservatórios arenosos da Formação Açú ocorreu lateralmente, a longas distâncias, no sentido NE-SW, ao longo do *trend* de falhas de Carnaubais. O óleo produzido nesse campo apresenta grau API entre 13 e 17 e alta viscosidade (841 cP a 40° C na pressão de saturação e temperatura do reservatório), sendo necessária a utilização de método térmico através da injeção de vapor para aumentar a produtividade e, consequentemente, o fator de recuperação do campo (Fonte: Plano de Desenvolvimento do Campo de Alto do Rodrigues – documento interno Petrobras). O principal mecanismo de produção da injeção de vapor consiste na redução da viscosidade do óleo, uma vez que pequenas variações de temperatura acarretam grande variação de viscosidade, facilitando assim seu escoamento.

1.4 Materiais e Métodos

Este trabalho realizou uma abordagem integrada combinando dados de petrofísica básica (porosidade e permeabilidade), análises de petrofísica especial (pressão capilar obtidas por injeção de mercúrio) e perfis geofísicos de poços. A metodologia envolve a caracterização e distribuição das unidades de fluxo delineadas no reservatório, bem como, a previsão de desempenho de produção a partir da quantificação dessas unidades de fluxo. Para a realização desse trabalho tinha-se disponíveis dados de testemunho de doze poços (Figura 1.1B), sendo sete deles (P1 a P7) com boa distribuição ao longo do campo de ARG e com maior quantidade de dados de rocha em intervalos que cobriam as quatro zonas produtoras do campo (Figura 1.2). Todos os dados de petrofísica básica e análise de testemunho vieram desses sete poços. Outros cinco poços (P8 a P12) forneceram informações pontuais adicionais, seja de pressão capilar ou de PVT, por exemplo, que contribuíram na elaboração do trabalho. A partir de plugues dos testemunhos, dispunham-se de 242 análises de petrofísica básica (porosidade e permeabilidade), lâminas delgadas e 11 análises de pressão capilar por injeção de mercúrio. Além dos dados de rocha, foram usados neste estudo perfis geofísicos básicos de 830 poços, sendo os principais disponíveis: Gamma Ray, Densidade, Neutrão e Resistividade.

A metodologia aplicada neste trabalho pode ser subdividida em cinco etapas. A etapa 1 consistiu na definição das unidades de fluxo, que foram obtidas a partir da integração das análises de injeção de mercúrio com dados de petrofísica básica. Dos diversos métodos de

classificação de *rock types* disponíveis na literatura, optou-se por trabalhar com as equações definidas nos trabalhos de Winland (Kolodzie, 1980; Gunter *et al.*, 2014) e Pittman (Pittman, 1992), que relacionam raios de garganta de poros, porosidade e permeabilidade. A equação r30 de Pittman foi a escolhida para definir os limites das unidades de fluxo em um gráfico K x Phi, pois esta foi a que melhor reproduziu os valores de garganta de poro efetivo observado nos dados de pressão capilar em rochas do campo de ARG.

Na etapa 2, após a definição das unidades de fluxo, foi feito um estudo de caracterização destas que abrangeu desde a escala micro a até a mesoscópica (estudo de lâminas, plugues e testemunhos), onde foi demonstrado as características petrográficas, petrofísicas e geológicas de cada unidade de fluxo. Em cada uma dessas escalas foi possível reconhecer fatores que influenciam nas características permo-porosa das rochas e, consequentemente, em suas capacidades de fluxo (Ex. diagênese, compactação, cimentação, textura, argilosidade e etc.).

Na etapa 3, foi realizado um estudo de correlação rocha perfil, que permitiu distribuir as unidades de fluxo para a escala macroscópica de poço e, posteriormente, para escala de reservatório. As informações foram extrapoladas para os poços não testemunhados e nas áreas entre os poços, o que permitiu a construção de seções geológicas e mapas de qualidade de reservatório.

Na etapa 4 foi feita uma correlação entre as unidades de fluxo com dados de produção. A partir da quantificação das unidades de fluxo em intervalos aberto ao fluxo (canhoneados), foi possível criar um índice de qualidade de reservatório – IQR, que possui ótima correlação com os dados de produção dos sete poços estudados, tanto na produção a frio (sem injeção de vapor) quanto a quente (após injeção de vapor).

Por fim, na etapa 5 foi elaborado um mapa de qualidade de reservatório para a principal zona produtora do campo de Alto do Rodrigues (Açu-100). Este mapa foi confrontado com dados de produção de poços pertencentes a malhas de injeção contínua de vapor nesta zona, para entender se a qualidade do reservatório teria influência na resposta de produção desses poços e na circulação do vapor em subsuperfície. A figura 1.4 resume de forma esquemática as etapas aplicadas nesse estudo.

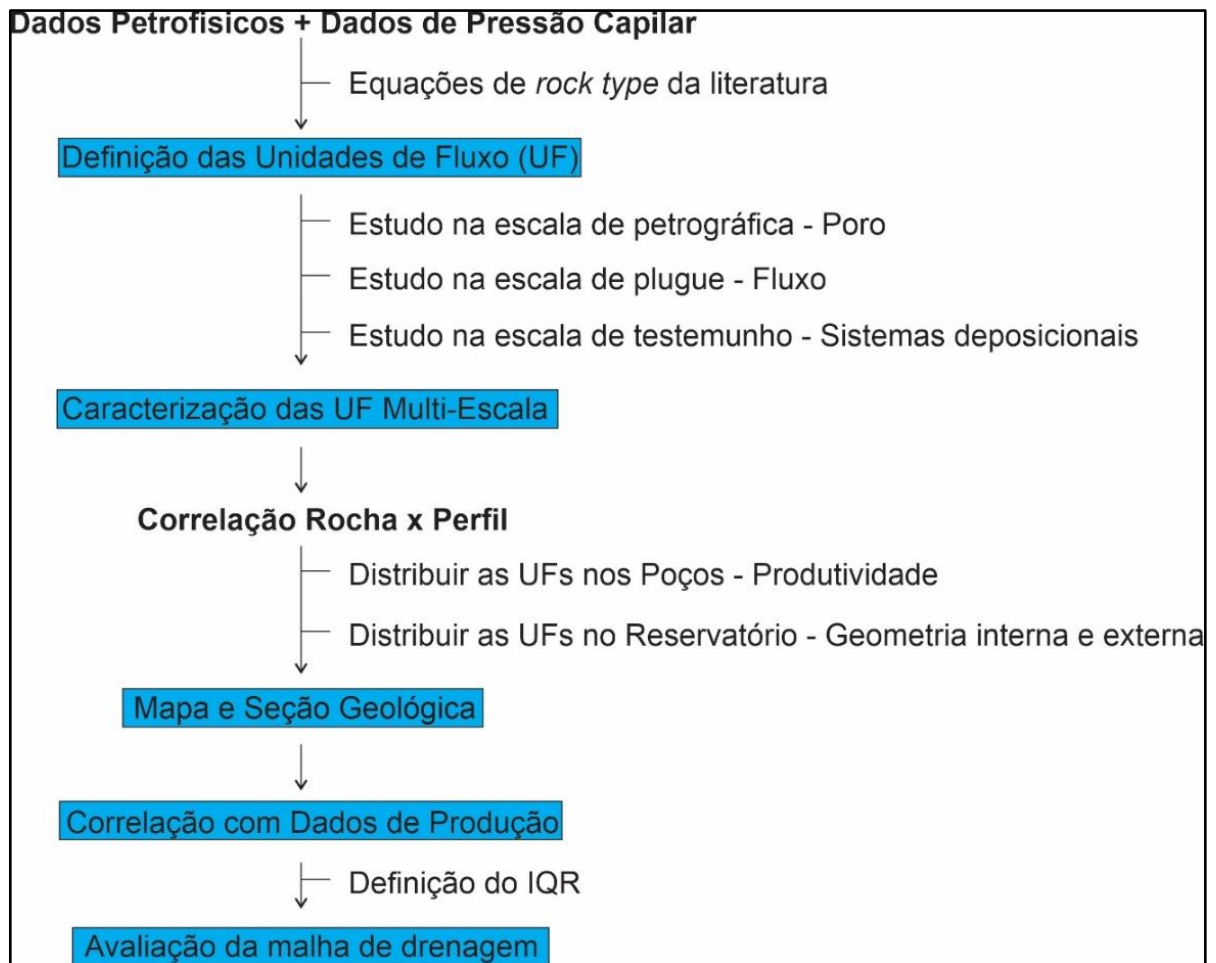


Figura 1.4 - Modelo esquemático da metodologia aplicada para a caracterização dos reservatórios fluviais no Campo de Alto do Rodrigues – ARG.

2. GEOLOGIA REGIONAL

2.1 Introdução

Neste tópico será apresentado um resumo sobre a geologia da Bacia Potiguar, onde serão discutidos aspectos relacionados com a sua gênese, bem como, sobre o seu arcabouço estrutural e sua evolução tectono-sedimentar.

2.2 A Bacia Potiguar e Seu Arcabouço Estrutural

A Bacia Potiguar está localizada na sua grande maioria no Estado do Rio Grande do Norte e em uma pequena parte no Estado do Ceará. Possui uma área de 48.000 km², sendo cerca de 21.500 km² (45%) na área emersa e a parte restante 26.500 km² (55%) na plataforma e talude continentais. Encontra-se limitada a noroeste com a Bacia do Ceará, pelo Alto de Fortaleza; a sul com uma discordância com o embasamento cristalino; a leste com a Bacia de Pernambuco-Paraíba, pelo Alto de Touros; e a norte limita-se pela cota batimétrica de -2000 m (Pessoa Neto *et al.*, 2007).

A Bacia Potiguar é a mais oriental das bacias da margem equatorial, estando, no entanto, geneticamente relacionada a uma série de bacias neocomianas intracontinentais que compõem o sistema de riftes do nordeste brasileiro (Matos, 1987; Matos, 1992; Matos, 1999; Matos *et al.*, 2021a; Matos *et al.*, 2021b,). Este sistema, análogo ao atual Rift-Valley do Leste Africano compreende as Bacias do Recôncavo, Tucano, Jatobá, Araripe, Rio do Peixe, Potiguar e Sergipe-Alagoas, além de uma série de pequenos grabens preenchidos por rochas sedimentares da mesma idade.

A estrutura da Bacia Potiguar compreende três unidades básicas (Bertani *et al.*, 1990): grabens, altos internos e plataformas do embasamento (Figura 2.1), que contêm sequências sedimentares distintas do Neocomiano ao Neógeno.

Os grabens foram preenchidos por sequências sedimentares do Cretáceo inferior. Os grabens do Apodi, Umbuzeiro, Guamaré e Boa vista, situados na porção emersa da bacia, mostram uma forma assimétrica e apresentam feições lineares de direção NE-SW. Tais grabens são limitados por falhas normais de direção NE-SW e NW-SE, atingindo quilômetros de rejeito (Bertani *et al.*, 1990; Matos, 1992). Na porção submersa, os grabens também são assimétricos, com eixos orientados subparalelos a linha de costa atual.

Os altos internos correspondem a cristas alongadas do embasamento que separam os principais grabens. Os altos internos de Quixaba, Serra do Carmo e Macau representam os

principais, mostrando-se subparalelos aos eixos dos grabens subjacentes. Nos altos internos não ocorrem sequências do Cretáceo Inferior devido a erosão ou não deposição.

As plataformas rasas do embasamento limitam os grabens centrais, a leste e a oeste, e correspondem as plataformas de Touros e Aracati, respectivamente. Essas plataformas são sempre recobertas por sedimentos do Aptiano e Cretáceo Superior na porção emersa da bacia e também por sequências terciárias na porção submersa.

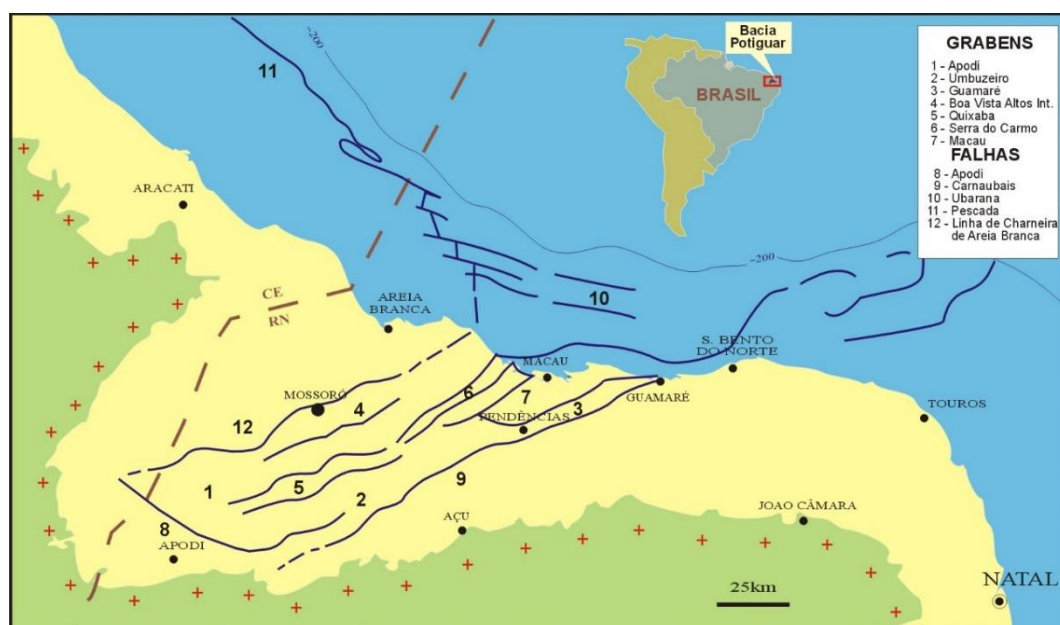


Figura 2.1 – Arcabouço estrutural da bacia Potiguar (Bertani *et al.*, 1990).

2.3 A Gênese da Bacia Potiguar

Existem vários modelos presentes na literatura que tentam explicar o mecanismo principal de formação do Rifte Potiguar, dentre os principais podemos destacar Bertani *et al.*, (1985), Françolin & Szatmari (1987) e Matos (1992).

Bertani *et al.*, (1985) propuseram um modelo de origem e evolução da bacia, segundo o qual a fase rifte seria originada durante o Neocomiano, através de um estiramento e afinamento crustal causado por esforços distensivos de direção E-W. Esta direção também é sugerida por Mello (1987) para a Formação do Rifte Potiguar, associando-se aos esforços atuantes durante a abertura da margem leste brasileira.

Françolin & Szatmari (1987) sugeriram que a origem da Bacia Potiguar está relacionada à evolução da Margem Equatorial Atlântica, iniciada no final do Jurássico. Segundo estes autores, a rotação diferencial horária entre a América do Sul e a África, gerou, na Província Borborema (Almeida & Hasui, 1984), um regime de esforços com distensão N-S

e compressão E-W, propiciando o desenvolvimento de diversas bacias riftes sob regime transtensional (Rifte Potiguar) e transpressional. A ocorrência do enxame de diques do Magmatismo Rio Ceará Mirim, situado a sul da Bacia Potiguar, ocorreria ao longo do eixo de maior compressão e seria o responsável pela separação dos segmentos transtensionais a NE e transpressionais a SW.

No modelo de Françolin & Szatmari (1987), a movimentação teve início no Jurássico Superior com a quebra do Supercontinente Gondwana em dois fragmentos, causada por uma extensa fratura originada na porção sul do mesmo, que teria se propagado para o norte durante o Cretáceo (Figura 2.2 A). No início dessa separação foi registrada uma rotação horária da placa sul-americana em relação à africana, em virtude da intensidade do movimento ser maior a sul do que a norte. Durante o Cretáceo inferior, o polo dessa rotação esteve localizado a sul da cidade de Fortaleza e a norte da Bacia de Tucano, por todo o Neocomiano, a partir de esforços compressivos a norte e distensivos a sul (Figura 2.2 B).

Durante a evolução da bacia, numerosos falhamentos normais foram reativados na direção E-W, formando grábens da atual porção submersa da Bacia Potiguar. Os falhamentos já existentes de direção NE-SW, reativaram-se por movimentos transcorrentes dextrais, gerando transtensões no extremo NE e transpressões na porção SW. As falhas de direção NW-SE são pouco representadas. Essas direções de falhamentos descritos foram responsáveis pelo controle estrutural dos riftes Neocomianos da bacia, onde deu início a sua sedimentação. Dentre essas falhas, a mais importante é a de Caraúbas - Portalegre, que delimitou o Gráben Pendência da referida bacia.

A rotação horária do continente sul-americano deu continuidade durante o Aptiano, de modo que a Província Borborema foi submetida a uma distensão principal N-S (Figura 2.2 C). Com essa distensão houve uma parada na movimentação da transcorrência dextral de direção NE-SW e na sedimentação da Bacia Potiguar emersa. Enquanto isso, na porção submersa da bacia prosseguiu um rifteamento através de falhas E-W acompanhada da deposição de sedimentos.

O início do Albiano foi marcado pelo começo do movimento divergente E-W (Figura 2.2 D) entre os continentes Sul-Americano e Africano. Tal movimentação causou um cisalhamento lateral dextral na atual margem equatorial brasileira, dando passagem para a entrada do mar Albiano, provocando uma grande transgressão marinha. Com isso ocorreu a deposição de sedimentos marinhos transgressivos da Bacia Potiguar, entre o Albiano e o Campaniano. Por último, o final do Campaniano é marcado pela presença de eventos compressivos de direção N-S (Fig. 2.2 E) registrados na Bacia Potiguar. Tais eventos estão

associados ao soerguimento da plataforma carbonática da Fm. Jandaira e a reativação de inúmeros falhamentos.

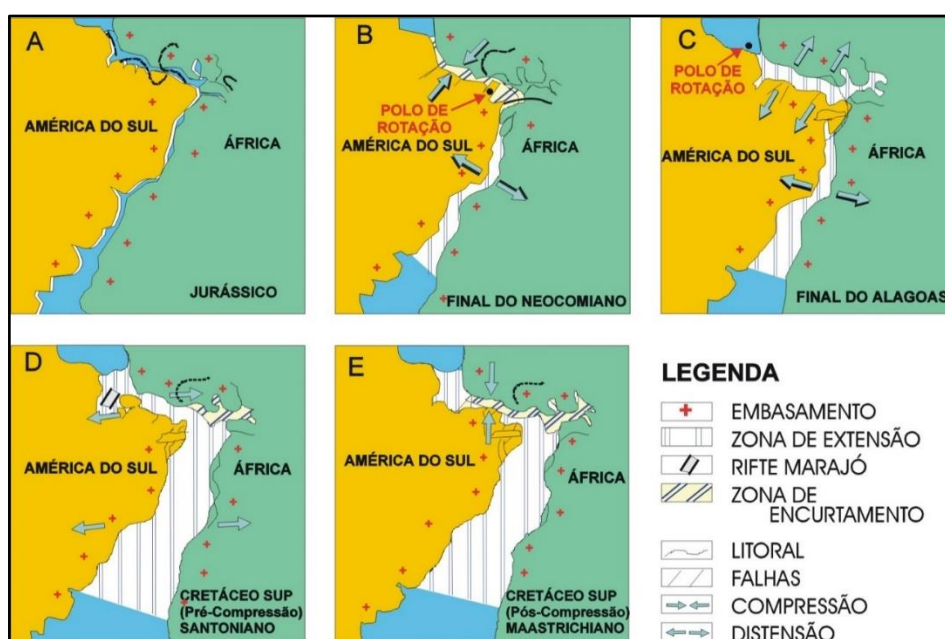


Figura 2.2 – Mecanismos de evolução da margem continental brasileira e processos genéticos iniciais do rifte Potiguar (Françolin & Szatmari, 1987).

Matos (1992) reconheceu pelo menos três importantes estágios tectônicos, em resposta à dinâmica das placas tectônicas durante o início da fragmentação do Gondwana, denominados de Sin-Rifte I, Sin-Rifte II e Sin-Rifte III (Figura 2.3).

Na Bacia Potiguar somente são observados a atuação dos estágios Sin-Rifte II e Sin-Rifte III. No Sin-Rifte II, do Neocomiano ao Eobarremiano, ocorreu o desenvolvimento de bacias rifte controladas por falhas de rejeito preferencialmente normal, definindo meiorgrabens assimétricos, a exemplo do rifte Neocomiano da porção emersa da Bacia Potiguar e dos demais riftes intracontinentais do nordeste brasileiro. No Estágio Sin-Rifte III, durante o Neobarremiano, o processo distensivo começou a concentrar a deformação ao longo da futura margem continental, causando uma grande mudança na cinemática do rifte. Na Bacia Potiguar, este evento provocaria um deslocamento do eixo de rifteamento para a porção submersa da bacia, ao mesmo tempo em que causaria um levantamento e erosão na porção emersa. Este fenômeno provocou a discordância no topo da Formação Pendências e se comportou como uma ombreira do novo rifte. A direção do transporte tectônico mudaria, então, de NW para E-W, com movimentos predominantemente transtensionais dextrais, em resposta ao processo de deriva continental. O registro dessa fase na Bacia Potiguar é restrito à porção submersa das formações Pendência e Pescada.

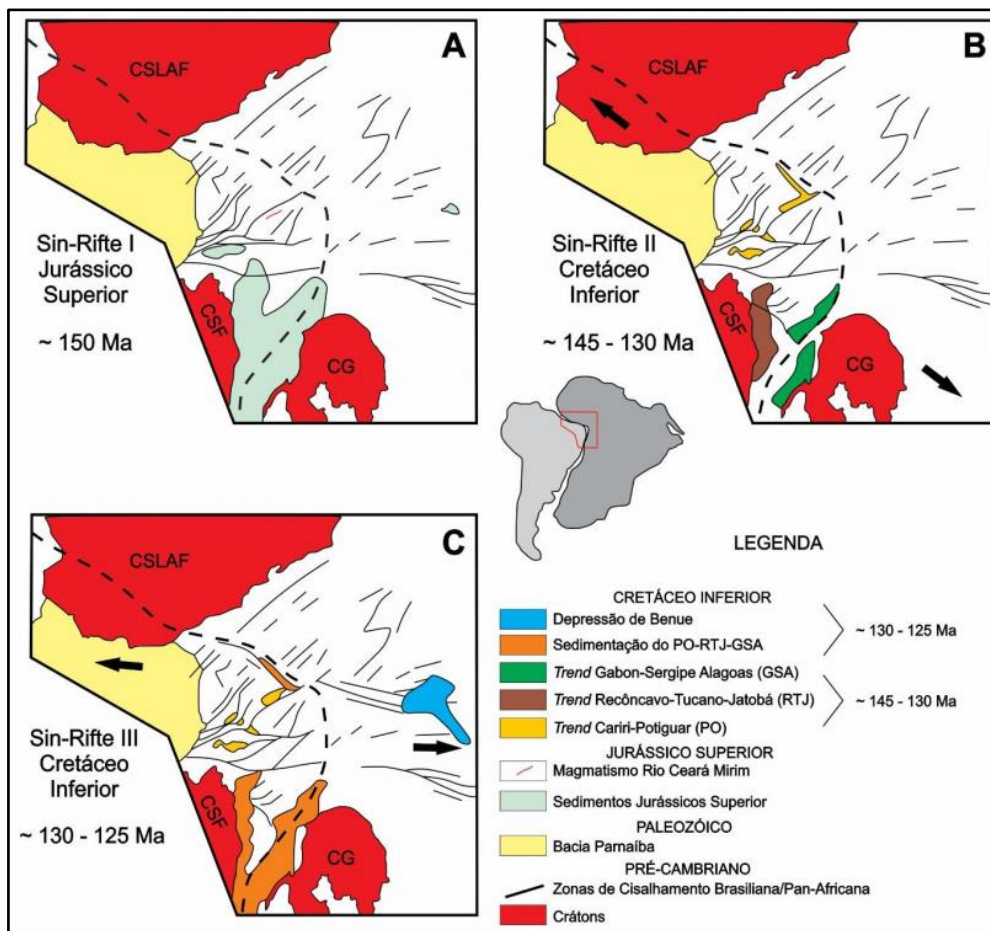


Figura 2.3 – Modelo de reconstrução tectônica do nordeste brasileiro e sudoeste africano durante os estágios sin-rifte I, II e III (Adaptado de Matos, 1992).

2.4 Sequências Tectono-Sedimentares

O preenchimento sedimentar da Bacia Potiguar está intimamente relacionado com as diferentes fases de sua evolução tectônica: duas fases de rifteamento (Rifte I e Rifte II), cujo registro estratigráfico é correspondente ao conjunto de sequências continentais que compõem a Supersequência Rifte; uma fase aqui denominada pós-Rifte, que corresponde a Supersequência do mesmo nome, e a fase Termal constituída pelos conjuntos de sequências marinhas transgressivas e regressivas, que compõem a Supersequência Drifte (Pessoa Neto *et al.*, 2007).

Estas sequências da Bacia Potiguar estão subdivididas em três grupos (Araújo & Feijó, 1994): Areia Branca, Apodi e Agulha, com sedimentação ocorrida durante o Neocomiano até o recente. O arcabouço litológico da bacia apresenta ainda rochas vulcânicas correspondentes aos magmatismos Rio Ceará-Mirim, Serra do Cuó e Macau (Figura 2.4).

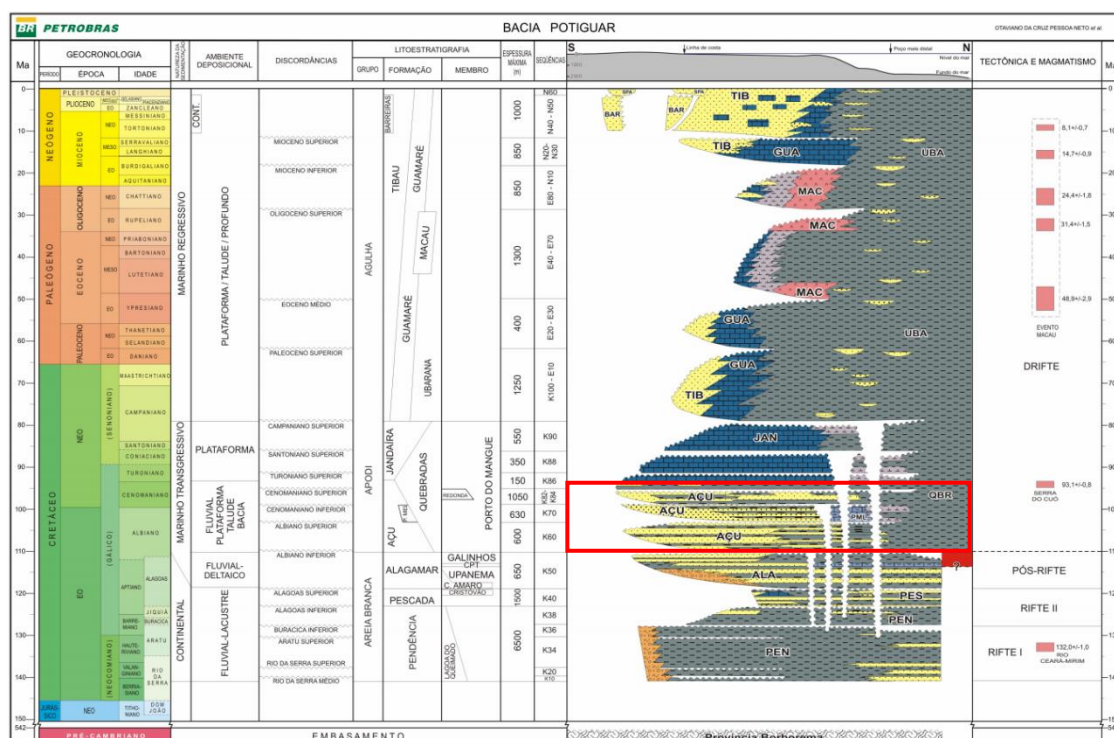


Figura 2.4 – Carta Cronoestratigráfica da bacia Potiguar com destaque para a formação Açú assinalada no retângulo vermelho (Pessoa Neto *et al.*, 2007).

O Grupo Areia Branca é constituído predominantemente por rochas sedimentares clásticas, compreendendo as formações Pendência, Pescada e Alagamar. A Formação Pendência ocorre nas porções emersa e submersa. É constituída de arenitos variando de médio a grosso intercalados com folhelhos e siltitos. A Formação Pescada é composta por arenito branco médio e arenito cinzento fino com intercalações de folhelho e siltito cinzento. A Formação Alagamar é subdividida em três membros (Mb. Upanema, Mb. Canto do Amaro e Mb. Galinhos) que são separados pelas camadas Ponta do Tubarão (CPT): O Membro Upanema, basal, é predominantemente arenoso com intercalação de arenito e folhelho, conglomerados também ocorrem na borda falhada da bacia. O Mb. Canto do Amaro corresponde predominantemente a conglomerados polimítico/oligomítico e arenito muito grosso a médio, depositados em sistemas de leques aluviais e fandelas, associados com sedimentação fluvial de granulometria grossa com forte controle tectônico. Ocorrem também intercalações de arenito médio a muito fino, capeados por siltito ou folhelho castanho-avermelhado a cinza claro/escuro (Pessoa Neto *et al.*, 2007). O Membro Galinhos é composto essencialmente por argilito, com folhelho cinza escuro e calcilutito creme. A CPT, por sua vez, é formada basicamente por folhelhos cinza escuro e calcilutitos creme.

O Grupo Apodi é constituído pelas formações Açú, Ponta do Mel, Quebradas e Jandaíra (Araripe & Feijó, 1994). Neste grupo há um aumento considerável de rochas

carbonáticas com relação ao anterior. A Formação Açu, objeto de estudo desse trabalho, é identificada pela presença de pacotes de arenito esbranquiçado médio a muito grosso com intercalações de folhelho e argilito verde claro e siltito castanho avermelhado. Vasconcelos *et al.*, (1990) subdividiram a Formação Açu em unidades de correlação. A ideia inicial era subdividir a formação em unidades cronoestratigráficas, no entanto, a pobre resolução bioestratigráfica destes sedimentos arenosos não propiciava elementos necessários a tal divisão. A década de 80 foi o auge de descobertas de campos importantes na Formação Açu e um dos intuitos desse trabalho foi compreender melhor essa unidade através de estudos faciológicos e ambientais.

O conhecimento da época pressupunha dois grandes ciclos transgressivos com uma base arenosa grossa e um topo argiloso. O ciclo inferior era assumido como equivalente a implantação e deposição da plataforma carbonática da Formação Ponta do Mel, e o superior correspondendo a deposição da plataforma terrígena do Membro Quebradas. Estes ciclos estão muito bem refletidos nos perfis de raio gama de diversos poços situados na área de Boa Vista-Serra do Carmo. Com base nas feições mais amplas dos perfis e nos contrastes entre si, os autores subdividiram o intervalo correspondente à Formação Açu em quatro seções ou "Unidades de Correlação" denominadas: Açu 1, Açu 2, Açu 3 e Açu 4 (Figura 2.5). Esta correlação não foi baseada na correspondência de pequenas feições ou de marcos com assinatura reconhecível, mas nas características diferenciadas de intervalos maiores. As principais ferramentas utilizadas pelos autores foram os perfis elétricos, radioativos e acústicos de poços exploratórios perfurados pela Petrobrás na Bacia Potiguar emersa, além de poços perfurados sob contrato de risco, e perfis litológicos de alguns poços de água para amarração nas áreas menos exploradas da bacia terrestre. Vasconcelos *et al.*, (1990) descreveram as características deposicionais, litológicas e geofísicas dessas unidades operacionais conforme descrito abaixo:

A unidade Açu 1 recobre discordantemente a Formação Alagamar nos grabens, já nas porções mais elevadas da Plataforma de Aracati e do Alto de Macau está em contato com o Embasamento. Seu limite superior se dá com a unidade Açu 2, de modo abrupto, não transicional na porção emersa, e assumido por correlação como a base da Formação Ponta do Mel na porção submersa. É caracterizada em perfil por uma atenuação do tempo de trânsito (velocidade mais alta), também refletida no perfil densidade como uma seção mais fechada que a sobrejacente. Nos perfis de resistividade, verifica-se um decréscimo dos valores das leituras mais profundas (ILD) e aumento de valor das leituras mais rasas (ILM), tendendo as curvas a se aproximarem. O perfil de potencial espontâneo 'SP' reflete o decréscimo da

resistividade com deflexão mais pobre e valores mais baixos que a seção sobrejacente. O perfil ‘raio gama’ apresenta valores baixos com as leituras mais uniformes em relação à unidade superior. Litologicamente esta unidade está representada por arenitos grossos e argilosos, praticamente não aparecendo siltitos, argilitos ou folhelhos nas amostras de calha. Isto, associado ao raio gama sugere um ambiente pouco seletivo, não separando psamitos de pelitos. Os perfis de resistividade refletem uma baixa permeabilidade destes sedimentos, possivelmente devido à matriz argilosa.

Na unidade Açú 2 o contato inferior é abrupto e possivelmente discordante com a unidade Açú 1, na porção submersa este contato é transicional (base da Formação Ponta do Mel). O contato superior com a unidade Açú 3 é abrupto, não coincidindo necessariamente com o topo da Formação Ponta do Mel na porção submersa. A característica mais marcante desta unidade está no perfil de raio gama que mostra uma base arenosa com afinamento para cima e intercalações argilosas mais frequentes em direção ao topo. O perfil ‘SP’ também reflete essa variação vertical de argilosidade com deflexões mais proeminentes na base. Nos arenitos, a resistividade tem valores altos, acima de 10 Ohms.m, refletindo a água doce, decrescendo para o topo. Nos pelitos, as leituras são sensivelmente mais baixas, inferiores a 5 Ohms.m. O tempo de trânsito apresenta padrão serrilhado nas intercalações argilosas e valores mais uniformes nos arenitos. Litologicamente engloba arenitos grossos a finos, siltitos e argilitos/folhelhos, além dos calcarenitos e calcilutitos da Formação Ponta do Mel intercalados com esta unidade. A porção basal da unidade é, em geral, mais arenosa e grossa, correspondendo à deposição de um sistema fluvial entrelaçado. Os corpos arenosos são mais espessos na base, diminuindo de espessura para o topo. Este afinamento coincide com um incremento de intercalações argilosas, refletindo a mudança para um sistema fluvial meandrante. Os folhelhos são, em geral, pouco desenvolvidos e apresentam significativa variação lateral de espessura e faciológica, gradando a siltitos argilosos. Os perfis de porosidade mostram gradientes distintos em relação às unidades inferior e superior, permitindo individualizá-la. Muitas vezes esta unidade apresenta valores de porosidade mais altos que as outras, porém em certas áreas como Macau, a unidade superior é mais porosa que a unidade Açú 2. O topo desta unidade é marcado ao fim do ciclo transgressivo, bem evidenciado no perfil de raio gama, ajustado com esta quebra de porosidade.

Na unidade Açú 3 o contato basal é com a unidade Açú 2, abrupto na maior parte da bacia e discordante com o Embasamento na Plataforma Leste, além dos limites da unidade anterior. O contato superior se dá com a unidade Açú 4 equivalendo a um marco regional bem definido na área de Carnaubais e Macau e possível de ser mapeado no restante da bacia. A

principal característica desta unidade é o aumento da argilosidade para o topo, refletida em todos os perfis. O tempo de trânsito apresenta um padrão serrilhado. O raio gama aumenta para o topo com quebra na base, onde fica mais limpo que a unidade subjacente. Os perfis de porosidade têm gradiente distinto das demais unidades, tanto podendo estar mais fechada como mais porosa que a unidade Açu 2. A resistividade reflete a argilosidade sendo mais alta nos arenitos permeáveis. A semelhança das características de perfis com a unidade Açu 2 reflete uma similaridade dos ambientes deposicionais. A quebra do raio gama reflete uma retomada da deposição do sistema fluvial entrelaçado em função de uma variação do nível do mar ou uma reativação tectônica. Litologicamente compreende arenitos grosseiros a finos, siltitos e argilitos/folhelhos. Os arenitos são mais espessos e grossos na base diminuindo para o topo. Para leste a seção é mais arenosa. Os testemunhos indicam sistema fluvial entrelaçado a meandrante, com características macroscópicas semelhantes às da unidade Açu 2.

A unidade Açu 4 corresponde a porção superior da Formação Açu. Sua base é marcada numa quebra de porosidade mostrando-se mais porosos em relação aos da unidade Açu 3. O topo foi marcado nos primeiros calcários a partir de onde o pacote torna-se essencialmente carbonático (Formação Jandaíra). Esta unidade apresenta uma feição de "barriga" nos perfis raio gama, sônico e resistividade. O raio gama mostra valores bastante elevados em toda seção. No perfil de resistividade as leituras são bastante baixas, enquanto o sônico apresenta valores de tempo de trânsito elevados. De uma maneira geral verifica-se, em relação às seções acima e abaixo, uma diminuição da resistividade, um aumento do raio gama e do tempo de trânsito, enquanto as leituras do perfil de densidade diminuem. Litologicamente, abrange argilitos, folhelhos, siltitos, arenitos muito finos a médios e eventuais calcilutitos e margas dolomitizados. O ambiente de deposição, de acordo com testemunhos dos campos de Mossoró, Canto do Amaro, Redonda e Estreito, abrange fácies estuarinas a marinhas rasas, com desenvolvimento de ilhas de barreira cortadas por canais de maré com laguna na retaguarda. Em testemunhos dos campos de Estreito e Baixa do Algodão e em afloramento na área de Apodi, são observadas fácies fluviais.

A Formação Ponta do Mel foi primeiramente definida por Tibana & Terra (1981) que inseriu esta formação na coluna da Bacia Potiguar. É composta por calcarenito creme oolítico, doloespatito castanho claro e calcilutito branco intercalado com camadas de folhelho verde-claro. A Formação Quebradas é composta por arenito cinza-claro fino, folhelho e siltito cinza-esverdeado. Já a Formação Jandaíra corresponde à uma seção carbonática de alta energia sobreposta à Formação Açu (Sampaio & Schaller, 1968). É composta por calcarenito com bioclastos de moluscos, algas verdes, briozoários e equinóides, calcarenito e miliolídeos,

calcilutito bioclástico e calcilutitos birds eyes. O contato inferior dessa formação é concordante com a Formação Açu ou com a Formação Quebradas.

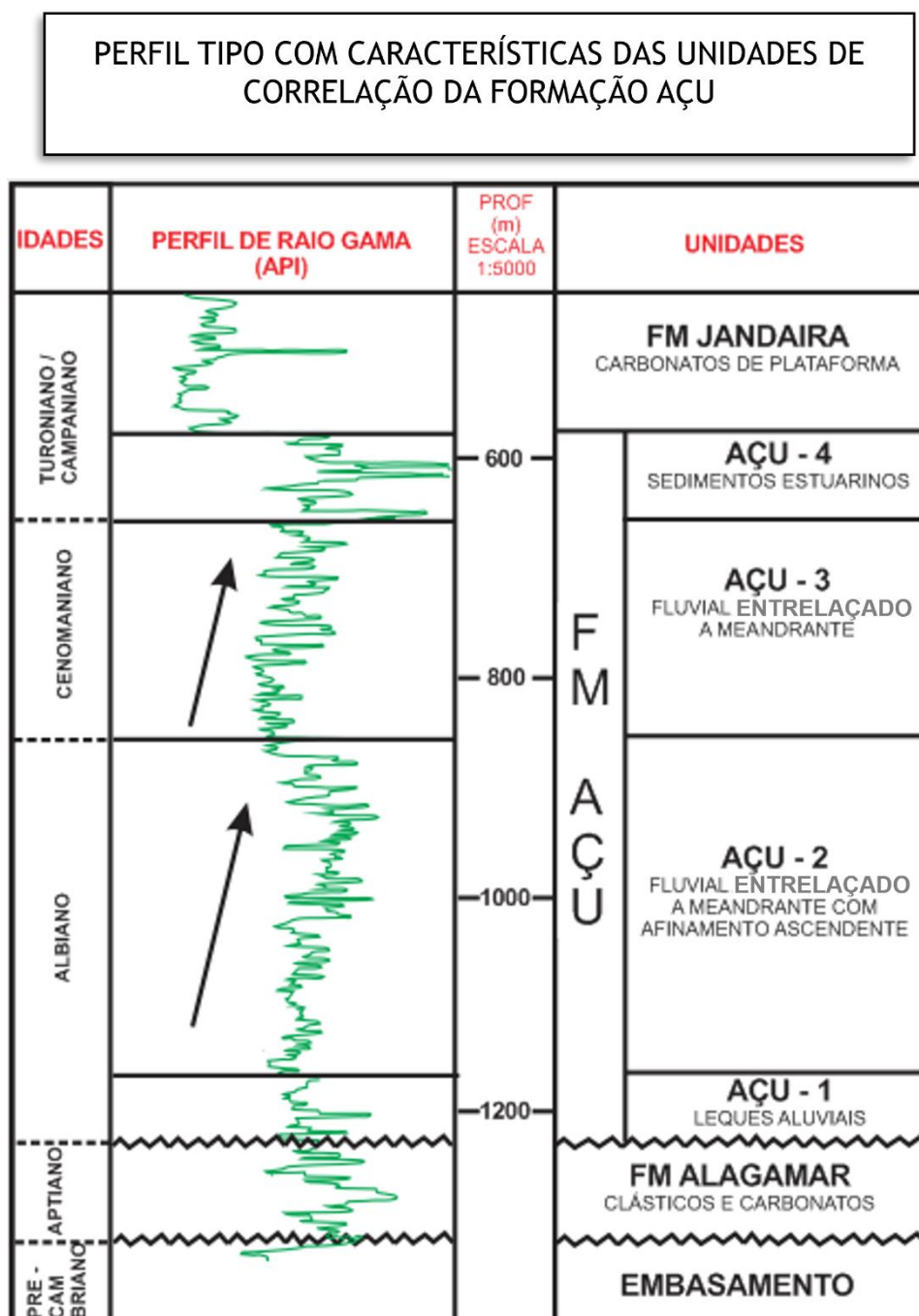


Figura 2.5 - Unidades de correlação formação Açu. Modificada de Vasconcelos *et al.*, (1990).

O Grupo Agulha engloba as Formações Tibau, Guamaré, Ubarana e Barreiras, formadas por rochas clásticas e carbonáticas de alta e baixa energia. A Formação Tibau é composta por arenito grosso a conglomerático, interdigitado lateralmente com as formações Guamaré e Barreiras. Apresenta contato inferior discordante com a Formação Jandaíra. O seu

ambiente deposicional é interpretado como de leques costeiros. A Formação Guamaré corresponde a uma sequência carbonática entre as formações Tibau e Ubarana, composta de calcarenito creme-acastanhado, bioclástico com intercalações de calcilito, folhelho e arenito fino esbranquiçado a siltito-acastanhado. A Formação Ubarana é composta por uma espessa seção de folhelho e argilito cinzento intercalado por camadas relativamente delgadas de arenito grosso. A Formação Barreiras é composta por conglomerados e arenitos ferruginosos friáveis, de cor avermelhada e esbranquiçada, com matriz caolínica e abundantes concreções lateríticas, que representam depósitos de sistemas aluviais, fluviais e costeiros.

Por fim, são três os eventos magmáticos identificados na Bacia Potiguar: Rio Ceara Mirim, Cuó e Macau (Pessoa Neto *et al.*, 2007). O evento magmático conhecido como Formação Rio Ceará Mirim ocorre na forma de diques de diabásio com forte orientação E-W no embasamento adjacente à borda sul da Bacia Potiguar. Este enxame de diques está relacionado à gênese do rifte, datado com base nos dados $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$, com pulso em $132,2 \pm 1$ Ma. A ocorrência de rochas vulcanoclásticas intercaladas aos sedimentos da porção basal da Formação Pendência, na porção emersa da bacia, também é correlacionada com este evento. O evento Serra do Cuó ocorre na forma de derrames de basalto com tendência alcalina, apresentam idades radiométricas (Ar-Ar) com idade de $93,1 \pm 0,8$ Ma (Souza *et al.*, 2004). O evento magmático Macau ocorre intercalado aos sedimentos da sequência regressiva e no embasamento adjacente à bacia, sendo datados pulsos no Eoceno/Oligoceno com idades distribuídas entre 70-65 e 9-6 Ma, com picos entre $48,9 \pm 2,9$ e $31,4 \pm 1,5$ Ma.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Introdução

Neste capítulo serão descritos os conceitos básicos, que incluem análises e ferramentas que foram empregadas neste trabalho. Serão apresentadas informações sobre pressão capilar em dados de rocha e sua relação com a qualidade permo-porosa dos reservatórios. Bem como, serão discutidos alguns dos principais perfis geofísicos usados na avaliação de formações, abordando a forma de aquisição e o significado de suas leituras.

3.2 Conceito de Pressão Capilar

A pressão capilar resulta de interações de forças atuando dentro e entre fluidos imiscíveis e seus sólidos delimitadores (Fanchi, 2006). Estas incluem forças coesivas (tensão superficial e interfacial) e forças adesivas (líquido-sólido). Quando as forças adesivas são maiores que as forças coesivas, diz-se que o fluido é a fase molhante. Quando as forças coesivas excedem as forças adesivas, o fluido é a fase não molhante. A molhabilidade é a capacidade que um fluido tem de molhar a superfície dos grãos da rocha, ela é descrita pelo ângulo de contato (θ), que é o ângulo entre o sólido e a interface fluido-fluido, medido a partir do fluido mais denso (Figura 3.1) (Fanchi, 2006). A molhabilidade de um fluido pode ser controlada variando as propriedades da superfície capilar (por exemplo, rugosidade, hidrofilicidade). No entanto, para rochas siliciclásticas em sistemas óleo-água, a água é normalmente a fase molhante, enquanto que em sistemas de gás-óleo, o óleo se torna a fase molhante. Independentemente do sistema, uma diferença de pressão surge na interface curva resultante entre os dois fluidos (Tiab *et al.*, 2004).

a		Ângulo de Contato (medido no mais denso)	Molhabilidade
		0-75°	Água
b		75°-105°	Neutra
		105°-180°	Óleo

Figura 3.1 – Relação entre ângulo de contato e tipo de fluido molhante da superfície do grão. Em (a) a rocha é molhável a água e; em (b) a rocha é molhável a óleo. (Fonte: Modificado de AAPG Wiki/Capillary_pressure).

O conceito de molhabilidade é importante, pois impacta diversos parâmetros petrofísicos que são usados para quantificar uma reserva de petróleo (Anderson, 1986a & Anderson, 1986f). Cálculo da saturação de fluidos, volume de óleo residual, permeabilidade relativa e fator de recuperação, dentre outros, são exemplos de parâmetros que dependem da molhabilidade da rocha (Donaldson, *et al.*, 1969). Onde uma rocha reservatório apresenta molhabilidade a água, a água forma uma fina película sobre a superfície dos grãos, ocupando assim as bordas do sistema de poros maiores e preenchendo os poros menores onde fica presa por capilaridade. Neste caso, o hidrocarboneto (óleo ou gás) ocupará o volume remanescente, mais central, do sistema poroso. Por outro lado, em um reservatório molhável a óleo, é o óleo que ocupa os poros menores, o que aumenta a saturação de óleo residual presa à rocha (Anderson, 1986a). De modo geral, a maioria dos reservatórios encontram-se molháveis à água antes do início da migração do óleo, isso porque suas principais fases minerais como quartzo, calcita e dolomita são todas molhadas à água antes do contato com o óleo (Abdallah *et al.*, 2007). Após a migração do óleo os arenitos tendem a permanecer molháveis à água, enquanto as rochas carbonáticas, mais susceptíveis a alterações químicas do ambiente deposicional, costumam inverter em parte sua molhabilidade, apresentando assim uma molhabilidade mista, com uma maior tendência de molhabilidade a óleo (Treiber *et al.*, 1972).

O experimento do tubo capilar ajuda a entender melhor essa influência da molhabilidade no conceito de pressão capilar. Se a extremidade de um tubo capilar estreito é colocada em um fluido molhante, as forças adesivas sugam o fluido para dentro do tubo (Figura 3.2). A fase molhante sobe no capilar acima da interface original ou da superfície livre até que as forças adesivas e gravitacionais estejam equilibradas. Como os fluidos molhantes e não molhantes possuem diferentes densidades, eles também têm diferentes gradientes de pressão (Figura 3.2). A pressão capilar (P_c) pode ser definida como a diferença de pressão entre os fluidos não molhantes (p_{nm}) e molhantes (p_m) através do menisco no tubo capilar ($P_c = P_{nm} - P_m$). Esta pressão resulta do contraste nos gradientes de pressão causados pelas diferentes densidades das fases não molhante (p_{nm}) e molhante (p_m). Dito de outra forma, a pressão capilar é a quantidade de pressão extra, necessária para forçar a fase molhante (água) a deslocar a fase não molhante (ar) no capilar (AAPG Wiki/Capillary_pressure). A pressão capilar pode ser calculada ainda em função da força descendente relacionada à diferença de densidade entre os fluidos molhante e não molhante (Equação 3.1) ou, em função da força ascendente que depende da tensão interfacial entre os dois fluidos e o raio do capilar (Equação 3.2) (Fanchi, 2006; Tiab *et al.*, 2004).

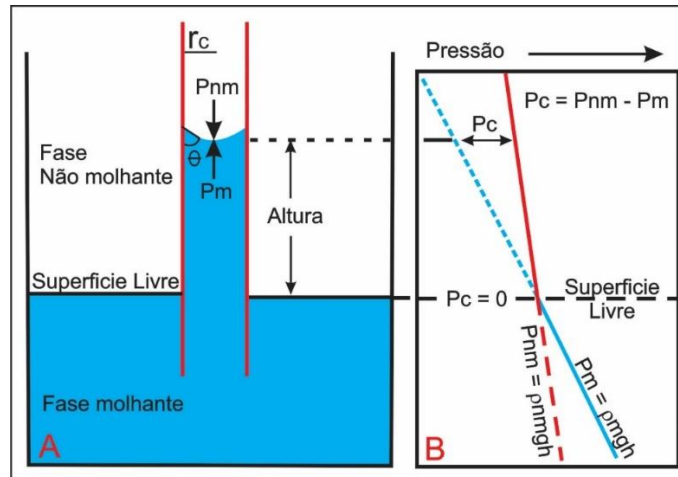


Figura 3.2 – Experimento do tubo capilar para explicar o balanço de forças entre os fluidos molhantes e não molhantes semelhante como ocorrem em acumulações de hidrocarbonetos, sendo o raio do tubo capilar um análogo ao raio de garganta de poro da rocha reservatório. (Fonte: Modificado de AAPG Wiki/Capillary_pressure).

$$P_c = (\rho_m - \rho_{nm})gh \quad \text{equação 3.1}$$

$$P_c = \frac{2\gamma * \cos \theta}{r_c} \quad \text{equação 3.2}$$

Onde:

P_c = Pressão capilar;

ρ_m = Densidade do fluido molhante

ρ_{nm} = Densidade do não molhante fluido molhante

g = Constante gravitacional

h = Altura cima da superfície livre

γ = Tensão interfacial

θ = Ângulo de contato entre os fluidos e o tubo capilar

r_c = Raio do capilar

3.2.1 Métodos de Análise de Pressão Capilar

A pressão capilar do reservatório pode ser medida usando os seguintes métodos de análises:

- ✓ Método da placa porosa (membrana) ou de centrifugação, que usa o sistema hidrocarboneto-água da formação ou simulado do reservatório para aproximar as propriedades molhantes;

- ✓ Injeção de mercúrio, que simula as características molhantes pré-migração do óleo para o reservatório.

Dos métodos de análises citados acima, o de injeção de mercúrio é recomendado para avaliar as distribuições estáticas iniciais dos fluidos do reservatório antes da produção, porque essas distribuições são tipicamente controladas pelas características molhantes pré-migração do hidrocarboneto. Esse método também é normalmente usado para entender a relação entre a pressão capilar e a estrutura porosa da amostra (Schowalter, 1979).

A injeção de mercúrio é favorecida porque sua análise é mais simples, mais barata e menos demorada, do que os métodos de placa porosa e centrífuga. Além disso, a injeção de mercúrio pode ser realizada em fragmentos ou amostras laterais, e seus dados de pressão capilar também podem ser convertidos para o sistema de fluido do reservatório (Schowalter, 1979; Vavra *et al.*, 1992). Embora a aplicação desse método envolva uma série de suposições sobre a molhabilidade, e os efeitos de limpeza e extração do plug sejam amplamente ignorados, os benefícios de custo e tempo normalmente favorecem a injeção de mercúrio.

Os dados da pressão capilar de injeção de mercúrio, como o próprio nome diz, são obtidos pela injeção de mercúrio em um plug limpo, onde foram extraídos os seus fluidos originais. As amostras são colocadas em confinamento a vácuo para evitar a influência da pressão externa durante o processo. Em seguida, são impostas pressões crescentes à fase não molhante, medindo-se, para cada pressão, o volume de mercúrio injetado no meio poroso (Figura 3.3). Utilizando o modelo de pressão capilar de um meio poroso com geometria de poros cilíndricas, é possível estimar a distribuição do raio de garganta de poro efetivo da amostra de rocha, ou, mais precisamente, a fração do volume poroso acessível por cada classe de raio de garganta de poros (Equação 3.2). A pressão é então plotada contra a saturação de mercúrio, resultando na curva de injeção que também é chamada de curva de drenagem, isso porque a fase molhante está sendo drenada da amostra. Nesse teste de injeção o mercúrio desloca o ar, analogamente à injeção de óleo deslocando água como ocorre nos outros testes (Figura 3.4) e na sua migração para o reservatório.

A importância da pressão capilar em estudos de reservatório se dá porque em muitos deles o seu sistema permo-poroso pode ser aproximado por um feixe de tubos capilares, sendo a água de formação a fase molhante e os hidrocarbonetos a fase não molhante. À medida que os hidrocarbonetos começam a migrar para a rocha reservatório, deslocando a água dos poros, eles entram primeiro nos poros com gargantas maiores (capilares), deixando a fase molhante (água) nos poros com raio de gargantas menores ou em pequenos recantos e fendas (superfície

rugosidade). Uma vez que a coluna de hidrocarbonetos na acumulação vai aumentando, a altura acima da superfície onde $P_c = 0$, chamada de nível de água livre (FWL), torna-se maior e a pressão capilar no topo da acumulação aumenta, permitindo que os hidrocarbonetos entrem nos poros com gargantas de poros cada vez menores (Schowalter, 1979).



Figura 3.3 – Equipamentos utilizados nas análises de pressão capilar por injeção de mercúrio (modificado de McPhee *et al.*, 2015).

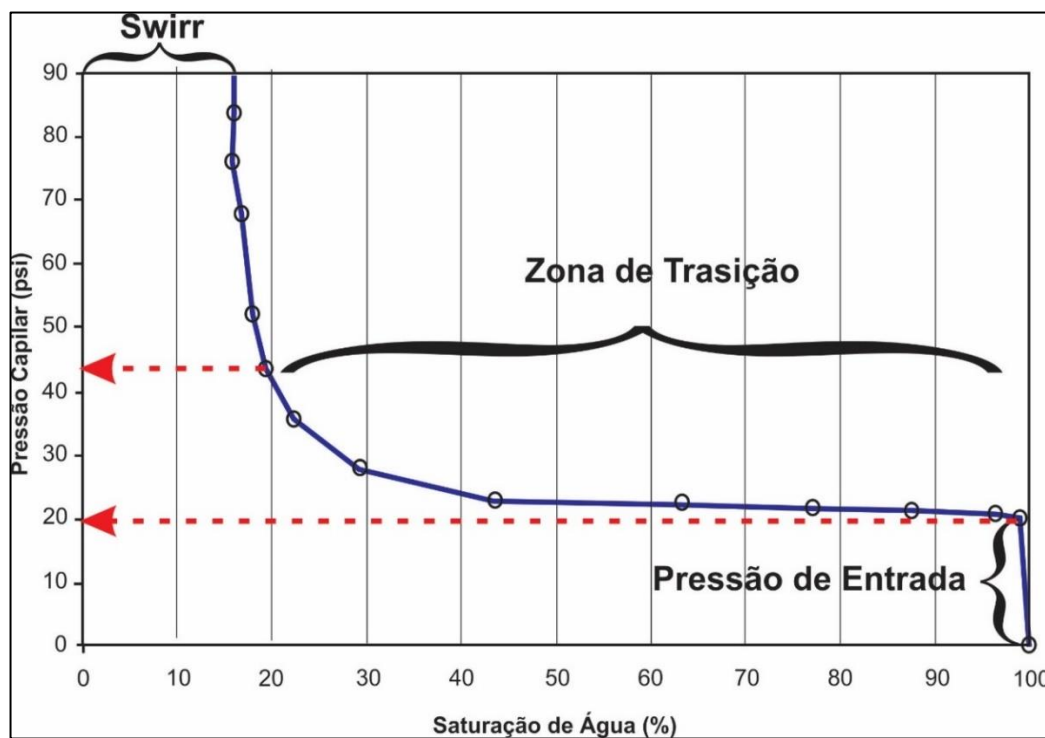


Figura 3.4 – Exemplo de curva de pressão capilar obtida pelo teste de injeção de mercúrio em amostra de rocha.

A forma da curva de pressão capilar para determinada amostra corresponde a uma assinatura da sua estrutura porosa daquela rocha. Variações nos parâmetros que caracterizam essa curva, como pressão de entrada, zona de transição e saturação de água irreduzível (SW_{irr}) refletem diferentes geometrias porosas, tamanhos de garganta de poros e qualidade de reservatórios. As rochas com maiores permeabilidades têm curvas de pressão capilar que se caracterizam por menores pressões de entrada em função de possuírem maiores gargantas de poros, menor saturação de água irreduzível face aos maiores tamanho de poros e pequena zona de transição devido a uma melhor seleção das gargantas de poros. Por outro lado, a piora na qualidade do reservatório é refletida em maiores pressões de entrada, maiores saturações de água irreduzível e altura da zona de transição presentes na curva de injeção (Figura 3.5).

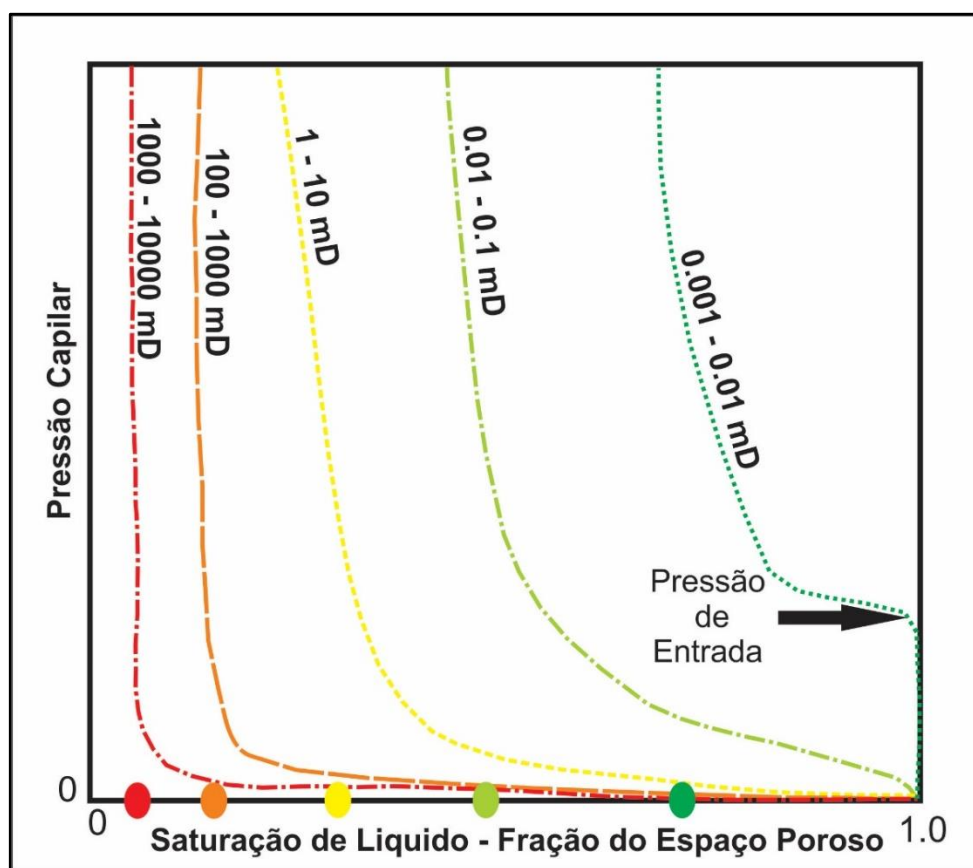


Figura 3.5 – Variações dos parâmetros das curvas de pressão capilar em função da qualidade dos reservatórios. Os círculos coloridos no eixo x correspondem as medidas de SW_{irr} para cada curva de pressão capilar correspondente. Note que quanto pior a qualidade do reservatório, maiores são os valores de pressão de entrada, SW_{irr} e zona de transição (Modificado de Najurieta *et al.*, 2001).

Os conceitos de pressão capilar podem ser usados por geólogos, petrofísicos e engenheiros de petróleo para obter diversas informações (Vavra *et al.*, 1992; Katz & Thompson, 1986; Sneider & Bolger, 1993), tais como:

- Qualidade da rocha reservatório;
- *Cut-offs - pay versus não pay*;
- Cálculo de saturação de água
- Capacidade de selo (espessura da coluna de hidrocarboneto que um selo pode reter antes de vaziar);
- Profundidade dos contatos dos fluidos no reservatório;
- Espessura da zona de transição;
- Uma aproximação da eficiência de recuperação durante a recuperação primária ou secundária.

3.3 Conceito de Unidades de Fluxo

Geólogos, geofísicos e petrofísicos que trabalham em gerenciamento de campos de petróleo a muito reconheceram a necessidade de subdividir o reservatório produtor em unidades geológicas/petrofísicas, que permitam individualizar e formalizar suas descrições das rochas produtoras em diferentes contêineres de armazenamento e fluxo de fluidos. Uma unidade de fluxo pode ser definida como uma porção mapeável do reservatório total dentro da qual as propriedades petrofísicas que afetam o fluxo de fluido são consistentes e previsivelmente diferentes das propriedades de outros volumes de rocha do reservatório (modificado de Ebanks, 1987). Segundo Ebanks *et al.*, (1993) as unidades de fluxo têm as seguintes características em comum:

1. Uma unidade de fluxo é um volume específico de um reservatório que pode ser formado por uma ou mais litologias/fácies que apresenta a mesma qualidade de reservatório.

As unidades de fluxo são internamente consistentes, mas não necessariamente homogêneas, em termos de propriedades geológicas e/ou petrofísicas. Elas podem conter mais de uma litologia com qualidade de reservatório e podem incluir fácies características de não reservatório, como folhelhos e camadas cimentadas. As propriedades petrofísicas das unidades de fluxo podem ter correspondência com as das litofácies definidas geologicamente. No entanto, as semelhanças petrofísicas entre diferentes litofácies podem indicar que essas

devem ser agrupadas em única unidade de fluxo se forem contíguas. Alternativamente, as dissimilaridades dentro de uma litofácies geologicamente definida, podem ditar que a subdivisão de uma única litofácies em várias unidades de fluxo é necessária. Um zoneamento de unidade de fluxo difere a princípio de um zoneamento de litofácies, porque integra dados geológicos, petrofísico e de produção com o objetivo final de descrever caminhos de fluxo de fluido no reservatório, e não a distribuição de litologias deposicionalmente distintas.

2. Uma unidade de fluxo é correlativa e mapeável na escala entre poços.

Como as unidades de fluxo são elementos determinísticos em uma descrição de reservatório, elas devem ser de uma escala que seja correlativa e mapeável em relação ao espaçamento dos poços. As unidades de fluxo devem ser contínuas em escala entre poços, mas não precisam se estender por todo o reservatório. Como algumas partes do reservatório podem ser drenadas de forma eficiente apenas em espaçamento de poços mais próximos, a definição de algumas unidades de fluxo pode mudar com o adensamento da malha de perfuração e mudanças no mecanismo de produção (como o início de injeção de água/vapor) durante a vida do campo.

3. Um zoneamento de unidades de fluxo é reconhecível em registro de perfis de poços.

A capacidade de mapeamento na subsuperfície requer que as unidades de fluxo sejam reconhecíveis em registros de perfis geofísicos de poços. As unidades de fluxo reconhecíveis exclusivamente no testemunho de rochas são úteis apenas se todos os poços tiverem sido testemunhados. Algum método deve ser encontrado para converter um zoneamento de unidade de fluxo com base em dados de análises de testemunho, para um zoneamento com base no conjunto de registro de perfis geofísicos de poços disponíveis em um reservatório específico.

4. Uma unidade de fluxo pode estar em comunicação com outras unidades de fluxo.

As unidades de fluxo podem estar em comunicação umas com as outras através de seus limites, tanto em termos de pressão quanto na capacidade dos fluidos de se moverem verticalmente e lateralmente. Entretanto, também podem ocorrerem completamente isoladas umas das outras, através de barreiras de permeabilidade. O requisito fundamental da

delineação da unidade de fluxo é que os volumes do reservatório em que as propriedades que afetam o fluxo de fluido diferem, sejam distinguidos de forma consistente. Além disso, a extensão desses volumes deve ser definida na subsuperfície, dependendo predominantemente de perfis a cabo em espaçamento de poços existentes.

Como já mencionado, a divisão de um reservatório em unidades de fluxo requer uma integração de dados estratigráficos, sedimentológicos, estruturais, petrofísicos e de produção. A figura 3.6 exemplifica o emprego de alguns desses dados na caracterização de unidades de fluxo.

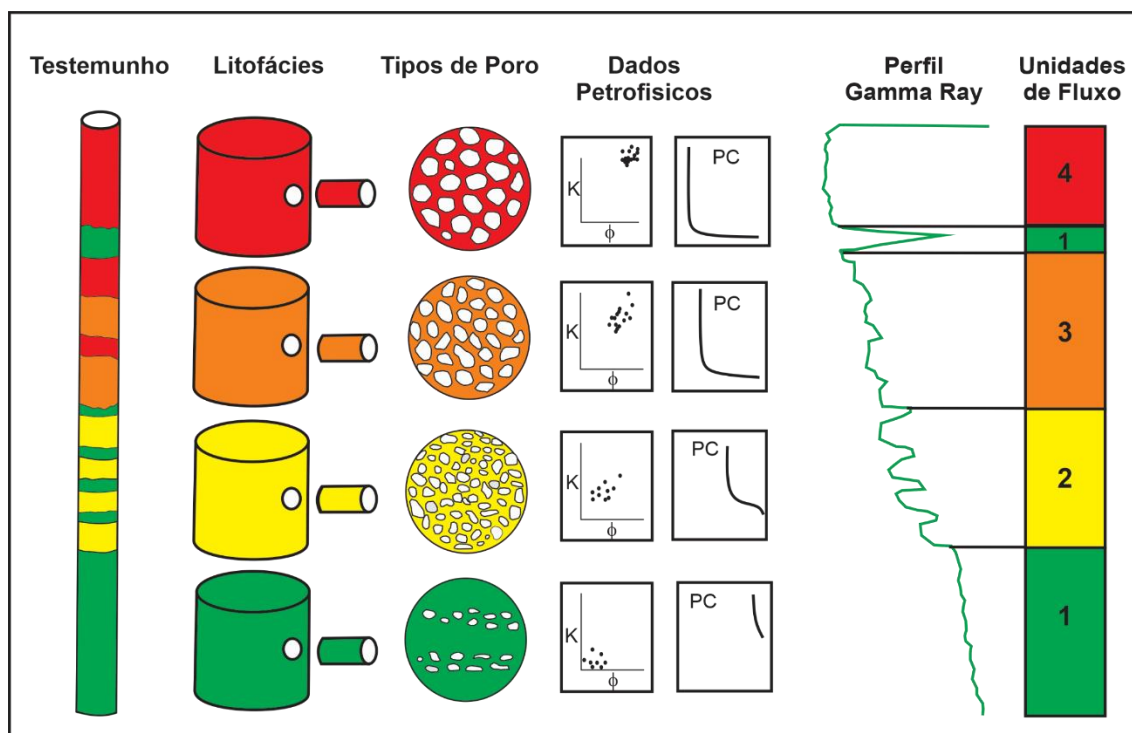


Figura 3.6 – Principais tipos de dados geológicos e petrofísicos aplicados ao zoneamento da unidade de fluxo de um poço. (Modificado de Ebanks *et al.*, 1993).

3.4 Aquisição de Perfis Geofísicos

Durante a perfuração de um poço de petróleo são adquiridas informações relevantes para a sua avaliação. A partir dessas informações é possível construir o que é chamado de PAG – Perfil de Acompanhamento Geológico, que é um croqui esquemático na escala de 1:1000, que reúne informações geológicas e geofísicas das rochas perfuradas e de engenharia de poço. Os dados geológicos consistem na descrição de litologias e indícios de hidrocarbonetos, constatação de topos previstos de formações geológicas e etc. As

informações de engenharia consistem no tipo de fluido de perfuração usado, profundidade de entrada e diâmetro das brocas, descida de revestimentos, dentre outros.

Após a conclusão da perfuração do poço é quando são adquiridas as principais informações geofísicas, através da operação de perfilagem. A perfilagem é uma operação que consiste na descida de ferramentas especiais através de um cabo de aço, ligado a um caminhão de perfilagem, e que realizam o registro contínuo das propriedades físicas das rochas ao longo do poço (Figura 3.7). Existem vários tipos de perfis geofísicos que medem diferentes propriedades físicas das rochas. Esses perfis, quando interpretados em conjunto, fornecem desde informações geológicas qualitativas, como: definição estratigráfica, identificação de litologia, correlação geológica, identificação de fluidos, identificação de fraturas e qualidade do reservatório. Além destas últimas, é possível extrair também informações quantitativas, a saber: porosidade total e efetiva, saturação de hidrocarboneto, espessura vertical da coluna de hidrocarboneto, volume de argila e etc.

Para a interpretação dos perfis geofísicos é importante saber que suas leituras são comumente afetadas pela dinâmica do ambiente de perfilagem, o qual é formado por zonas radiais a partir da parede do poço, e que se caracterizam pela mistura dos fluidos usados no processo de perfuração com os fluidos originais da formação (Figura 3.8). A depender da profundidade de investigação de cada perfil, eles serão mais ou menos influenciados pelas características dessas diferentes zonas (Figura 3.9).

3.4.1 Tipos de Perfis Geofísicos

Os principais tipos de perfis básicos que são adquiridos para a avaliação de poços de petróleo e que estavam disponíveis para esses estudo são: raios gama (litológico), densidade (densidade da formação), neutrão (porosidade), sônico (tempo de trânsito - vagarosidade) e indução (resistividade). No presente trabalho, esses perfis geofísicos foram usados não só para calcular parâmetros petrofísicos de rocha como já mencionado anteriormente, mais também, para realizar o *upscale* da escala de plug para a de poço, bem como, realizar a distribuição das unidades de fluxo, inicialmente obtidas a partir de dados de petrofísica básica de rocha de poços testemunhados para os poços não testemunhados. A seguir serão descritos de forma resumida o princípio de leitura e aplicação de cada um destes perfis mencionados acima.

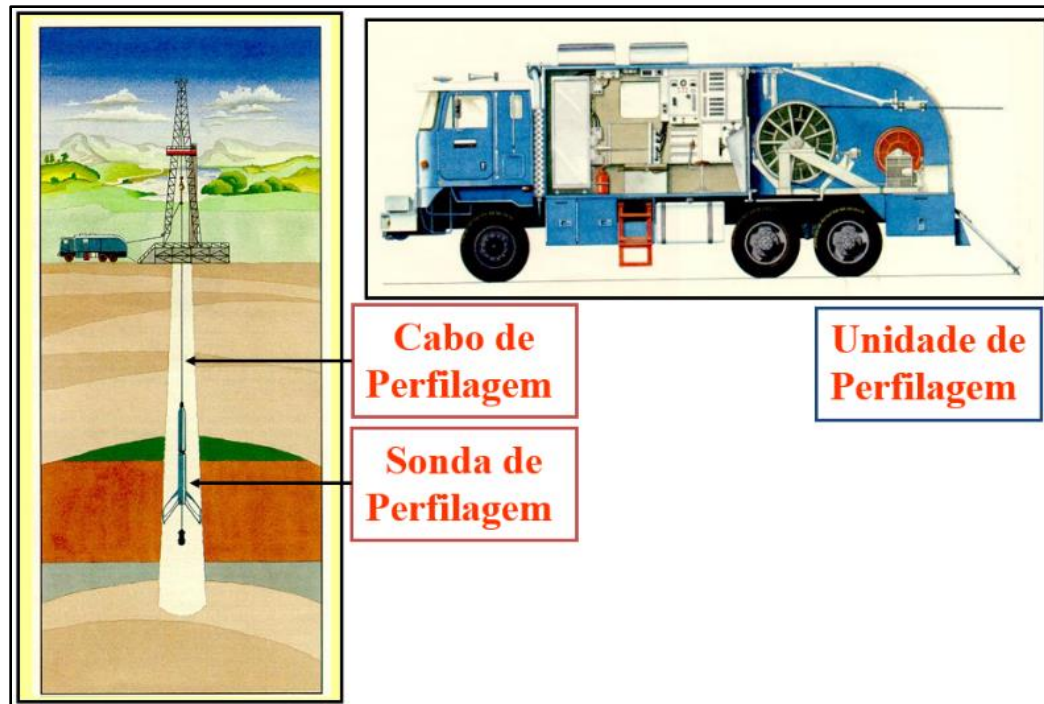


Figura 3.7 – Modelo esquemático da operação de perfilagem realizada após a perfuração de poços de petróleo. (Fonte: edisciplinas.usp.br, 2018; EBAH, 2015).

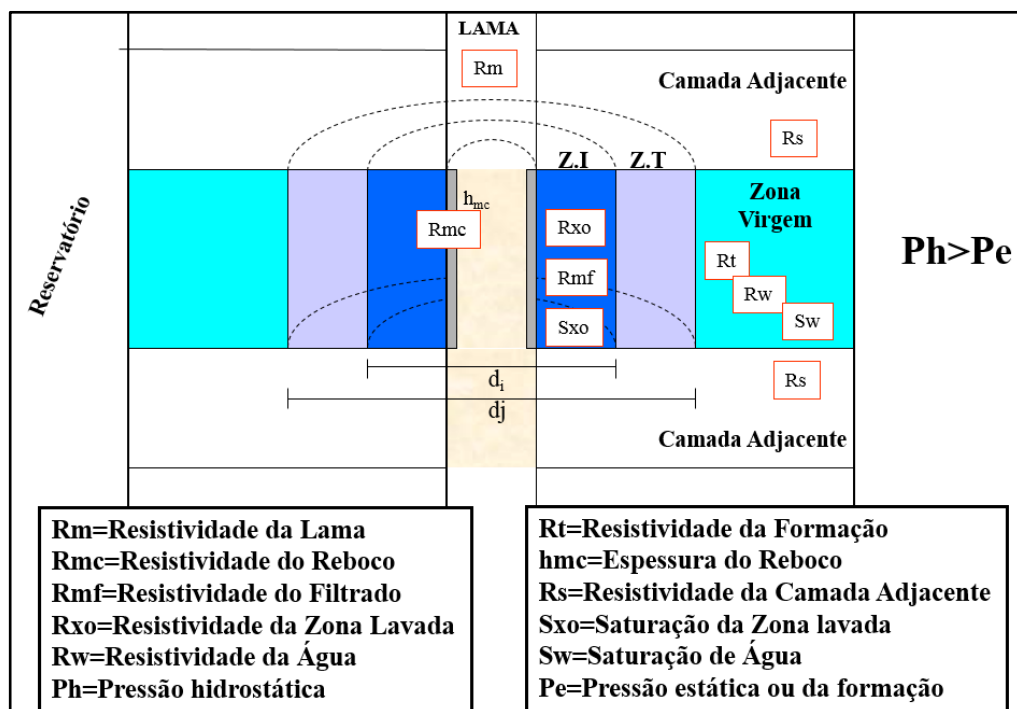


Figura 3.8 – Ambiente de perfilagem formado por zonas radiais que misturam os fluidos usados na perfuração com os fluidos originais da formação. ZI – Zona invadida onde predomina o fluido de perfuração nos poros da rocha, ZT – Zona de transição onde ocorre uma maior mistura entre o fluido de perfuração com o fluido da formação e a Zona virgem onde predomina o fluido original da formação. d_i – Diâmetro da zona invadida, d_j – Diâmetro da zona de transição (Fonte: edisciplinas.usp.br, 2018; EBAH, 2015).

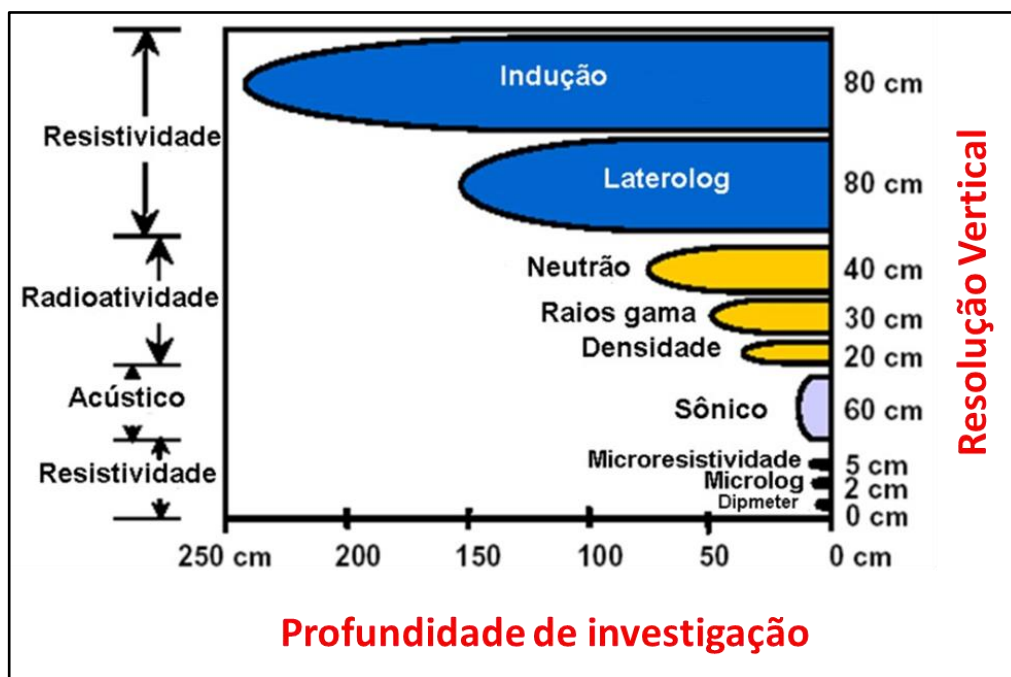


Figura 3.9 – Resolução vertical e diâmetro de investigação para a leitura de alguns perfis geofísicos (Fonte: edisciplinas.usp.br, 2018; EBAH, 2015).

3.4.1.1 Perfil de Raios Gama (curva GR)

O perfil de raios gama mede basicamente a radioatividade natural da rocha, sua unidade de medida é o grau API. Essa ferramenta utiliza cristais que emitem luz quando atingidos por um fóton. Os cristais mais comuns são de iodeto de sódio acoplado a um fotomultiplicador. O cristal converte toda ou parte da energia dos raios gamas para luz visível, que é convertido para pulsos elétricos e amplificados pelo fotomultiplicador. A sensibilidade do detector por cintilação é em função da forma e tamanho do cristal. A intensidade da cintilação emitida pelo cristal é diretamente proporcional à energia do fóton que o atingiu, deste modo, a altura de cada pulso é proporcional a intensidade da energia captada (Rider, 2002).

A radiação detectada é uma resposta basicamente do decaimento radioativo do núcleo de três elementos, Urânio, Tório e Potássio (Stevanato, 2011). A radiação depende do tipo de rocha, idade e ambiente deposicional (Nery, 1990; Asquith, 1999; Dewan, 1983). As rochas compostas por argilas são naturalmente mais radioativas entre as rochas sedimentares, face à habilidade em reter íons metálicos, entre eles o Urânio e o Tório (Rodrigues, 2007). Os folhelhos ricos em matéria orgânica apresentam altas radioatividades em função da capacidade dos microrganismos concentrarem elementos radioativos em seus corpos, retirando-os da água do mar. Além disto, os folhelhos têm grande capacidade de realizar

trocas iônicas com soluções intersticiais do meio ambiente onde foram depositados. Rochas reservatórios como arenitos e carbonato tendem a possuir valores de raios gama baixos. Algumas exceções são arenitos radioativos, arenitos arcosianos e sais de potássio. O raio gama é aplicado principalmente na correlação entre poços, definição de litologias, indicador de argilosidade (Vsh) e definição mineralógica com o perfil espectral. A figura 3.10 exemplifica relativamente valores de leituras de raios gama para alguns tipos de litologias.

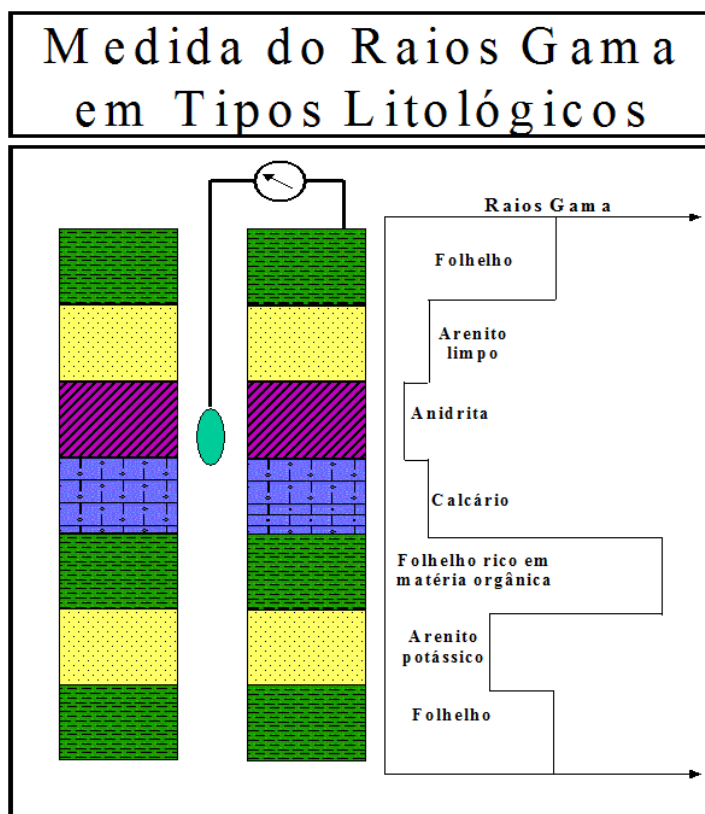


Figura 3.10 - Exemplo relativos de valores de leituras de raios gama para alguns tipos de litologias (Fonte: edisciplinas.usp.br, 2018; EBAH, 2015).

3.4.1.2 Perfil de Potencial Espontâneo (SP)

O perfil de potencial espontâneo mede basicamente a diferença de potencial entre dois eletrodos: um móvel dentro do poço e outro fixo, na superfície (Kearey *et al.*, 2009). A sua unidade de medida é o mV. Esse perfil responde basicamente à permeabilidade “iônica” da rocha, e à diferença de salinidade entre a água da formação (inclusive água irreduzível) e o fluido de perfuração (Nery, 2013; Dewan, 1983).

Quando a perfuração atinge uma camada permeável são estabelecidos potenciais gerados por dois processos básicos denominados potencial eletrocinético e potencial eletroquímico. O potencial eletrocinético ocorre em função do fluxo de um eletrólito (Rm)

através de um meio não condutivo (Reboco). O fluxo ocorre devido ao diferencial de pressão entre a coluna de lama e a formação. O potencial eletroquímico pode ser subdividido nos processos de membrana e junção de líquidos. O processo de membrana existe porque os folhelhos são conhecidos como membranas seletivas, e são permeáveis a certos íons, que neste caso é o Na^+ . O Na^+ se move através do folhelho da salinidade mais alta para a mais baixa salinidade. O processo de junção de líquidos ocorre quando soluções salinas com concentrações diferentes são colocadas em contato gerando um fluxo do íon Cl^- da solução mais salina para a menos salina (Gallas, 2005).

O perfil de potencial espontâneo pode ser aplicado para definição de camadas permeáveis (qualitativo), cálculo de resistividade da água de formação (R_w), determinação do volume de argila do reservatório (vcl), identificação de reservatórios formados por arenitos radioativos e correlação de formações.

3.4.1.3 Perfil de Densidade (RHOB)

O perfil de densidade, como o próprio nome menciona, mede a densidade total da formação, o que inclui o volume de sólidos correspondente à matriz da rocha e o fluido presente nos poros (Dewan, 1983). A ferramenta de densidade utiliza uma fonte de Cs^{137} vinculado ao nível de energia (662 KeV) para o qual essas ferramentas foram desenvolvidas. Com este nível de emissão de energia, associada a proteção de outra fonte (para absorver os raios gama menores que 120 keV e eliminar o efeito fotoelétrico), as interações ficam limitadas ao espectro do efeito Compton. O efeito Compton é a interação de um raio x com um elétron orbital onde parte da energia do raio x incidente é transferida como energia cinética para o elétron e o restante é cedida para o fóton espalhado, levando-se em consideração também a energia de ligação do elétron. O fóton espalhado terá uma energia menor e uma direção diferente da incidente. A ferramenta possui um detector de iodeto de sódio (NaI) que mede os raios gama espalhados. Dessa forma, quanto menos densa for a formação, maior a intensidade da radiação que chega no detector e vice-versa (Nery, 2013; Dewan, 1983). Para uma boa aquisição a ferramenta precisa correr acoplada à parede do poço, por isso possui um “braço” que a empurra contra a parede e que serve também como leitura do calibre do poço, fornecendo adicionalmente uma leitura de caliper. O parâmetro físico medido pela ferramenta é a densidade eletrônica, que está relacionada com a densidade total da formação pela equação 3.3. Como para a maioria dos elementos químicos temos a relação

de $2*(Z/A) = 1$ (tabela 3.1), a densidade eletrônica se torna aproximadamente igual a densidade total da formação.

$$\rho_e = 2 * \frac{Z}{A} * \rho_b \quad \text{equação 3.3}$$

Onde: ρ_e = Densidade eletrônica; Z = Número atômico; A = Número de massa; ρ_b = Densidade total da formação.

Tabela 3.1 – Valores para a constante $C=2*(Z/A)$ para os elementos químicos mais comuns das rochas sedimentares. (Schlumberger, 1985 *Apud* Nery, 2013).

Elemento	A	Z	$C = 2Z/A$
H	1,008	1	1,9841
C	12,001	6	0,9991
O	16,000	8	1,0000
Na	22,990	11	0,9569
Mg	24,320	12	0,9868
Al	26,980	13	0,9637
Si	28,090	14	0,9968
S	32,070	16	0,9978
Cl	35,460	17	0,9585
K	39,100	19	0,9719
Ca	40,080	20	0,9980

A partir do perfil de densidade é possível obter a porosidade da formação através da equação 3.4. O cálculo da porosidade pelo perfil de densidade depende do conhecimento de mais duas variáveis, a densidade da matriz (ρ_{ma}) e a densidade do fluido (ρ_f). A densidade de matriz pode ser obtida através de análise de laboratório em plugues de rocha retirados do reservatório. Caso não haja dados de laboratório, esse valor pode ser aproximado pela densidade do mineral que predomina na litologia do reservatório (Tabela 3.2).

Tabela 3.2 – Comparação entre as densidades de laboratório (ρ_{LAB}), eletrônica (ρ_e) e a registrada no perfil de Densidade (ρ_{perfil}) (Schlumberger, 1985 *Apud* Nery, 2013).

Componente	Fórmula	ρ_{LAB} (g/cm ³)	$\frac{2\sum Z's}{P.M.}$	$\rho_e = \frac{2Z}{A} \rho_{\text{LAB}}$	ρ_{perfil} (g/cm ³)
Quartzo	SiO ₂	2,654	0,9985	2,650	2,648
Calcita	CaCO ₃	2,710	0,9991	2,708	2,710
Dolomita	CaCO ₃ MgCO ₃	2,870	0,9977	2,863	2,876
Anidrita	CaSO ₄	2,960	0,9990	2,957	2,977
Silvita	KCl	1,984	0,9160	1,916	1,863
Halita	NaCl	2,165	2,0740	2,074	2,032
Gipsita	CaSO ₄ .2H ₂ O	2,320	1,0222	2,372	2,351
Água Doce	H ₂ O	1,000	1,1101	1,110	1,000
Água Salgada	200000 ppm	1,146	1,0797	1,237	1,135
Óleo	$n(\text{CH}_2)$	0,850	1,1407	0,970	0,850
Gás	C _{1,1} H _{4,2}	$\rho_{\text{gás}}$	1,2380	1,238($\rho_{\text{gás}}$)	1,325(ρ_{metano}) – 0,188

Então, por exemplo, é comum usar uma densidade de matriz de 2,65 g/cm³ que corresponde à densidade do mineral quartzo para arenitos, já em carbonatos uma boa aproximação é usar a densidade de matriz de 2,71 g/cm³, que corresponde à densidade da calcita. Já a densidade do fluido (ρ_f), depende do tipo de fluido de perfuração usado no poço. De modo que, se o fluido de perfuração for à base de água, usa-se uma densidade de fluido igual a 1 g/cm³, caso o fluido de perfuração seja a base óleo, usa-se uma densidade menor de 0,8 g/cm³.

Outra característica do perfil de densidade é sua profundidade de investigação rasa, onde sua leitura investiga um volume de 30 a 40 centímetros de espessura a partir da parede do poço. Em função disso, a leitura desse perfil é afetada não apenas pelo fluido de perfuração presente na zona invadida, como já mencionado, mais também, é bastante sensível a rugosidades e arrombamentos na parede do poço.

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{equação 3.4}$$

Onde: ρ_{ma} = Densidade matriz mineral; ρ_b = Densidade lida no perfil; ρ_f = Densidade do fluido de perfuração.

3.4.1.4 Perfil de Porosidade Neutrônica (NPHI)

O perfil de neutrão mede basicamente o índice de hidrogênio presente nos fluidos (Água, Óleo e Gás) e eventualmente o hidrogênio presente na estrutura química de alguns

minerais argilosos (Nery, 2013). Trata-se de um perfil de porosidade que é fornecido na escala de porcentagem. O princípio de aquisição ocorre da seguinte maneira: Pulsos de nêutrons são emitidos pela ferramenta através de uma fonte de amerício²⁴¹ berilo (^{Am241}Be) com energia de 1 a 10 MeV (normalmente 4-5 MeV) para a formação e passam a sofrer dispersão inelástica. A cada colisão dos nêutrons com o núcleo dos átomos parte da energia do nêutron é transferida. A partir de 10 eV o nêutron atinge o nível epitermal de energia e após algumas iterações são desacelerados até equilíbrio termal (0,025 eV). O hidrogênio é o maior responsável pela desaceleração dos nêutrons do estágio epitermal (seção de amortecimento) até o termal. No nível termal não há mais redução significativa de energia e por conta da seção de captura transversal dos elementos os nêutrons poderão ser absorvidos (Kearey *et al.*, 2009).

A ferramenta neutrônica termal que corre acoplada à parede do poço, possui dois detectores situados a 15 e 25 polegadas da fonte (38 e 63,5 cm). Esta disposição proporciona duas profundidades de investigação diferentes, sendo a porosidade neutrônica calculada pela razão entre as leituras do detector proximal e o detector distal da fonte (Equação 3.5). (Kearey *et al.*, 2009).

$$\varnothing \text{ Neutrão} = \frac{\text{Leitura do detector próximo}}{\text{Leitura do detector distante}} \quad \text{equação 3.5}$$

A ferramenta de neutrão apresenta valores de porosidade calibrados para a matriz carbonática, motivo pelo qual devem ser corrigidos no caso de rochas siliciclasticas, como os arenitos. O perfil de neutrão além de fornecer um valor de porosidade das rochas, também pode ser utilizado junto com o perfil de densidade como indicador de zonas com gás, cálculo do volume de folhelho (Vsh) e na correlação entre poços. Em função dessas aplicações, ambos os perfis de densidade e neutrão são, normalmente, apresentados juntos no mesmo track nos perfis de poços.

3.4.1.5 Perfil Sônico (DT)

O perfil sônico emite uma onda sonora que viaja pela formação e é detectada pelos receptores que registra a frente de onda. Os receptores medem o tempo de chegadas das ondas compressoriais (ondas P) e cisalhantes (Ondas S), além de outras formas de ondas (Serra, 1984). A ferramenta fornece então o tempo de trânsito (DT – onda compressional e DTS – onda cisalhante) dessas ondas ao longo do poço (Rodrigues, 2007). Através do registro da

onda compressional é possível estimar a porosidade de rochas reservatórios. Junto ao perfil sônico é colocado a integração do tempo de trânsito em milissegundos (TTI) no lado direito da escala de profundidade. As principais aplicações do perfil sônico além da porosidade são: correlação entre poços, correlação com a seção sísmica, determinação de litologia em associação com outros perfis e calibração de velocidades sísmicas. A porosidade sônica pode ser obtida através de duas equações mais difundidas na literatura, pela fórmula de Wyllie (1956) (Equação 3.6) ou pela fórmula de Raymer *et al.*, (1980) (Equação 3.7) que costuma ser mais usado para o caso de areias inconsolidadas.

$$\phi = \frac{(\Delta t - \Delta t_{ma})}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} * \frac{1}{B_{cp}}; \quad B_{cp} = \frac{\Delta t_{sh}}{100} \quad \text{equação 3.6}$$

Onde: ϕ = Porosidade sônica; Δt – Tempo de trânsito da onda Compressional; Δt_{ma} – Tempo de trânsito da matriz da rocha; Δt_f – Tempo de trânsito do fluido de perfuração; B_{cp} = Fator de compactação; Δt_{sh} – Tempo de trânsito no folhelho.

$$\phi_s = C * \frac{t - t_{ma}}{t}; \quad 0,625 < C < 0,7 \quad \text{equação 3.7}$$

Onde: ϕ_s = Porosidade sônica; t – Tempo de trânsito da onda Compressional; t_{ma} – Tempo de trânsito da matriz da rocha; C = Fator de compactação.

Assim como o perfil de densidade, o cálculo da porosidade sônica necessita de conhecimento sobre o tempo de trânsito da matriz e do fluido de perfuração (que pode ser base água ou óleo). A tabela 3.3 resume o tempo de trânsito característico para algumas matrizes de rocha:

Tabela 3.3 – Valores de velocidades acústicas e tempo de trânsito característico de algumas matrizes de rocha e fluidos, utilizados como referência para ajuste do perfil sônico e cálculo de porosidade (Bassiouni, 1994; Schlumberger, 1998).

Meio	Velocidade Sônica (ft/s)	Tempo de trânsito (μ s/ft)
Arenito	18.000 a 19.500	55,5 a 51,2
Calcario	21.000 a 23.000	47,6 a 43,5
Dolomita	23.000 a 26.000	43,5 a 38,5
Anidrita	20.000	50
Sal	15.000	67
Argila	6.000 a 16.000	167 a 62,5
Água	5.000 a 5.300	200 a 189
Petróleo	4.300	232

3.4.1.6 Perfil de Indução (RILD)

O perfil de indução consiste em um registro de informações a respeito da condutividade (inverso da resistividade) da formação, através da indução e medição de campos elétricos e magnéticos que penetram nas formações rochosas (Silva, 2019). O princípio físico de aquisição se dá a partir de uma bobina transmissora que emite corrente alternada de média frequência. Esta corrente induz um campo magnético primário na formação. A componente vertical deste campo gera um campo elétrico que circula em torno do eixo vertical e isto causa um fluxo de corrente na formação em círculos concêntricos com o poço. A densidade da corrente é proporcional ao campo elétrico e a condutividade da formação. A corrente que flui na formação gera um campo magnético secundário que é proporcional a condutividade da formação e induz um sinal elétrico na bobina receptora (Rodrigues, 2015).

De modo geral, os perfis de resistividade são usados para obter a resistividade real da formação, definir diâmetro de invasão, indicação qualitativa da permeabilidade, como indicador de fluido em conjunto com perfis de porosidade, na determinação da resistividade da água de formação (R_w), no cálculo de saturação de água (S_w) e na definição de anisotropia do reservatório. Por sua vez, a resposta da ferramenta depende do diâmetro do poço, inclinação do poço, salinidade da lama, invasão de filtrado, espessura das camadas, resistividades das camadas, desenho da ferramenta e posição da ferramenta no poço.

Caracterização Multi-Escala das Unidades de Fluxo

4 CARACTERIZAÇÃO MULTI-ESCALA DAS UNIDADES DE FLUXO (UF)

4.1 Introdução

A caracterização petrofísica de rocha através das técnicas de *rock type* é essencial para uma melhor gestão de reservatórios produtores de hidrocarbonetos. Existe uma ampla variedade de aplicações desse tipo de estudo, pois fornecem informações relevantes as áreas de perfuração (Ex. predição de intervalos de alta perda de fluidos), produção (Ex. identificação de zonas potencialmente produtoras, locação de poços exploratórios, predição de zonas de alta injetividade, estudos de recuperação secundária e etc.), e estudos especiais de reservatórios (definição de *net pay*, determinação de *cut-off*, cálculo do volume de óleo *in place*, predição de permeabilidade de intervalos não testemunhados, caracterização de unidades de fluxos, e etc.), dentre outros (Mirzaei-Paiaman *et al.*, 2018). Das diversas técnicas de *rock type* disponíveis na literatura, as metodologias de Winland (Kolodzie, 1980; Gunter *et al.*, 2014;) e Pittman (Pittman, 1992) que se baseiam na determinação do tamanho de poro efetivo ou raio de garganta de poro, são amplamente utilizadas em estudos de reservatórios (Spearing *et al.*, 1994; Tiller, 2012; Romero, 2004; Li *et al.*, 2015) e apresentam resultados bastante robustos, motivo pelo qual foram aplicadas nesse estudo.

É importante destacar que a classificação petrofísica de rochas é um aspecto crítico em campos maduros, pois a recuperação adicional de hidrocarbonetos depende de tecnologias, viabilidade econômica e um melhor entendimento do reservatório para que possam ser escolhidas as estratégias mais adequadas para o melhor gerenciamento e desenvolvimento dos reservatórios (Martinez & Rodríguez, 2012).

4.2 Fundamentos Teóricos e Definições

H.D. Winland, engenheiro da companhia Amoco (hoje BP), usou curvas de pressão de capilar de injeção de mercúrio para desenvolver uma relação empírica entre porosidade (Φ), permeabilidade absoluta (K_a) e raio de garganta de poro (r). Ele testou 322 diferentes amostras de uma suíte mista de arenitos e carbonatos com molhabilidade a água. Winland comparou regressões multilíneas entre porosidade, permeabilidade e raios de garganta de poros calculados (Equação 4.1) (Washburn, 1921) para diferentes saturações de mercúrio (30%, 35%, 40% e 50%), obtendo melhor correlação para 35% de saturação de Hg (r_{35}).

$$PC = \frac{-2\gamma * \cos\theta}{r} \quad \text{equação 4.1}$$

Onde:

PC = pressão Capilar (dynes/cm²)

γ = Tensão superficial de mercúrio (480 dynes/cm)

θ = Ângulo de contato do mercúrio com o ar (140°)

r = raio de abertura de poro (μ m) = 107 / PC (psia)

Winland então constatou que o sistema de poro efetivo, que domina o fluxo através de uma rocha, corresponde a uma saturação de mercúrio de 35%. Esse sistema de poros possui raios de garganta de poros (denominado tamanho de poro, ou r35) iguais ou menores do que as gargantas dos poros penetradas quando uma rocha é saturada a 35% com uma fase não molhante. Após 35% de preenchimento do sistema de poros com um fluido não molhante (mercúrio ou óleo), o sistema de poro remanescente não contribui para o fluxo, em vez disso, ele contribui para a estocagem da rocha. A equação de Winland (Equação 4.2) foi conhecida apenas após a publicação de Kolodzie (1980). No entanto, Kolodzie (Op. cit.) não explicou por que Winland tinha chegado ao valor de 35% de saturação de mercúrio como ponto onde se obtinha o raio de garganta de poro efetivo.

$$r_{35} = 10^{(0.732 + 0.588 \log Ka - 0.834 \log \phi)} \quad \text{equação 4.2}$$

Onde:

r35 = raio de garganta de poro obtido após injeção de 35% de mercúrio (μ)

Ka = permeabilidade absoluta ao ar (mD)

ϕ = porosidade (%)

Pittman (1992) fez um trabalho no qual mostra um apanhado sobre a utilização da curva de pressão capilar por diversos autores com o objetivo de prever permeabilidade. Pittman adotou a metodologia de Swanson (1977) para determinar o r Apex, que corresponde ao ponto na curva de pressão capilar que define o raio de garganta de poro efetivo, que controla o fluxo de fluido da rocha e sua saturação correspondente. O r Apex, de modo geral, corresponde a maior frequência dos raios de garganta de poros de uma rocha e pode ser determinado através de duas etapas: primeiro determina-se o Apex no ápice da curva definida

no gráfico de saturação de mercúrio x saturação de mercúrio/pressão capilar, e posteriormente o r Apex é determinado no gráfico saturação de mercúrio x raio de garganta de poro. Na curva vermelha é definida, no eixo x, a saturação do ponto de inflexão (Apex), que posteriormente é projetado na curva azul, onde se define no eixo y, o raio de garganta de poro efetivo da amostra: Nesse exemplo o r Apex = $8\mu\text{m}$ a 31% sat Hg (poço P1_Zona 300, Figura 4.1).

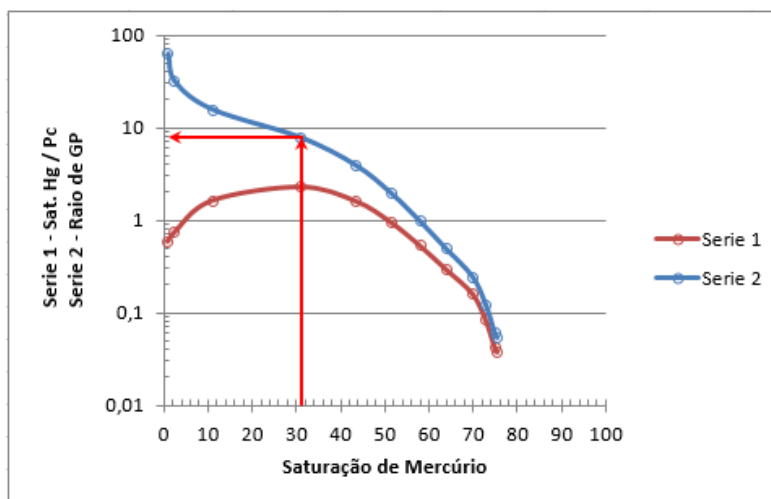


Figura 4.1 – Gráfico usado na determinação do r Apex das amostras de rocha com análise de pressão capilar na Fm. Açú no Campo de ARG.

Pittman (Op. cit.) trabalhou com algumas amostras usadas no trabalho de Winland e estendeu a correlação entre porosidade, permeabilidade e raio de garganta de poro para diversas saturações de mercúrio $r_{10} - r_{75}$, de modo a calibrar um maior range de rochas reservatórios. Pittman afirmou que Winland pode ter encontrado a melhor correlação com r_{35} por que a média dos r Apex obtidos de suas amostras era igual a 36% de saturação de mercúrio, valor muito próximo dos 35% estabelecido pela equação de Winland.

4.3 Determinação das Unidades de Fluxo no Campo de ARG

Apesar da grande quantidade de poços, o campo de ARG possui apenas 11 curvas válidas de pressão capilar por injeção de mercúrio (PcHg) (Figura 4.2), que foram testadas em pressões que variam de 1800 a 2000 psi. As amostras são provenientes de 5 poços diferentes e abrangem as quatro zonas produtoras do campo. Para cada amostra foi estabelecido o r Apex e sua saturação correspondente, conforme demonstrado na figura 4.1.

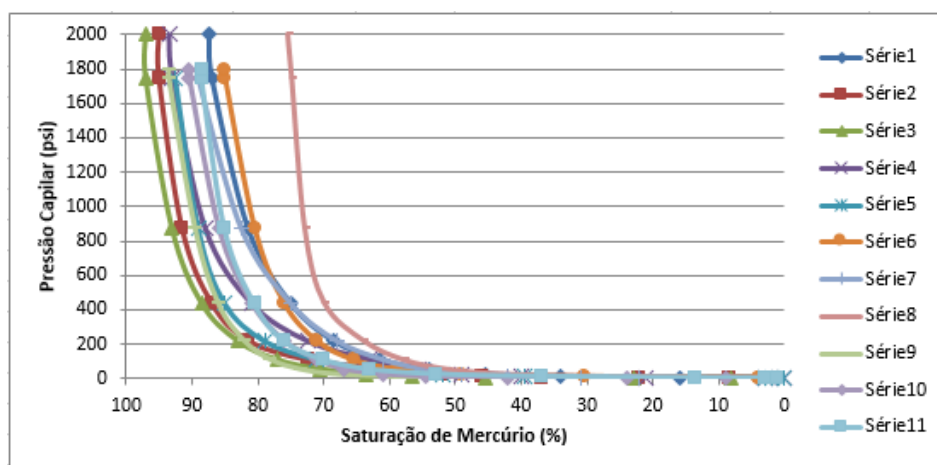


Figura 4.2 – Curvas de pressão capilar disponíveis para o campo de ARG.

A tabela 4.1 mostra os resultados consolidados dessa análise para as 11 amostras estudadas. A saturação de mercúrio média do Apex foi de 28%, sendo o r Apex médio das amostras estudadas igual $17.8\mu\text{m}$.

Tabela 4.1 – Resumo dos resultados dos r Apex obtidos para todas as amostras

Saturação de Hg (%)	r Apex (μ)	K (mD)	Phi (%)
24	11	450	18,5
28	24	1090	20,4
23	31	2800	24,3
21	15	490	21,8
26	12	450	14,2
31	8	260	24,4
26	23	1160	26,5
31	8	350	27,8
33	31	2300	23,8
32	25	1220	22,8
37	8	350	21,4
Médias 28,4	17,8	992,7	22,4

Como as amostras obtidas para esse estudo possuem um viés de amostragem e não abrangem todas as fácies que ocorrem na Fm. Açú, ao invés de gerar uma regressão própria para essas rochas, optou-se por definir qual das regressões da literatura melhor se ajusta aos dados de rochas disponíveis para esse estudo. Sendo Assim, foi feita uma comparação entre o r Apex obtido no dado de rocha através da curva de pressão capilar, com os raios de garganta de poro calculados a partir das diversas fórmulas de regressão de Pittman (1992) para diferentes saturações de mercúrio e com o r_{35} de Winland (Kolodzie, 1980 e Gunter *et al.*,

2014). Todas as regressões obtiveram ótimos índices de correlação ($R^2 > 0.88$). Embora o r_{20} de Pittman tenha obtido o maior $R^2 = 0.9316$, a curva que mais se aproximou da reta de 45 graus no gráfico e que melhor reproduz os valores de rocha foi o r_{30} de Pittman (Equação 4.3 e Figura 4.3). Não obstante, o r_{30} que corresponde aos raios de garganta de poro obtidos a 30% de saturação de mercúrio, é o que mais se aproxima da média de saturação dos r Apex das amostras de rocha que foi igual a 28% de saturação de mercúrio (Tabela 1).

$$r_{30} = 10^{(0.215 + 0.547 \log Ka - 0.4200 \phi)} \quad \text{equação 4.3}$$

Onde:

r_{30} = raio de garganta de poro obtido após injeção de 30% de mercúrio (μ)

Ka = permeabilidade absoluta a ar (mD)

ϕ = porosidade (%)

A figura 4.4 mostra o *plot* de permeabilidade (K) x porosidade (ϕ) x raios de garganta de poros (r) obtidos da equação r_{30} de Pittman, com sobreposição de todos os dados de petrofísica básica dos sete poços estudados. Dessa forma, foi possível classificar os pontos em quatro unidades de fluxos, conforme a classificação disponível na literatura (Martin *et al.*, 1997) para limites de raios de garganta de poros (Tabela 4.2).

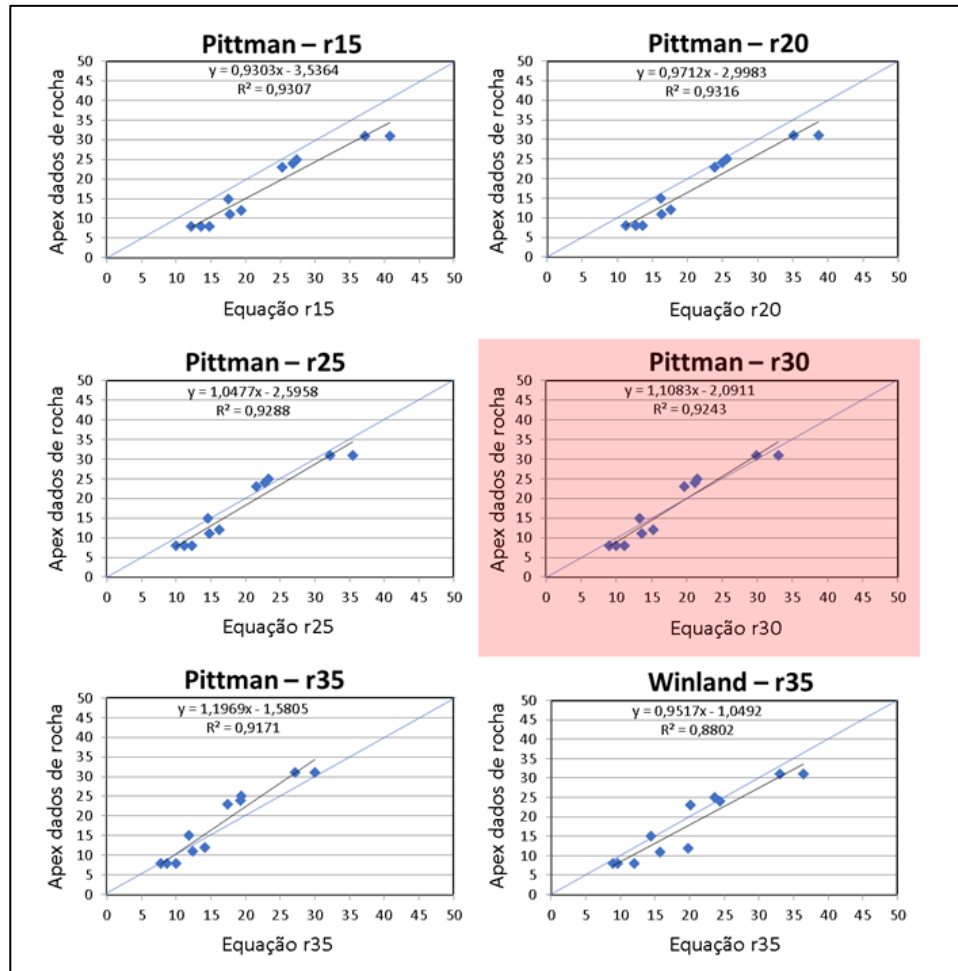


Figura 4.3 – *Crossplot* entre os r Apex obtidos com dados de rocha e os calculados pelas fórmulas de Winland e de Pittman para diferentes saturações. A equação cujos raios de garganta de poros calculados que melhor se aproxima dos dados de rochas é a equação r30 de Pittman.

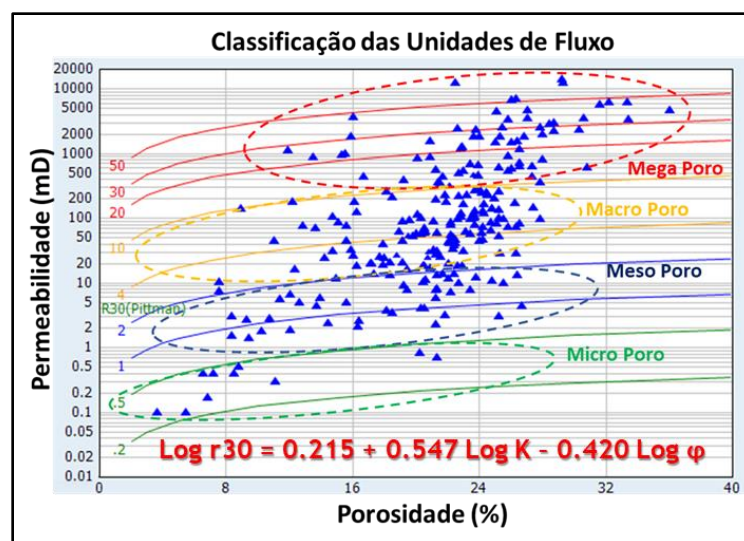


Figura 4.4 – Plot $K \times \Phi \times$ raios de garganta de poro obtidos da equação r30 de Pittman e sobreposto todos os dados de petrofísica básica dos sete poços estudados.

Tabela 4.2 – Range de classificação de unidades de fluxos, em termos de raios de garganta de poro efetivo r_x .

Unidades de Fluxo (UF)	Raio de garganta de poro r_x (μ)
Mega poro	>10
Macro poro	2 - 10
Meso poro	0.5 - 2
Micro poro	0.1 - 0.5

4.3.1 Caracterização Petrográfica das Unidades de Fluxo

A partir de lâminas delgadas foram realizados estudos com o objetivo de identificar quais são e como atuam, os principais processos diagenéticos presentes nas diferentes unidades de fluxo nessa escala de detalhe. O foco dessas análises restringiu-se basicamente a caracterização do espaço permoporoso e seus processos de alteração, tais como: obliteração dos poros pela diagênese, geração de porosidade por dissolução e processo de compactação.

A análise das lâminas delgadas mostra que os principais constituintes dos reservatórios no campo de ARG são: quartzo, feldspato, mica, argila dentrítica, intraclastos lamosos e mineral pesado. A contagem de pontos em 124 lâminas de 12 poços diferentes permitiu classificar essas rochas como arcósios e subarcósios (Folk, 1968) (Figura 4.5).

Por outro lado, as principais ocorrências de constituintes diagenéticos identificados nas lâminas estudadas estão associadas a presença de cutículas de argilas mecanicamente infiltradas, que ocorrem ao redor dos grãos ou dispersas nos poros, ocorrência de caulim com hábito em “livrinhos” preenchendo os poros e substituindo feldspatos e, cimentação calcítica com hábito macrocristalino, mosaico fino e maciço preenchendo os poros. Secundariamente, é possível notar a presença de pseudomatriz lamosa, crescimento secundário de minerais como quartzo, feldspato, minerais de titânio e pirita, além de cimento dolomítico. Todos estes processos citados estão presentes em diferentes intensidades nas três principais unidades de fluxo com potencial de reservatório descritas abaixo:

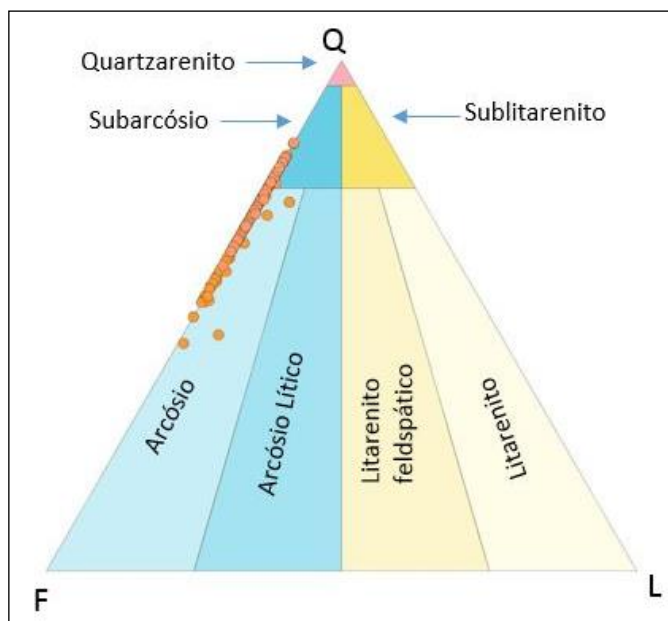


Figura 4.5 - Classificação composicional obtida a partir da descrição de lâminas delgadas de rochas reservatórios do Campo de Alto do Rodrigues (modificado de Folk, 1968).

Na unidade de fluxo Meso poro verificou-se uma maior variedade de constituintes diagenético precipitados nos poros intergranulares, associado a um efeito maior da compactação no reservatório. Ocorreram em maiores proporções a argila detritica, cutículas de argila infiltradas, calcita não ferrosa e o caulim. Além disso, seus poros encontram-se mais fortemente reduzidos pela compactação mecânica, que faz com que fiquem preenchidos mais significativamente e se tornem, conseqüentemente, menos conectados. Em alguns casos, a porosidade foi praticamente extinta pela presença de argila detritica (não é diagenética), resultando em um arcabouço suportado por lama. A ocorrência de cimentação calcítica também ocorre de modo a obliterar os poros das rochas (Figura 4.6).

A unidade de fluxo Macro poro tem características semelhantes a anterior, porém, os efeitos da compactação mecânica, cimentação e presença de argila foram menores e, dessa forma, prejudicam menos as conexões porosas. Em função disso, os poros nessa unidade são maiores que a anterior, contudo, ainda encontram-se parcialmente obliterados (Figura 4.6).

Já na unidade de fluxo Mega poro, quando comparadas com as anteriores, mostram que os percentuais de cutículas de argila infiltrada e outros constituintes diagenéticos são bem mais raros. A compactação mecânica foi muito incipiente, o que permitiu maiores conexões porosas, refletindo assim em maiores valores de permeabilidades. Além disso, ao contrário do que ocorre nas outras unidades, é comum acontecer processos de dissolução, que levam ao aumento do tamanho e da conectividade dos poros e de suas gargantas, melhorando assim a capacidade de produção dessas rochas (Figura 4.6).

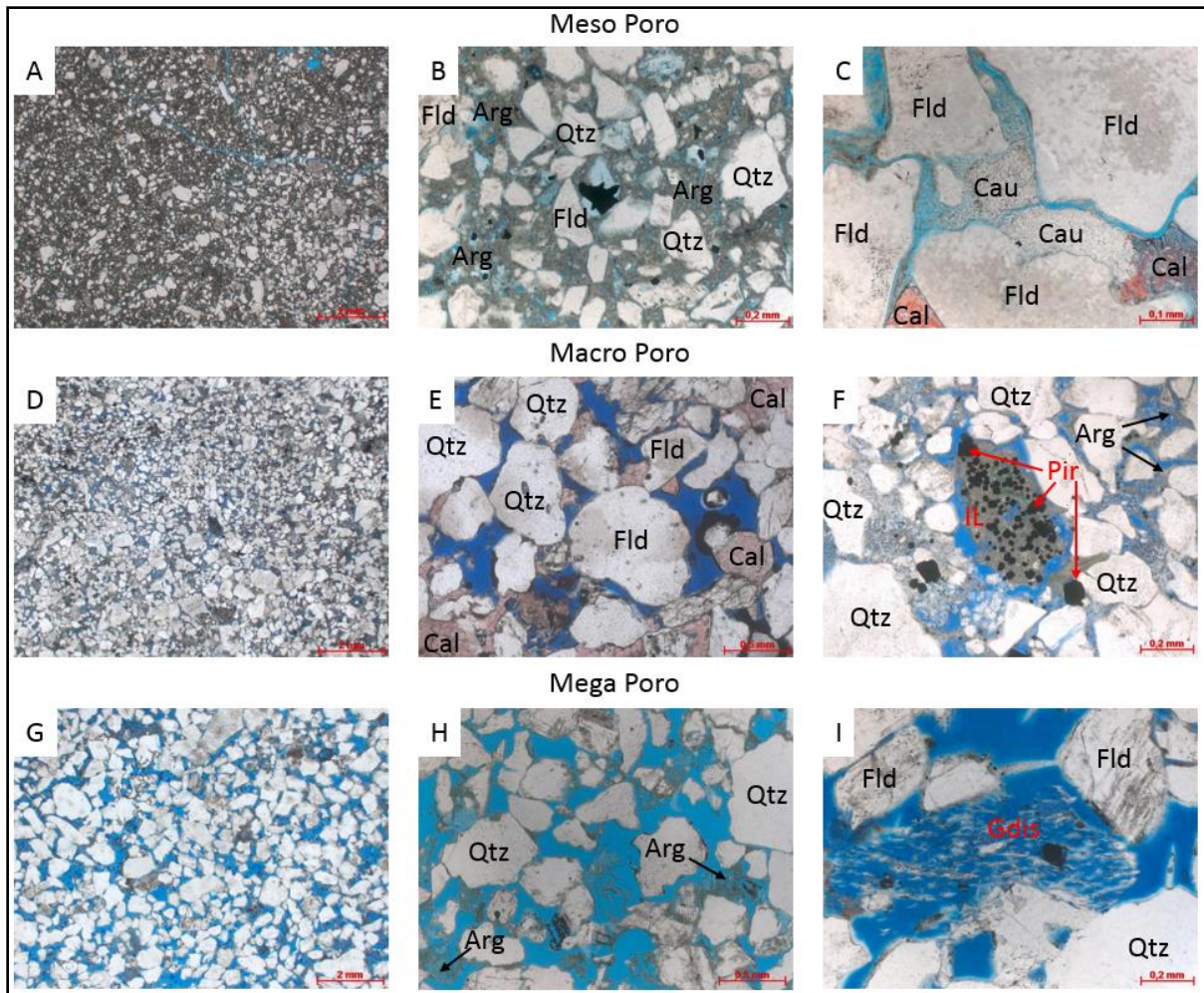


Figura 4.6 – Características petrográficas e diagenéticas das unidades de fluxo (UF) Meso, Macro e Mega poro. UF Meso Poro: A - Arenito fino lamoso, fraturado, mal selecionado (P// e 1,25x); B - Poro de contração de argilas dentrícas (P// e 10x); C - Caulim preenchendo poros. (P// e 20x). UF Macro Poro: D - Arenito médio, maciço e moderadamente selecionado. (P// e 1,25x); E - Poros intergranulares parcialmente preenchido por calcita (P// e 5x); F - Intraclasto lamoso piritizado e parcialmente dissolvidos. Poros intergranulares reduzido pelas cutículas de argila (P// e 10x). UF Mega Poro: G - Arenito grosso, maciço e mal selecionado (P// e 1,25x); H - Poros intergranulares conectados e contrações de argila. (P// e 5x); I - Poros secundários resultante da dissolução dos constituintes primários (P// e 10x). Nomenclatura: Quartzo (Qtz), Feldspato (Fld), Pirita (Pir), Calcita (Cal), Caulim (Cau), Argila (Arg), Intraclasto Lamoso (IL), Grãos Dissolvidos (Gdis).

4.3.2 Caracterização Petrofísica e Geológica das Unidades de Fluxo

As unidades de fluxo identificadas também foram caracterizadas em função de parâmetros de rocha, que foram obtidos por meio da descrição detalhada dos testemunhos dos poços estudados, bem como, por meio da interpretação dos perfis geofísico dos poços.

A descrição dos testemunhos, realizada pela equipe de sedimentologia e estratigrafia, e disponibilizada no banco de dados da Petrobras, permitiu identificar as diferentes fácies

sedimentares e sistemas deposicionais que compõem os reservatórios do campo de ARG. De modo geral, os depósitos compreendem fácies de preenchimento de canal, com um perfil típico de granodecrescência ascendente. Na base ocorrem arenitos grossos a muito grossos, por vezes conglomeráticos, com estratificações cruzadas acanaladas e tabulares, sendo comum a presença de bolas de argila indicando o caráter erosivo desse sistema. Em direção ao topo ocorre uma gradação para arenitos médios a muito finos, com estratificação cruzada tabular indistinta e, por vezes, maciça. Esses depósitos de preenchimento de canal intercalam-se com arenitos médios a finos, argilitos e siltitos depositados em um contexto de planície de inundação.

Dados de granulometria, cimentação e índice de hidrocarboneto provenientes da descrição dos testemunhos, mais o cálculo de volume de argila (VSH) realizado através dos perfis geofísicos de densidade e porosidade neutrônica, foram incorporados aos gráficos de K x Phi, de modo a entender melhor as características petrofísicas/geológicas das unidades de fluxo aqui estabelecidas em função desses parâmetros de rocha. As figuras 4.7, 4.8 e 4.9 mostram *crossplots* de K x Phi x r30 Pittman coloridos de acordo com a granulometria, intensidade de cimentação e volume de argila, respectivamente.

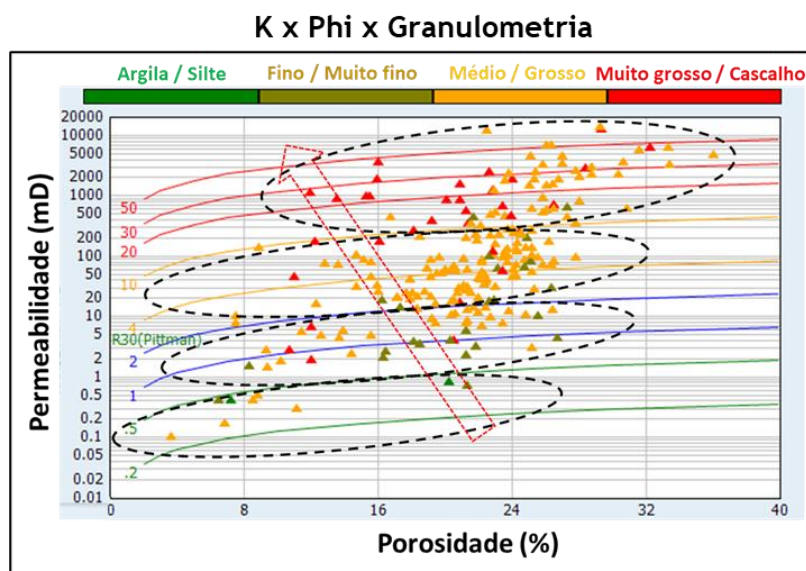


Figura 4.7 – Gráfico de K x Phi de plugues plotados sobre as isolinhas dos raios de garganta de poro efetivo obtidos pela equação r30 de Pittman. As amostras estão coloridas segundo ranges de granulometria. ARG-SLT = argilito a siltito; MFN-FNO = muito fino a fino; MED-GRO = médio a grosso; MGR-SX = muito grosso a seixo.

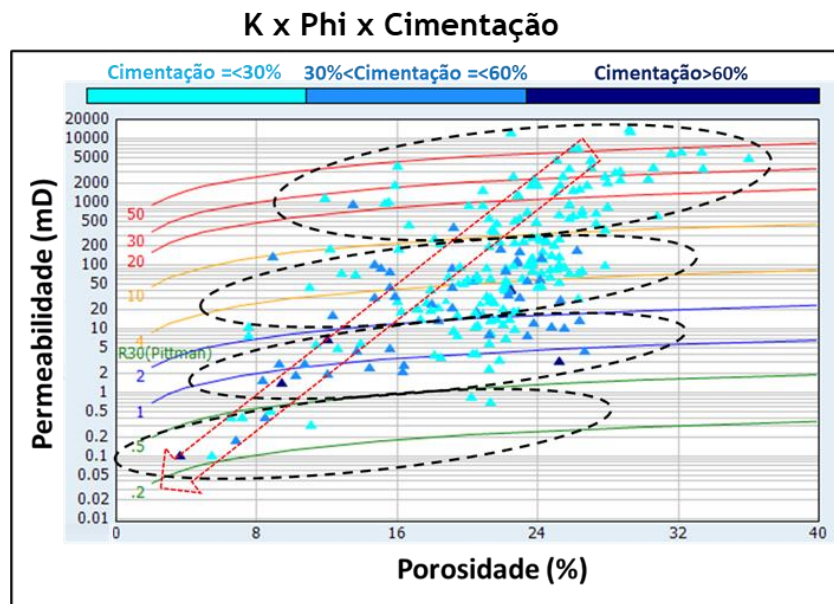


Figura 4.8 – Gráfico de K x Phi de plugues plotados sobre as isolinhas dos raios de garganta de poro efetivo obtidos pela equação r30 de Pittman. As amostras estão coloridas segundo ranges de percentagem de cimentação.

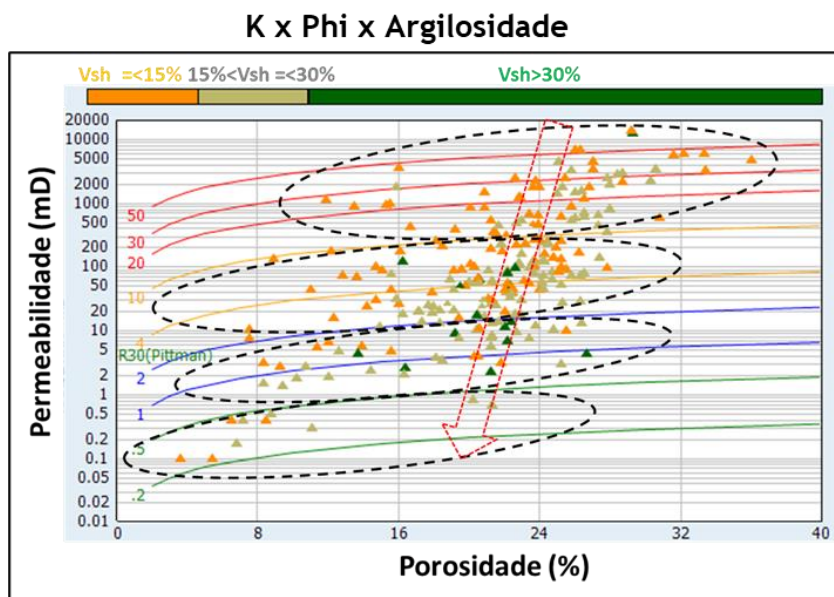


Figura 4.9 – Gráfico de K x Phi de plugues plotados sobre as isolinhas dos raios de garganta de poro efetivo obtidos pela equação r30 de Pittman. As amostras estão coloridas segundo ranges de percentagem de volume de argila (VSH) calculado por perfis.

A análise dos *crossplots* mostra que a unidade de fluxo Mega Poro é composta por arenitos muito grossos a conglomerados nas regiões de mais baixa porosidade, enquanto arenitos médios a grossos predominam nas mais altas porosidades. Tais reservatórios possuem

baixo grau de cimentação (<30%) e baixa argilosidade, com predomínio das rochas com menos de 15% de VSH, embora, rochas com VSH entre 15 e 30% também ocorrem.

A unidade de fluxo Macro Poro é formada quase que exclusivamente por arenitos médios a grossos. São reservatórios com baixo grau de cimentação (<30%), todavia, também ocorrem rochas um pouco mais cimentadas (Cimentação entre 30 e 60%). Quanto à argilosidade, nota-se um incremento das rochas com VSH entre 15 e 30% em relação a unidade de fluxo anterior, embora, também seja comum rochas de baixa argilosidade (VSH<15%).

A unidade de fluxo Meso Poro compõe-se predominantemente de arenitos médios a grossos e por arenitos muito finos a finos. Os arenitos muito grossos raramente estão presentes e, quando ocorrem, encontram-se bastante cimentados. Diferente das unidades de fluxos anteriores, os reservatórios aqui possuem um grau de cimentação maior, predominando as rochas com cimentação entre 30 e 60%. Adicionalmente a cimentação, a argilosidade é outro aspecto importante que atua na redução das gargantas de poros para essa unidade de fluxo. Nota-se um predomínio de rochas com VSH entre 15 e 30%, mas também são comuns rochas mais argilosas com VSH>30% e também menos argilosas com VSH<15%.

Por último, a unidade de fluxo Micro Poro que embora esteja pouco representada, ela é formada por arenitos médios a grossos e finos a muito finos comumente de mais baixa porosidade (<10%). O grau de cimentação e argilosidade são variados, semelhante a unidade de fluxo anterior esses parâmetros alternam-se como forma de reduzir as porosidades e permeabilidades dessas rochas. Se não fosse o caráter enviesado da amostragem, certamente essa unidade estaria repleta de arenitos finos a muito finos e siltitos com alta argilosidade e grau de cimentação.

De maneira geral, pode-se concluir que a diagênese nos reservatórios produtores do Campo de ARG é em sua maioria bastante incipiente, sendo mais intensa apenas no *trend* de amostras com porosidades abaixo de 10%. Em função disso, o controle do tamanho da garganta de poro das rochas se dá principalmente pelo aspecto textural das rochas, onde o aumento da granulometria está fortemente relacionado a gargantas de poros maiores (Figura 4.7). Muito embora que, localmente, o aspecto diagenético possa prevalecer.

O aspecto textural de uma rocha siliciclástica é um reflexo da energia do fluxo deposicional. Em sistema fluviais, as fácies sedimentares são mais grossa e, conseqüentemente, melhores na base dos canais, e tendem a diminuir sua qualidade progressivamente em direção ao topo, onde a granulometria vai diminuindo como resultado

de uma redução local na energia do fluxo deposicional, devido a migração dos canais e/ou variações climatológicas (Bueno, R. e Mantilla A., 2014).

A figura 4.10 mostra um intervalo testemunhado na zona 300 do poço P2. Nesse intervalo é possível ver ciclos fluviais de afinamento para o topo marcado pelas setas pretas. Dentro da imagem dos testemunhos estão plotados os valores de permeabilidades coloridos de acordo com sua unidade de fluxo equivalente. Note a correspondência entre as fácies de canal (inferior, médio e superior) e o pares de porosidade e permeabilidade pertencentes as diferentes unidades de fluxo.

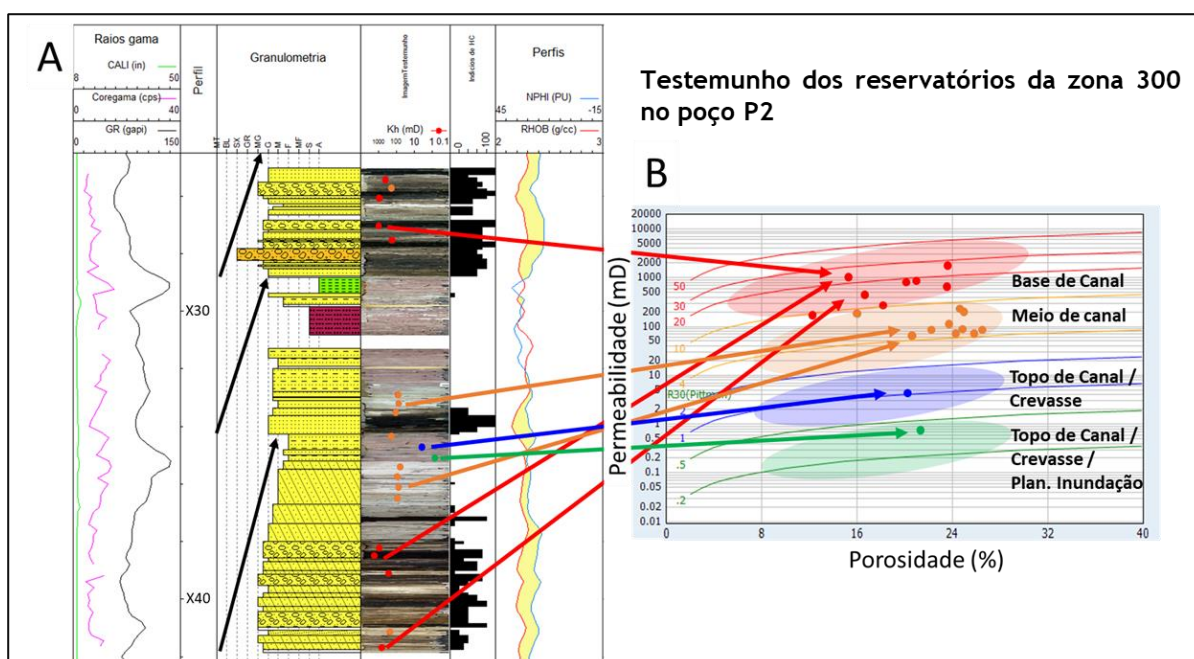


Figura 4.10 – Integração de dados de plugues e perfis geofísicos com elementos deposicionais do sistema fluvial entrelaçado presente no poço 2. O painel A, contém o perfil geofísico de raio gama (track 1), que mostra bem os ciclos sedimentares identificados na descrição do testemunho (track 3); O track 4 corresponde a foto do testemunho onde é possível ver a impregnação do óleo quantificada no track 5; por último temos os perfis de densidade e neutrão como referência para identificação de arenitos e argilitos. O painel B mostra um *crossplot* de porosidade vs permeabilidade, superimposto pelas linhas do modelo r30 de Pittman. Os pequenos círculos representam os dados de plugues. As elipses representam grupos de unidades de fluxo, que neste caso apresentam boa correlação com as fácies deposicional de canal descritas no texto, devido a diagênese incipiente impressa nessas rochas.

4.3.3 Determinação dos Parâmetros de Corte do Reservatório

Com o intuito de entender melhor o controle da entrada do óleo na Fm. Açu, foram usados os dados de pressão capilar convertendo os valores de pressão em coluna de hidrocarboneto aplicando as seguintes equações 4.4 e 4.5 abaixo:

Na conversão do sistema ar-mercúrio para água-óleo.

$$P_{c \text{ res}} = P_{c \text{ lab}} \left(\frac{(\gamma \cos \theta \text{ res})}{(\gamma \cos \theta \text{ lab})} \right) = P_{c \text{ lab}} * (0,071) \quad \text{equação 4.4}$$

Onde:

$P_{c \text{ res}}$ = Pressão capilar no reservatório (psi)

$P_{c \text{ lab}}$ = Pressão capilar de laboratório (psi)

γ = tensão superficial (dynes/cm)

Θ = ângulo de contato dos fluidos com a superfície do grão (°)

E para calcular a coluna de hidrocarbonetos em metros:

$$h = \frac{P_{c \text{ res}}}{(\nabla \text{ água} - \nabla \text{ óleo})} \quad \text{equação 4.5}$$

Onde:

h = Altura (pe)

$P_{c \text{ res}}$ = Pressão Capilar no reservatório (psi)

$\nabla \text{ água}$ = gradiente da água – 0,433 (psi/pe)

$\nabla \text{ óleo}$ = gradiente do óleo – 0,407 (psi/pe) (análise PVT do poço 8)

Para essa análise, foi usada uma amostra da zona 100, que possui r Apex de 24µm a uma saturação de 28% de mercúrio, ou seja, uma rocha classificada na unidade de fluxo mega poro. A figura 4.11 mostra um gráfico de raio de garganta de poro por coluna de hidrocarboneto. Tendo como base a informação que a coluna de hidrocarboneto do campo de Alto do Rodrigues varia de 25 a 30m na zona 100, sua principal zona produtora, podem-se tecer as seguintes considerações:

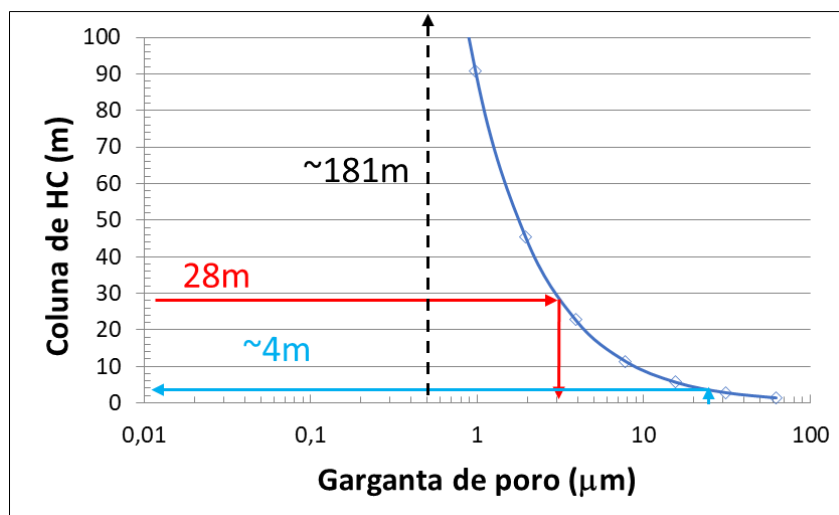


Figura 4.11 – Plot de raio de garganta de Poro x Coluna de Hidrocarboneto em amostra da zona 100 do poço 9. r Apex=24 μm a 28% de Saturação de Hg.

- Para entrar com um fluido não molhante, no caso o mercúrio que simula o comportamento do óleo, e preencher 28% dos poros dessa amostra (entrar nos raios de garganta de poro até 24 μm), seria necessária uma coluna de aproximadamente 4m de Óleo.

- Considerando um valor médio de 28m de coluna de óleo para a principal zona produtora no Campo de Alto do Rodrigues, a pressão exercida por essa coluna de óleo seria suficiente para penetrar as gargantas de poros até a fração de 3 μm , preenchendo assim 56% dessa amostra com óleo. Dessa forma, em função desse nível de pressão máxima exercida pela coluna de óleo no campo, constata-se que as únicas unidades de fluxo que são portadoras e produtoras de óleo em ARG são as unidades Mega poro e Macro poro, pois a coluna de óleo não exerce pressão suficiente para que o óleo penetre em rochas com raios de garganta de poros abaixo de 3 μm , como no caso das unidades de fluxo Meso e Micro poro.

- Já para preencher os poros com raio de garganta de 2 μm (limite meso/macro poro), equivalente a uma saturação de óleo de 59% nessa amostra, precisaríamos de colunas de óleo de 42m. E por fim, para preencher até a fração de poros de 0,5 μm , correspondente a saturação de água irreduzível da rocha (SW_{irr} = limite meso/micro poro) e a uma saturação de 81,5% de óleo, seria necessária uma coluna de ~181m de óleo. Para essa simulação foi usada uma densidade do óleo de 0,94 g/cm³, que é a densidade do óleo nas condições de reservatório hoje, obtida através de amostragem PVT.

A figura 4.12 mostra um gráfico K x Phi onde foram plotadas apenas as amostras com percentagem de índice igual ou superior a 50%. Nesta figura é possível observar que esses

pontos começam a ocorrer a partir da curva de raio de garganta de poro de $2\mu\text{m}$, aumentando sua quantidade significativamente a partir da primeira curva laranja de $3\mu\text{m}$. Portanto, considera-se que a curva de $3\mu\text{m}$ (ou $2\mu\text{m}$ se for mais otimista) funciona como *cut-off* para a entrada de óleo nos reservatórios da Formação Açu. De fato, a experiência adquirida no acompanhamento geológico desses poços em campos produtores de óleo pesado na Bacia Potiguar, demonstra que intervalos com indícios abaixo 50% não costumam confirmar acumulações quando de suas avaliações através de perfis geofísicos.

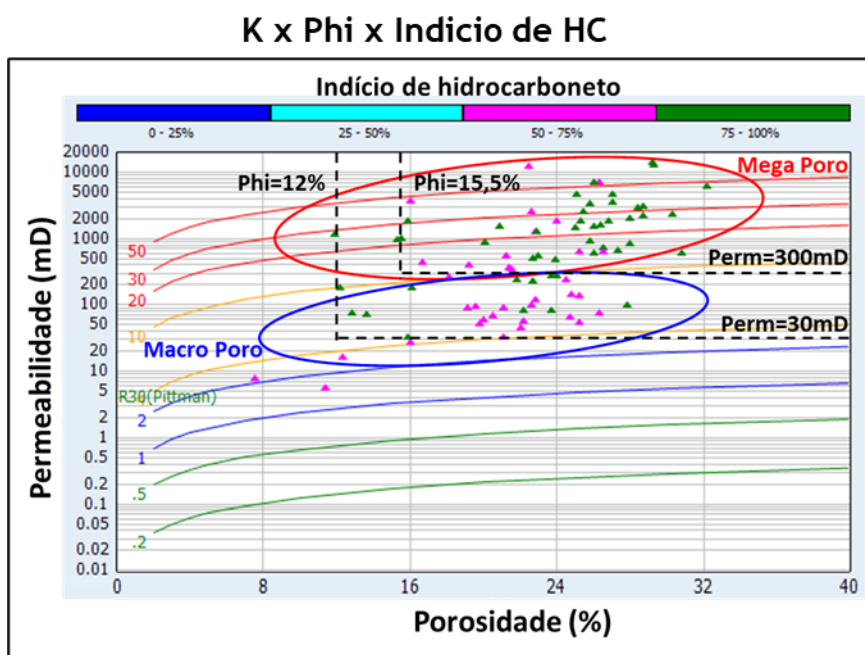


Figura 4.12 – Gráfico de K x Phi de plugues plotados sobre as isolinhas dos raios de garganta de poro efetivos obtidos pela equação r30 de Pittman. As amostras estão coloridas segundo ranges de indícios.

Considerando os limites das curvas de raios de garganta de poros, é possível ainda traçar *cut-offs* estáticos de porosidade e permeabilidade para a entrada do óleo, sendo os valores mínimos obtidos de $\text{Phi}=12\%$ e $\text{Perm}=30\text{mD}$ (Figura 4.12). Rochas de qualidade de reservatório inferior a esses valores não permitiram a entrada de óleo e, portanto, não se configuram como rochas reservatórios.

No entanto, vale salientar que a própria curva de raio de garganta de poro pode ser considerada um *cut-off* muito mais refinado, uma vez que ela abrange um range de porosidades e permeabilidades associadas.

Ainda na figura 4.12, é possível notar o controle do raio de garganta de poros na entrada do óleo no reservatório, observa-se claramente que os pontos classificados na unidade de fluxo de Mega poro possuem a maior parte dos seus dados com indícios entre 75-100%, enquanto que na unidade de fluxo Macro poro a maior parte dos seus dados estão representados por indícios menores, entre 50-75%.

4.3.4 Saturação de Fluidos

Quando se diz que uma rocha se encontra na saturação de água irreduzível (Swirr), significa dizer que toda a água livre disponível nos poros da rocha foi expulsa e substituída pelo hidrocarboneto. A saturação de água irreduzível é composta pela água presa na fração de poro micro e nano (cuja pressão necessária a expulsão dessa água seria absurdamente alta), e pela película de água presa por capilaridade nos poros maiores devido as características de molhabilidade dos grãos que compõem a rocha. Os reservatórios na condição de Swirr quando postos em produção, produzem apenas hidrocarboneto, uma vez que a água existente na rocha está presa, seja por capilaridade ou nos poros menores sem conectividade. Ao contrário, reservatórios com volume de água maior que a condição de saturação de água irreduzível, quando postos em produção produzem, além hidrocarboneto, a água que se encontra livre nos poros maiores.

Para que um reservatório atinja a condição de Swirr, três parâmetros importantes precisam estar combinados: A qualidade do reservatório, uma vez que quanto melhor sua permo-porosidade mais fácil se torna a expulsão da água livre pelo hidrocarboneto que está migrando e preenchendo a acumulação; A coluna de hidrocarboneto, pois quanto maior for a coluna, maior será a pressão do óleo deslocando a água; E por fim, o contraste de densidade entre o hidrocarboneto e a água de formação, pois quanto maior essa diferença, maior será a força de flutuação exercida pelo hidrocarboneto expulsando a água dos poros no ápice da acumulação.

No caso do campo de ARG, apenas a condição de qualidade do reservatório é atendida, visto que os seus principais reservatórios possuem raios de garganta de poros acima de 10 μ m, e compõem a unidade de fluxo Mega poro. Entretanto, tanto a péssima qualidade do óleo pesado, que possui densidade alta de 0.94 g/cm³, bem próxima à da água doce do reservatório que é de 1 g/cm³, como também a pequena coluna de óleo, contribuem para que

os reservatórios sejam preenchidos por óleo apenas parcialmente, não atingindo assim a condição de Swirr.

Conforme discutido acima no item 4.3.3, o óleo no Campo de Alto do Rodrigues preencheu os reservatórios no máximo até a fração de $3\mu\text{m}$, ficando todo o range inferior a unidade de fluxo Macro poro preenchido apenas por água livre. Por exemplo, consideremos uma amostra de pressão capilar representativa do reservatório, a distribuição dos fluidos contidos nessa rocha ficaria da seguinte forma: 56% de saturação de óleo pelo preenchimento das gargantas de poro acima de $3\mu\text{m}$, 26% de água livre que preencheria as gargantas de poros entre 3 e $0.5\mu\text{m}$, e 18% de saturação de água irreduzível presa nos poros com gargantas abaixo de $0.5\mu\text{m}$ (Figura 4.13).

Se fizemos um exercício, considerando que as 11 amostras de pressão capilar listadas na Tabela 1 fossem representativas dos reservatórios produtores do campo, e que todas elas estivessem saturadas com óleo até a fração de $0.5\mu\text{m}$, então a saturação de água irreduzível média do campo seria em torno de 24,6% (Figura 4.14). Porém, como o óleo só penetra o volume acessado pelas gargantas de poro acima de $3\mu\text{m}$, então a saturação de água real média para essas 11 amostras ficaria em 41,9% (Figura 4.15). Dessa forma, se essas médias fossem extrapoladas para o campo de ARG, seu reservatório estaria com no mínimo 17,3% de água livre no topo da acumulação (valor tende aumentar a medida que descemos na coluna de hidrocarboneto), que é a diferença entre a condição de saturação de água média real menos o potencial de saturação mínima ou irreduzível que essas rochas teriam. Isso comprova o fato que as acumulações de óleo pesado da Fm. Açú produzem desde o início óleo e água, mostrando tratar-se de acumulações em zona de transição.

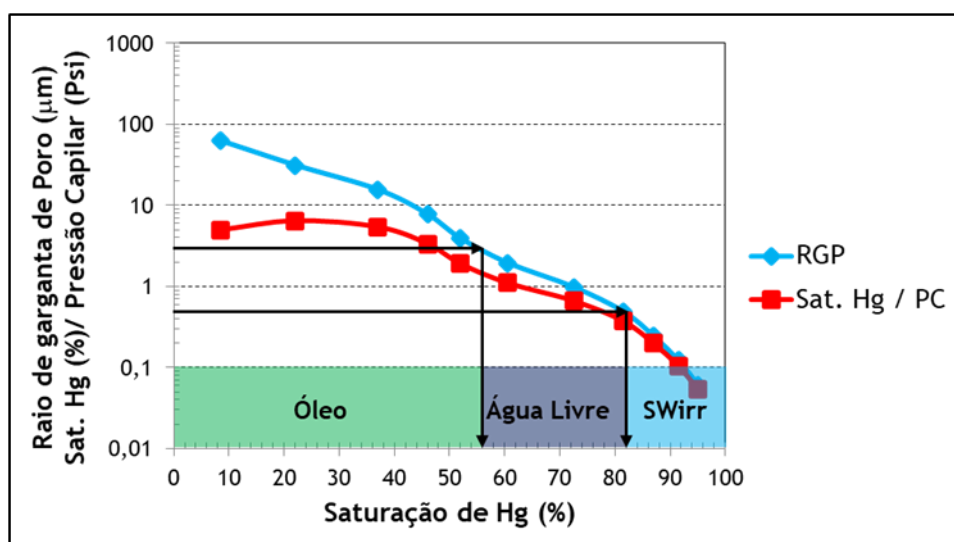


Figura 4.13 – Distribuição de fluidos esperada para amostra da zona 100 do poço 9. r Apex= $24\mu\text{m}$ a 28% de Saturação de Hg.

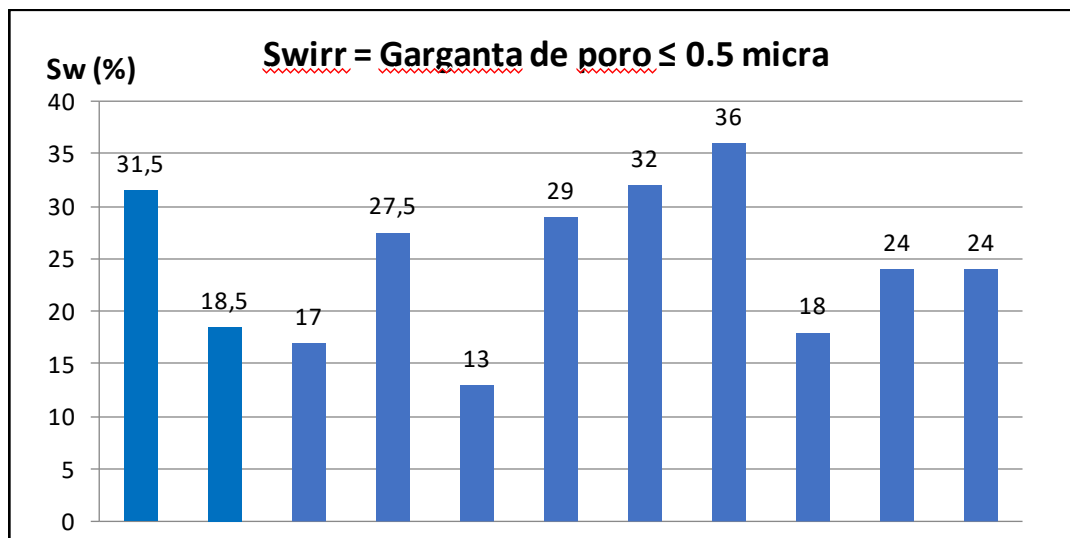


Figura 4.14 – Saturação de água irredutível para 11 amostras de pressão capilar do campo de ARG. O valor médio das 11 amostras é 24,6%.

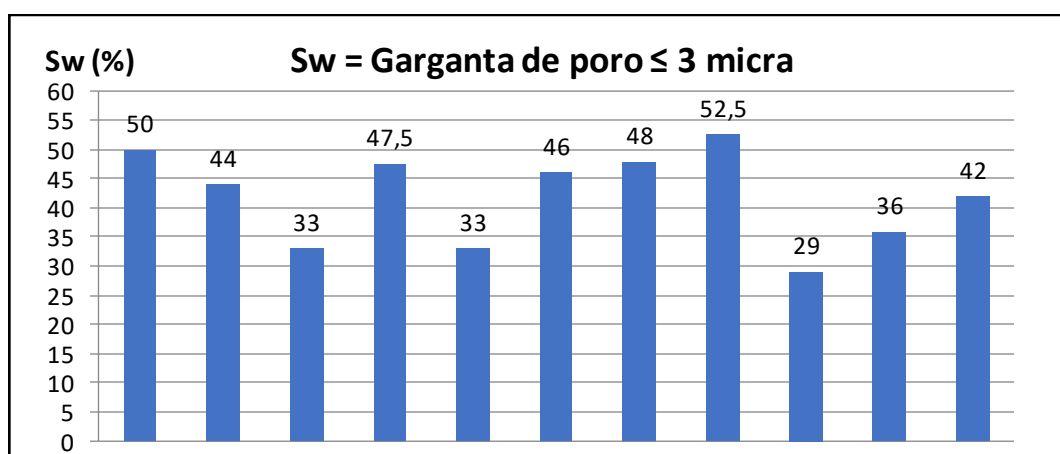


Figura 4.15 – Saturação de água para 11 amostras de pressão capilar do campo de ARG, considerando que o óleo entrou até a fração de $3\mu\text{m}$. O valor médio das 11 amostras é 41,9%.

4.3.5 “Upscaling” da Escala de Plugue para a Escala de Poço

Até o momento, todas as informações relacionadas as diferentes características das unidades de fluxo foram discutidas sob a ótica de dados pontuais de plugues de testemunho e lâminas delgadas. No entanto, faz-se necessário transformar esse dado pontual em um dado contínuo, para que todos os intervalos de interesse dos poços possam ser interpretados, tanto entre os dados pontuais de análise de rocha dos poços que possuem testemunhos, como também, nos poços onde não existe nenhuma informação de rocha, os quais correspondem a infinita maioria.

A maneira mais usual para propagar os dados de análise petrofísica ao longo de todo um poço é através da sua correlação com perfis geofísicos, que constituem um registro contínuo de leituras das propriedades físicas da rocha adquiridas durante a operação de perfilagem. A suíte básica de perfis geofísicos disponível no campo de ARG e comum a todos os poços contam com: perfil de Raios Gama (GR), perfil de Potencial Espontâneo (SP), perfil de Caliper (CAL), Perfil de Densidade (RHOB), perfil de Porosidade Neutrônica (NPHI) e Perfil de Microresistividade (MSFL).

Como as unidades de fluxo definidas são limitadas pelos valores de raio de garganta de poros, para que fosse possível propagá-las nos sete poços estudados foi necessário construir uma curva contínua dessa propriedade, que foi obtida através de duas etapas. Na primeira etapa, foi calculado dados de raio de garganta de poro pontuais, obtidos a partir das medidas de porosidade e permeabilidade de plugue, através da equação 4.3 do r30 de Pittman. Posteriormente, os dados pontuais de raio de garganta de poro de cada poço foram correlacionados com algum perfil geofísico/atributo petrofísico contínuo, de modo a obter uma equação de correlação que permitisse calcular uma curva contínua de raio de garganta de poro para todo o reservatório, ajustada aos dados pontuais.

As melhores correlações dos dados pontuais de raio de garganta de poro foram obtidas com as curvas de porosidade, calculada a partir do perfil densidade (PhiDen), ou com as curvas de volume de argila (Vsh), calculada usando os perfis de densidade x neutrão. A melhor correlação com estas curvas não é nenhuma surpresa pois, conforme preconizado pelas equações de Winland e Pittman, o raio de garganta de poro varia tanto em função da porosidade, como também da permeabilidade que, por sua vez, é muito dependente da textura e argilosidade da rocha. Nesse primeiro momento a curva de raio de garganta de poro foi construída apenas para os poços P1 a P7, cujo os dados de rocha permitem um maior controle de qualidade da curva gerada. Partindo da curva de raio de garganta de poro contínua, construída para os sete poços estudados, foi possível criar uma curva de Facies_Pittman discretizada para todo o intervalo dos poços, classificando os reservatórios segundo as unidades de fluxo definidas de acordo com seu range de raio de garganta de poro (Tabela 4.2).

A figura 4.16 mostra um resumo do produto final para um dos poços que apresentam maior quantidade de dados de plugues disponíveis na zona 100. Destacado em faixas verdes estão os intervalos que funcionam como barreiras locais ao fluxo vertical de fluidos, por se tratar de rochas com raio de garganta de poro abaixo de $3\mu\text{m}$, onde através das quais o óleo não entra e nem flui por estes reservatórios.

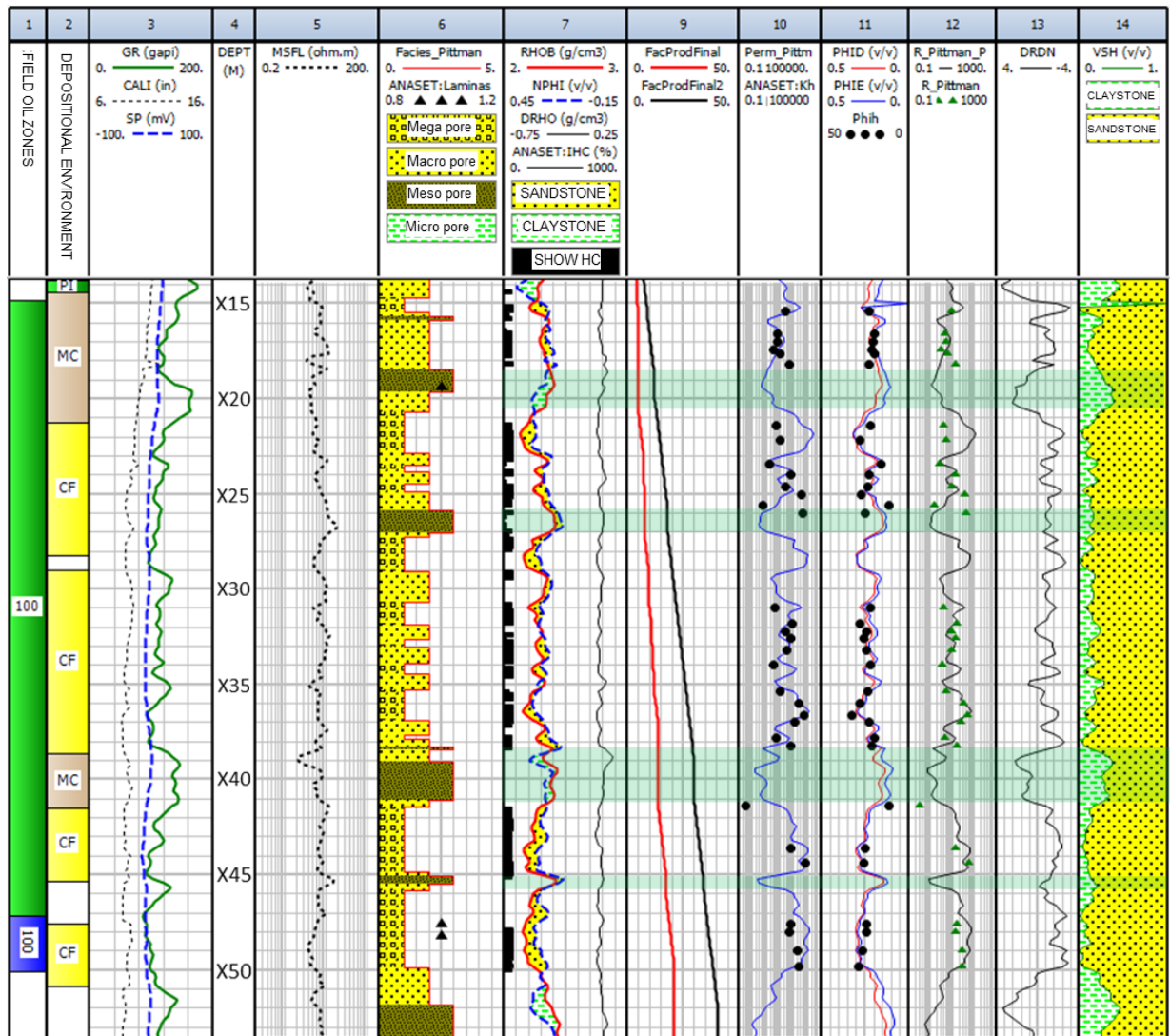


Figura 4.16 – *Template* do poço 7 mostrando seus perfis geofísicos e a distribuição contínua das unidades de fluxo no poço (Track 6), geradas a partir da curva contínua de raio de garganta de poro (Track 11). Descrição dos Tracks: (Track 1 – Zona Produtora; Track 2 – Elemento deposicional (CF=depósitos de canal fluvial, MC=depósitos de margem de canal, PI=depósitos de planície de inundação); Track 3 - GR/SP/Cal; Track 4 – Profundidade; Track 5 - MSFL; Track 6 – Fácies Pittman; Track 7 – Dens/Neutrão; Track 8 – Granulometria; Track 9 - Acumulada das fácies mega e macro poro; Track 10 – Permeabilidade; Track 11 – Porosidades; Track 12 – Raio de garganta de poros; Track 13 – VSH. Realçados, em verde, estão os intervalos correspondentes a barreiras de fluxo.

4.3.6 Modelo de permeabilidade

A partir da curva contínua de raio de garganta de poro e da curva de porosidade total (PhiT) obtida a partir do perfil de densidade, pode-se calcular, rearranjando a equação do r30, (Equação 4.3) uma curva de permeabilidade contínua pela equação 4.6.

$$Perm_{Pittman} = 10^{((\log r_{30} + 0.420 \log \phi - 0.215) / 0.547)}$$

equação 4.6

Onde:

Perm = Permeabilidade (mD)

r_{30} = raio de garganta de poro obtido após injeção de 30% de mercúrio (μ)

ϕ = porosidade (%)

Essa curva de permeabilidade mostrou uma melhora significativa em relação à curva de permeabilidade existente para o campo. As figuras 4.17 e 4.18 comparam, respectivamente, o modelo de permeabilidade que existia para o campo e o modelo atual. Como é possível observar, o modelo atual (Curva Perm_Pittman_Perfil) tende a mostrar uma melhor correlação, agrupando mais próximo à linha diagonal os pontos antes dispersos no modelo de permeabilidade do campo (Perm). Quando são excluídos do gráfico os pontos com maior dispersão, que ocorrem devido à limitação de escala de leitura da porosidade entre o dado de perfil e o dado de plugue, então o R^2 do modelo do Campo que ficava em 0.65 passa para 0.77, demonstrando uma melhora significativa na correlação entre a permeabilidade do dado pontual de rocha e o calculado através do perfil.

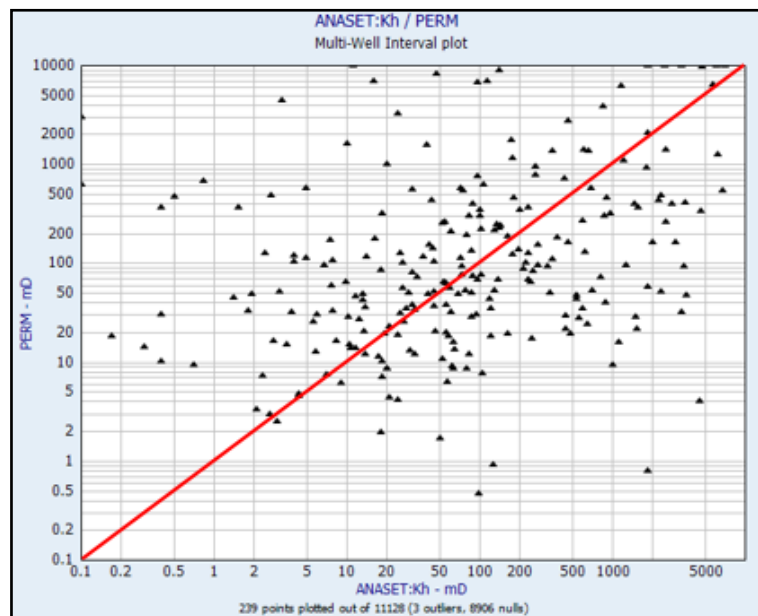


Figura 4.17 – Curva de permeabilidade atual do Campo de ARG (PERM) x permeabilidade de plugues (ANASET:kh).

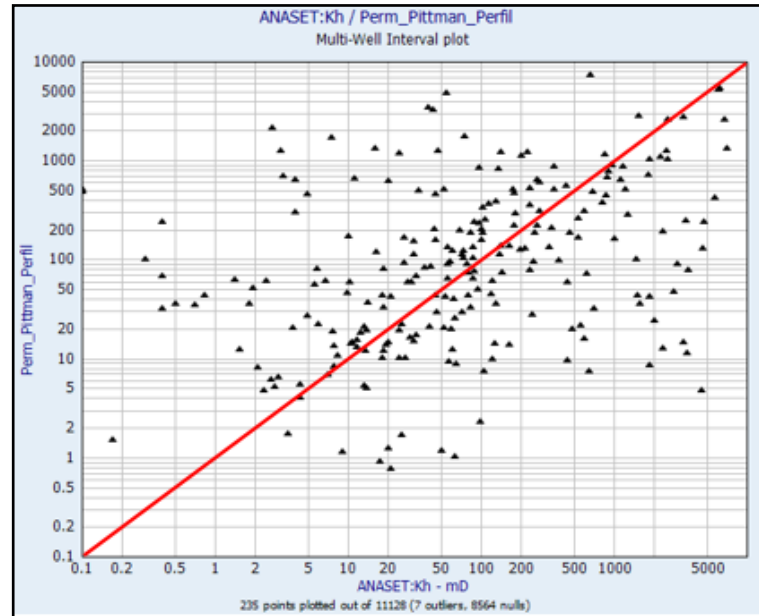


Figura 4.18 – Curva de permeabilidade obtida neste estudo pela equação de Pittman r30 (Perm_Pittman_Perfil) x permeabilidade de plugue (ANASET:kh).

4.3.7 Correlação com Dados de Produção

A capacidade de produção de um intervalo está diretamente relacionada a qualidade do reservatório e a sua espessura (ou *net pay*) aberta ao fluxo. No caso do campo de ARG, como o óleo está presente apenas em rochas com raio de garganta de poro efetivo acima de 3µm, apenas as unidades de fluxo Mega e Macro poro são portadoras e, por conseguinte, produtoras de óleo. Sendo assim, foi criado neste trabalho um índice de qualidade de reservatório (IQR), que leva em conta esses parâmetros e está definido pela equação 4.7.

$$IQR = 4 * \Sigma Net\ res\ Mega\ Poro + \Sigma Net\ res\ Macro\ Poro \quad \text{equação 4.7}$$

O IQR corresponde a quatro vezes (4x) a somatória da espessura em metros aberta ao fluxo dos reservatórios classificados como Mega poro, mais uma vez (1x) a somatória da espessura em metros aberta ao fluxo do reservatório classificado como Macro poro. O fator de 4 vezes na unidade de fluxo mega poro na equação do IQR, vem do fato de que a média de raio de garganta de poro desta unidade (20,5 micra) é da ordem de quatro vezes superior à média do raio de garganta de poro da unidade de fluxo Macro Poro (5,4 micra) (ver RGP – raio de garganta de poro na Tabela 4.3). Dessa forma, assumimos que as rochas que compõem

a unidade de fluxo Mega poro são quatro vezes melhores em termos de eficiência de fluxo, do que as rochas da unidade de fluxo Macro poro.

Tabela 4.3 – Parâmetros petrofísicos médios para cada unidade de fluxo.

Unidades de Fluxo (UF)	Phie (%)	Perm (mD)	Vsh (%)	Raio de garganta de poro (μ)
Mega poro	25,1	1127	8	20,5
Macro poro	20	80	18	5,4
Meso poro	15	5	30	1,2
Micro poro	12,4	0,24	35	0,08

O IQR foi então computado frente aos intervalos canhoneados e aberto ao fluxo em cada zona, e comparado com a produção acumulada desses intervalos. Como o histórico de produção de cada um dos poços no Campo de ARG pode ser bastante complexo, devido a entrada de vários ciclos de injeção de vapor para melhorar a produção em diversos momentos da vida produtiva de cada poço. Optou-se então por comparar o IQR em dois cenários distintos: Em um primeiro momento, o IQR foi comparado com a produção acumulada dos 24 primeiros meses de produção a frio, ou seja, sem injeção de vapor e com o fluido nas condições originais do reservatório (Figura 4.19). E num segundo momento, o IQR foi comparado com a produção acumulada em 24 meses logo após o primeiro ciclo de injeção de vapor, para ver o comportamento da produção nessas condições em que a viscosidade do fluido foi alterada (Figura 4.20).

Como pode ser observado, em ambos os gráficos, existe uma ótima correlação entre o IQR e a produção acumulada das zonas produtoras nos dois cenários, antes e após a injeção de vapor. Uma característica interessante que pode ser vista comparando as figuras 4.19 e 4.20, é que as acumuladas mínimas de produção após o primeiro ciclo de injeção de vapor, alcançam quase três vezes mais os valores de produção a frio. Entretanto, as acumuladas máximas ficam na mesma ordem de grandeza. Dessa forma, fica evidente que a injeção de vapor potencializa a extração de óleo nos piores reservatórios e tende a manter a alta produtividade nos melhores.

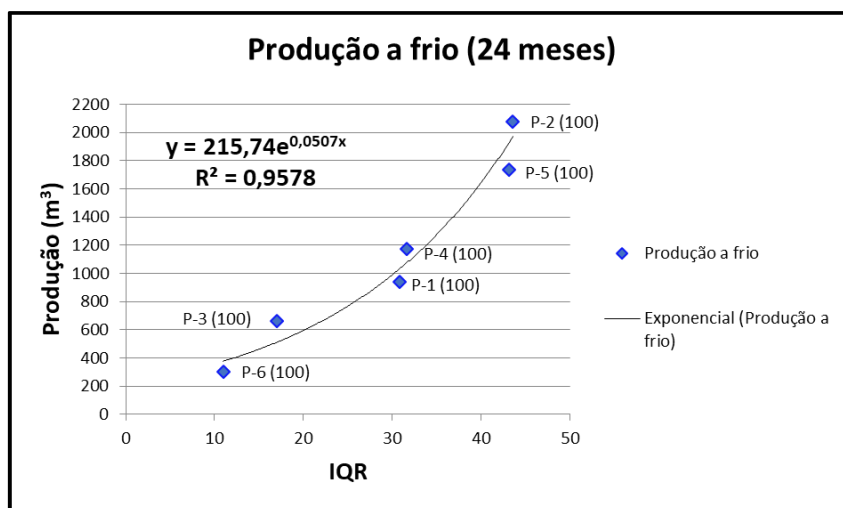


Figura 4.19 – Plot do IQR x Produção a frio acumulada nos 2 primeiros anos de produção, considerando apenas a zona 100 dos poços estudados. O poço 7 não teve sua produção incluída porque não chegou a produzir 24 meses a frio nesta zona.

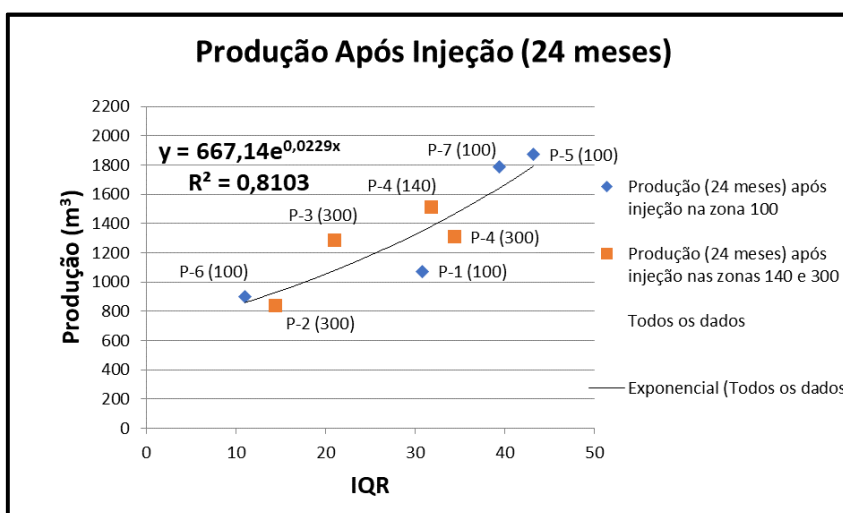


Figura 4.20 – Plot do IQR x Produção acumulada em 2 anos após o primeiro ciclo de injeção de vapor, incluindo as diversas zonas de produção dos poços estudados.

4.4 “Upscaling” da Escala de Poço para a Escala de Reservatório

O “upscale” das unidades de fluxo da escala de poço para escala de reservatório permite compreender melhor a geometria dos depósitos sedimentares e ajuda na identificação das melhores áreas, que irão nortear o projeto de desenvolvimento do campo visando o aumento o fator de recuperação da acumulação e um maior retorno do capital investido.

A caracterização de um reservatório está inserida em uma escala intermediária entre os dados de poços e a sísmica. Normalmente esta caracterização se faz através da modelagem

geológica realizada em *softwares*, que permitem integrar dados de rocha, perfil e sísmica. De modo geral, essa mudança de escala ocorre associada à correlação das fácies/unidades de fluxo definidas pela correlação rocha x perfil, juntamente com dados de atributos sísmicos que norteiam a distribuição dos dados. Dessa maneira, é possível obter volumes de atributos petrofísicos de onde se extraem informações geométricas e de variações de fácies, a partir de mapas e seções geológicas de uma determinada área.

No entanto, nos casos de campos terrestres, existem algumas limitações no uso dado sísmico em função de sua qualidade que, por vezes, não permite tal correlação. No caso em questão, as limitações são ainda maiores por se tratar de reservatórios relativamente rasos e de espessuras reduzidas (~30m). Além disso, vale salientar que o volume sísmico disponível não teve a sua aquisição parametrizada com foco nos reservatórios estudados, e sim com objetivos exploratórios. Sendo assim, face a limitação da qualidade sísmica, optou-se nesse trabalho por usar metodologias alternativas para distribuir as unidades de fluxo, sem a ajuda do volume sísmico. Uma das alternativas que apresentou bons resultados foi o uso de um software de interpolação de perfis, que permite extrapolar as informações dos poços para as regiões adjacentes entre poços. Esse método de interpolação apresenta melhores resultados em áreas densamente perfuradas e com uma malha regular de poços, de modo que é possível observar essas variações geológicas e geométricas dos reservatórios em todas as direções, como no caso da área estudada. Os resultados obtidos com a ferramenta de interpolação de perfis serão apresentados mais a frente, após a discussão sobre o estudo de correlação rocha x perfil.

4.4.1 Correlação Rocha x Perfil

Ao contrário da correlação individual feita para os poços testemunhados, o objetivo dessa vez é obter uma correlação mais genérica, que permita propagar as informações dos poços testemunhados para os poços sem testemunho. As unidades de fluxo discretizadas a partir de dados de rocha (Mega poro, Macro poro, Meso poro e Micro poro) estão intrinsecamente relacionadas a classificação a partir do raio de garganta de poro efetivo, que é obtido em função dos dados de porosidade e permeabilidade de plugues, aplicando a equação r_{30} de Pittman. Dessa forma, para usar a ferramenta de interpolação, foi necessário identificar qual dentre os perfis disponíveis e comuns a todos os poços apresenta a melhor correlação com os dados de garganta de poro. Das diversas curvas testadas, a curva do DRDN (Guimarães *et al.*, 2008) foi a que apresentou o melhor resultado. O DRDN é uma curva

obtida a partir de um cálculo entre os perfis de densidade e neutrão, o qual mede a separação dessas curvas em relação as suas escalas (Equação 4.8). O DRDN representa, indiretamente, uma medida de argilosidade de rochas siliciclásticas. Quanto mais negativo o seu valor, menor é a argilosidade (ocorrência de arenitos limpos) das rochas e, quanto mais positivo, maior é a sua argilosidade (ocorrência de argilitos e folhelhos).

$$DRDN = \left(\frac{Rhob - 2}{0.05} - \frac{0.45 - Nphi}{0.03} \right) \quad \text{equação 4.8}$$

Onde:

DRDN = Análogo a um volume de argila (adim)

Rhob = Perfil de densidade (g/cm³)

Nphi = Perfil de porosidade neutrônica (dec)

A figura 4.21 mostra a correlação entre o perfil DRDN e os raios de garganta de poros das amostras dos sete principais poços testemunhados, neste caso o índice de correlação foi de $R^2=0.61$.

Uma vez estabelecida a correlação, os valores de DRDN foram segmentados em três petrofácies. Os valores de DRDN menor que -1,2 constituem a petrofácies 1, que é formada pelos reservatórios com maiores raios de garganta de poros, que no sistema fluvial, como já relatado anteriormente, predominam os depósitos inferiores das barras de canais, sendo considerada a melhor petrofácies reservatório. Os valores de DRDN entre -1,2 a 0,8 compõem a petrofácies 2, que é formada por reservatórios um pouco mais argilosos, com raios de garganta de poros menores em relação a petrofácies anterior, e que correspondem em sua maioria as fácies depositadas em ambiente de meio de ciclos fluviais ou reativação de canais de menor energia. De modo geral, a petrofácies 2 são também reservatórios para acumulação de hidrocarbonetos, porém, com qualidade inferior a petrofácies 1. Por fim, os valores de DRDN maiores que 0,8 constituem a petrofácies 3, composta em sua maioria por rochas com raios de garganta de poros abaixo de 3µm (*cutoff* de entrada do óleo nos reservatórios em ARG), e são consideradas rochas não reservatórios. Sua deposição está associada a arenitos de topo de ciclos fluviais, canais de *crevasse splay*, depósitos de *overbank*, ou depósitos de canais influenciados fortemente por processos diagenéticos intensos, que tenham afetado

bruscamente a sua qualidade, seja pela ocorrência de argila infiltrada em grande quantidade ou por forte cimentação carbonática.

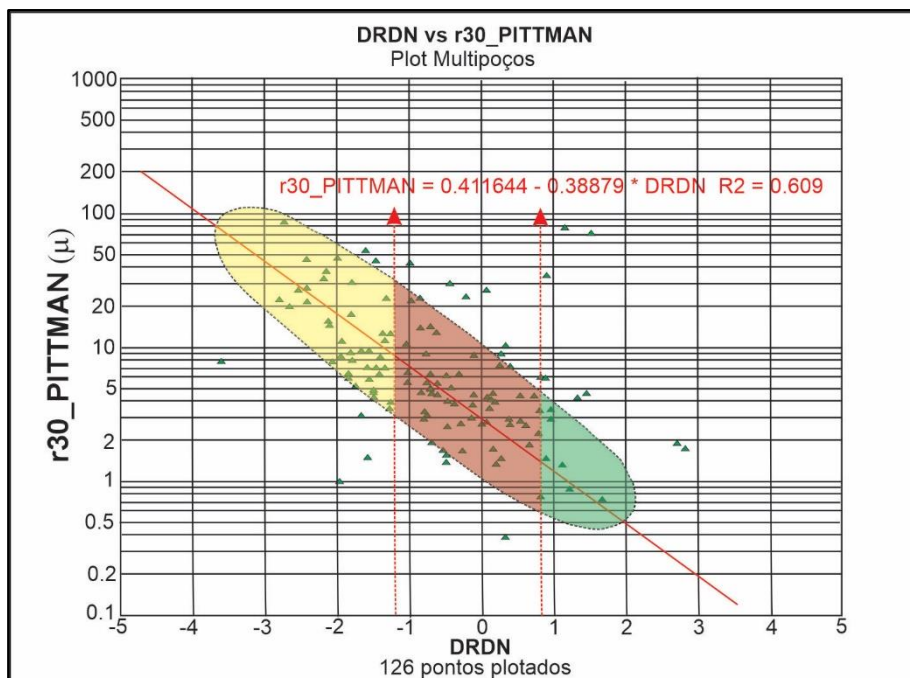


Figura 4.21 – Correlação entre o perfil DRDN no eixo x versus os valores de raio de garganta de poros obtidos a partir dos dados de porosidade e permeabilidade aplicando a equação r30 de Pittman ($R^2=0.61$).

A figura 4.22 apresenta a distribuição das unidades de fluxo baseadas no raio de garganta de poro em relação as petrofácies estabelecidas nos valores de DRDN. A análise dos histogramas mostra que a petrofácies 1 que possui valores de DRDN menor que -1,2 é composta por 70,9% de rochas Mega poro, 27,9% de Macro poro, 0,7% de Meso poro e apenas 0,5% de Micro poro, ou seja, se considerarmos a soma apenas das unidades que realmente produzem que são as Mega e Macro poro, estas unidades possuem 98,8% de rochas produtoras, sendo que mais de 70% correspondem a Mega poro. A petrofácies 2 com valores de DRDN maior que -1,2 e menor ou igual a 0,8 é formada por 13,2% de rochas Mega poro, 70,3% de Macro poro, 16,1% de Meso poro e apenas 0,4% de Micro poro, somando as unidades de fluxo que produzem nessa petrofácies dá um total de 83,5%, sendo que mais de 70% correspondem a Macro poro. E por fim, a petrofácies 3, que possui valores de DRDN maiores que 0,8 e constitui-se de 0,7% de Mega poro, 21,7% de Macro poro, 60,6% de Meso poro e 17% de Micro poro, somando-se as unidades de fluxo Meso e Micro poro que não produzem, esta petrofácies perfaz um total de 77,6% de rochas não reservatório.

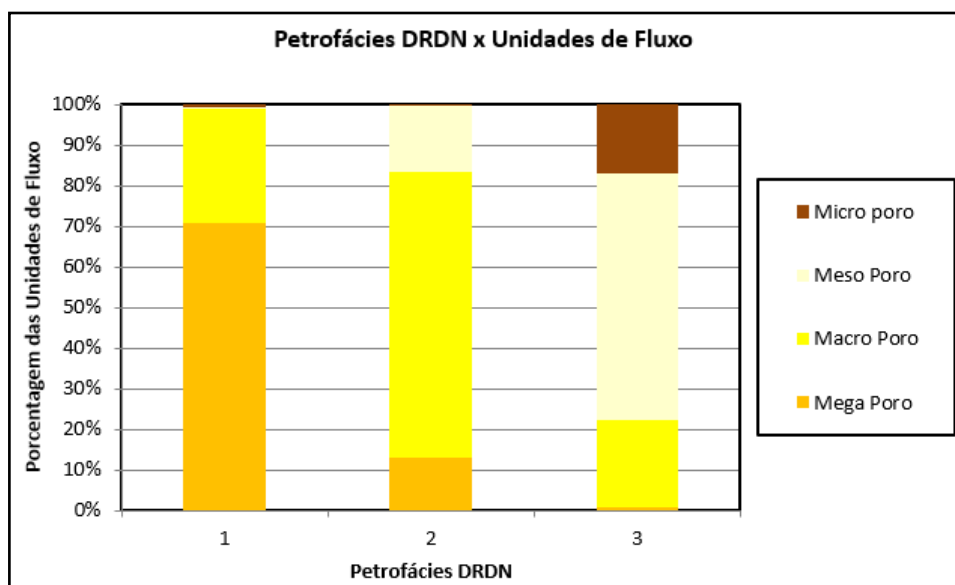


Figura 4.22 – Histograma de comparação entre as unidades de fluxos de perfis dos sete poços estudados estabelecidas com base no raio de garganta de poro versus as petrofácies obtidas com base na correlação com o perfil DRDN.

4.4.2 Seção Geológica de Petrofácies

A seção geológica foi construída através do módulo de interpolação perfis presente no software Sigeo3®, que corresponde a uma atualização do software Sigeo®. O Sigeo® – Sistema Integrado de Geologia e Geofísica – é uma ferramenta desenvolvida pela Petrobras que agrupa praticamente todo o seu banco de dados geológico, sendo bastante utilizada pelos profissionais de diversos segmentos do E&P (Exploração & Produção).

A ferramenta de interpolação de perfis roda um algoritmo em que se calcula o valor equivalente de um atributo no intervalo entre os grids de topo e base, gerando um volume de atributo interpolado. Portanto, os valores de cada ponto serão calculados a partir da média dos valores equivalentes nos poços, ponderados pelo inverso da distância da coordenada do ponto em relação as coordenadas X,Y dos poços. Esse cálculo é feito para cada coordenada XYZ do volume e é influenciado pela distância do ponto a ser calculado com os dados reais dos perfis de poços. Embora seja gerado um volume interpolado, ainda não é possível extrair/visualizar informações 3D desse modulo. A partir dele são obtidos apenas seções geológicas, cujas informações interpoladas podem ser subdivididas em classes, ou representadas através de uma paleta de cores disposta entre seus valores mínimos e máximos.

A figura 4.23 representa uma seção strike no campo de ARG com a curva de DRDN interpolada e segmentada segundo as petrofácies 1, 2 e 3. Conforme pode ser observado nesta figura, a área entre os poços 1 e 6 é onde se encontram as maiores espessuras da petrofácies 1, para todas as zonas produtoras e, principalmente, para a zona 100, que é a principal zona do campo. A sudoeste do poço 1 e a nordeste do poço 6, os reservatórios tendem a piorar sua qualidade, pois passa a predominar a petrofácies 2 em detrimento da petrofácies 1. A figura 4.24 compara o testemunho da zona 100 nos poços 2 e 6 (Figura 4.23). Note que no poço 2, onde predomina a petrofácies 1, o testemunho é composto por rochas de granulometria muito grossa a conglomerática, altos valores de permeabilidade (vários pontos acima de 100mD) e uma cimentação relativamente baixa. Por sua vez, o predomínio da petrofácies 2 no poço 6 está representado no testemunho por uma diminuição na granulometria, e pelo aumento da cimentação e argilosidade dessas rochas. Como consequência, suas permeabilidades são bem menores (a maioria abaixo de 100mD).

A figura 4.25 mostra o impacto das unidades de fluxo na curva de produção dos poços. Para cada poço é possível comparar a distribuição das petrofácies frente aos intervalos abertos ao fluxo (Figura 4.25 A e D), suas proporções frente aos intervalos produtores (Figura 4.25 B e E), bem como, a curva de produção de cada poço (Figura 4.25 C e F). A produtividade do poço 2 é claramente muito maior que a do poço 6, cujas petrofácies são piores, pois quase não há a unidade de fluxo mega poro neste último poço. Em função dessa pior qualidade de seus reservatórios, a produção de água do poço 6 já começa com uma proporção bastante elevada desde o início da produção, ao contrário do que acontece com a curva de produção do poço 2 que possui melhores reservatórios. Como demonstrado, a distribuição das unidades de fluxo tem impacto direto no potencial produtivo nas diferentes áreas da acumulação, e seu conhecimento se faz necessário para que haja um melhor gerenciamento da produção do campo e dos projetos necessários ao seu melhor desenvolvimento.

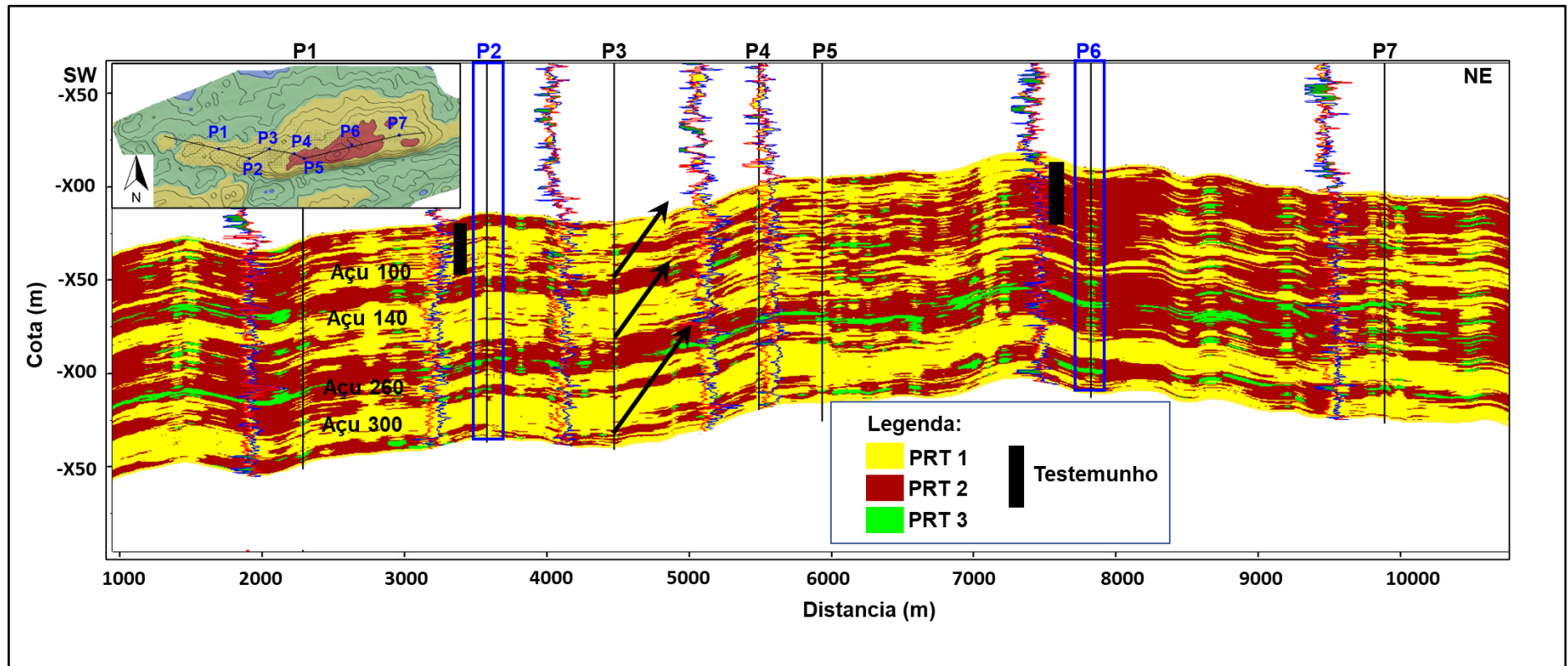


Figura 4.23 – Seção strike ao longo do campo de ARG, destacando a ocorrência das petrofácies obtidas a partir da interpolação do perfil DRDN. Na petrofácies 1 predomina as rochas com raio de garganta da ordem de mega poro, na petrofácies 2 predomina as rochas com raio de garganta macro poro e na petrofácies 3 predomina as rochas com raio de garganta meso e micro poro. As caixas pretas frente as zonas 100 dos poços 2 e 6 mostram os intervalos testemunhados que estão comparados na figura 4.24. A posição dos perfis e intervalos testemunhados estão deslocados a esquerda da posição real dos poços que correspondem a linha preta abaixo do nome do poço. As setas pretas indicam três grandes ciclos fluviais de afinamento textural para o topo.

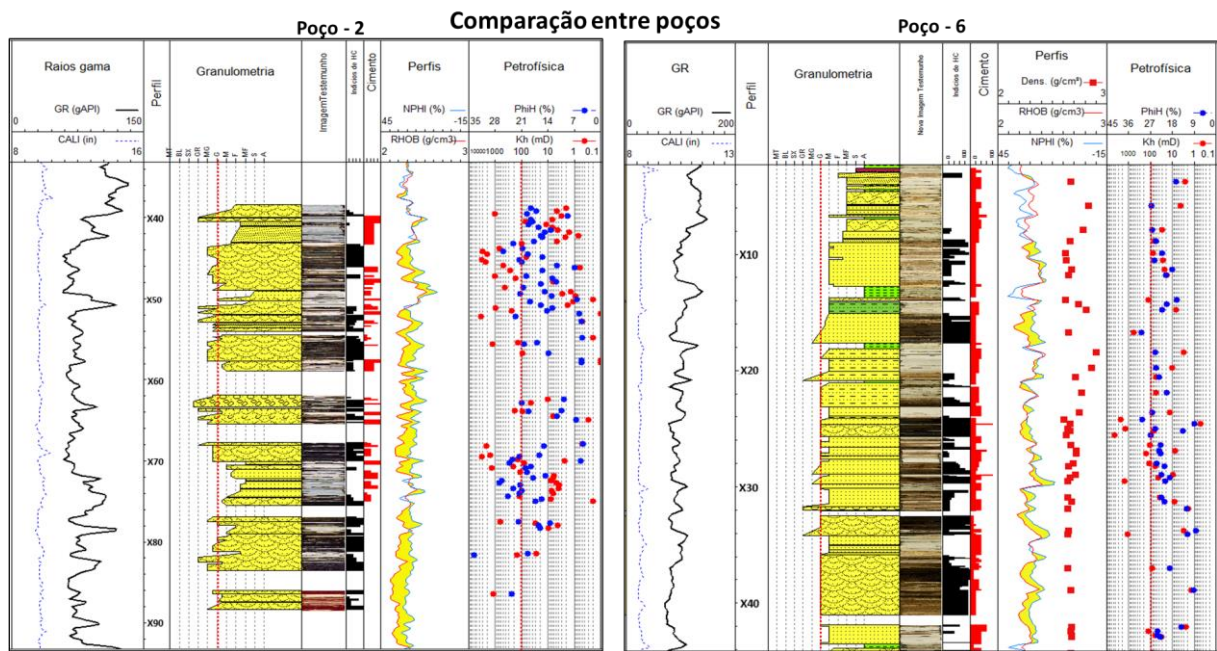


Figura 4.24 – Dados de descrição de testemunho dos poços P2 e P6. Track 1 – raios Gama; Track 2 – Profundidade do perfil; Track 3 – Granulometria; Track 4 – Imagem do testemunho; Track 5 – Indicadores de óleo; Track 6 – Intensidade da cimentação; Track 7 – Perfis de densidade (RhoB) e Neutrão (Nphi); Track 8 – dados de petrofísica básica (porosidade e permeabilidade). Nos *tracks* de granulometria e petrofísica foi realçada uma linha preta contínua para facilitar a comparação dessas características nos dois poços.

4.4.3 Mapa de Petrofácies e Avaliação da Malha de Injeção do Campo

A partir da curva do DRDN, foi construída uma curva litológica representada pelas petrofácies 1, 2 e 3 para todos os poços do campo. Dessa curva, foram extraídos atributos de espessura medida por poço, que permitiu confeccionar mapas para cada petrofácies. Usando a equação 4.7 e os mapas de espessura medida das petrofácies 1 e 2, que seriam correspondentes das unidades de fluxo Mega e Macro poro, respectivamente, gerou-se um mapa de IQR para a zona 100 que é a principal produtora do campo de ARG. Como não se dispunham carregados no software os intervalos canhoneados para cada poço, o mapa de IQR foi gerado para toda a zona 100 e, posteriormente, os seus valores foram divididos por dois, de modo a estimar um potencial de fluxo qualitativo, considerando que metade da espessura do intervalo desta zona estivesse canhoneado e aberto ao fluxo.

O mapa de IQR da zona 100 do campo pode ser visto na figura 4.26. As cores mais quentes correspondem aos maiores valores de IQR e representam reservatórios de melhor qualidade, em média. A análise do mapa mostra que existem três áreas (A1, A2 e A3), que

possuem um maior potencial de produção devido a melhor qualidade dos seus reservatórios. Nota-se que as áreas A1 e A2 já se encontram em pleno desenvolvimento de adensamento da malha de poços (bolinhas pretas menores), inclusive com sistemas de injeção contínua de vapor (bolinhas vermelhas e pretas maiores). A área A3 não possui uma malha de injeção contínua de vapor tão desenvolvida como as áreas anteriores, pelo fato de se encontrar no ápice da estrutura onde uma capa de gás se faz presente, o que diminui um pouco a espessura do intervalo produtor de óleo nessa área.

Em relação aos poços injetores, foram selecionadas 16 malhas de injeção contínua que tenham atuado nos últimos três anos, e cujos históricos de injeção não apresentam descontinuidades operacionais. O objetivo era avaliar quais são as principais direções que respondem a injeção contínua de vapor. Partindo de cada poço injetor foram marcadas as duas direções de poços produtores que responderam com maior acumulada de óleo a partir do início da injeção contínua (setas pretas). O que se observa no mapa é que as principais direções de resposta de produção, devido a propagação do vapor, estão concordantes com a geometria de distribuição dos melhores reservatórios mostrado no mapa de IQR, indicando que a qualidade do reservatório pode estar influenciando na propagação do vapor. Por fim, foi comparado o valor da média do ROV (razão óleo vapor) obtido para as malhas de injeção selecionadas nas áreas A1, A2 e a norte de A2. Como pode ser visto, os melhores resultados estão associados a maior ocorrência de rochas de IQR alto que, por sua vez, são mais abundantes nas áreas A2 (ROV=0,1525), A1 (ROV=0,0485), e por último, a norte de A2 (ROV=0,0325), respectivamente. Esse fato corrobora o gráfico de IQR x produção pós injeção, que indica que a qualidade do reservatório impacta diretamente na produção acumulada dos poços.

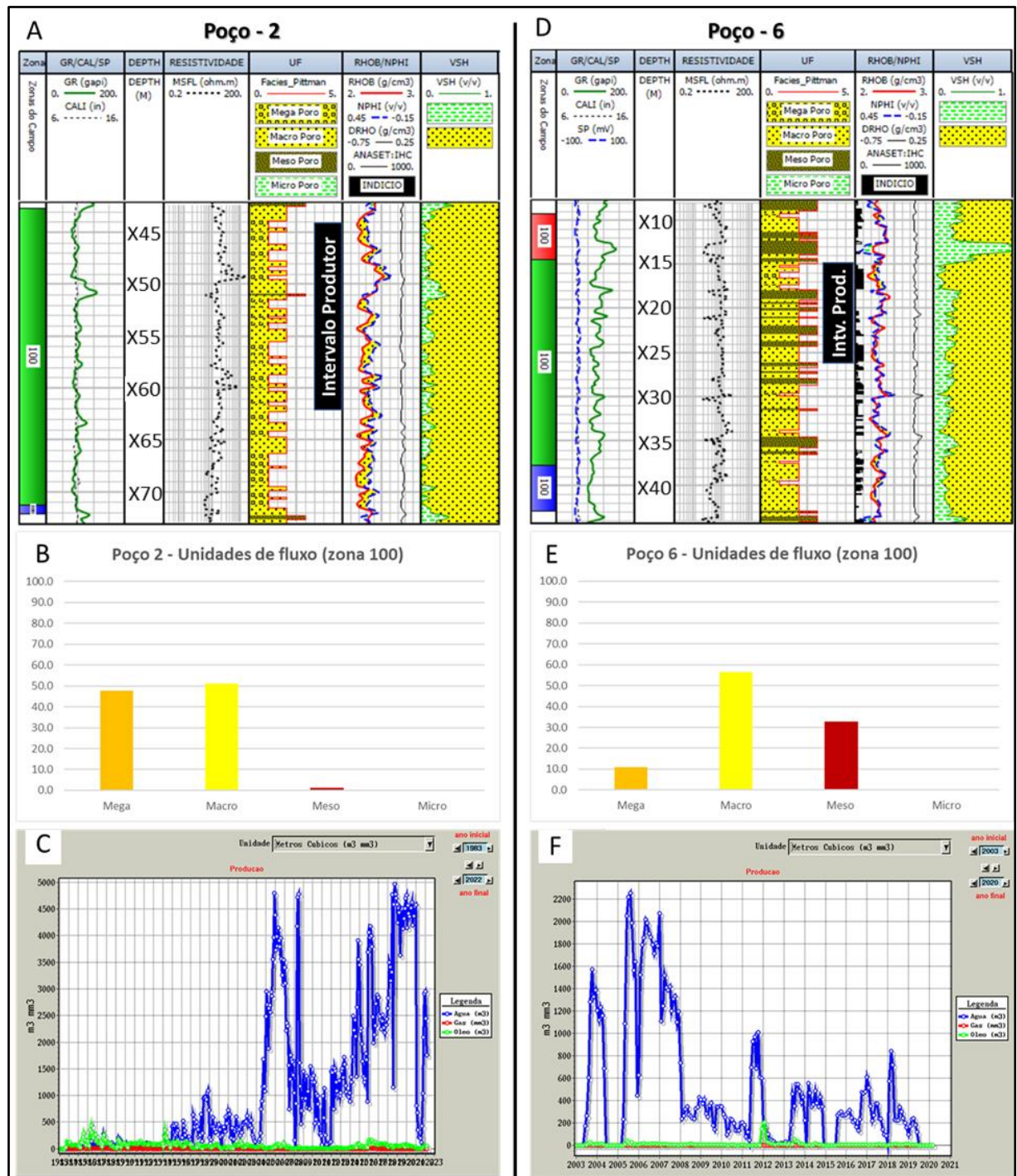


Figura 4.25 – Comparativo do impacto da qualidade dos reservatórios na curva de produção dos poços P2 e P6 (ver figuras 4.23 e 4.24 para maiores detalhes dos poços).

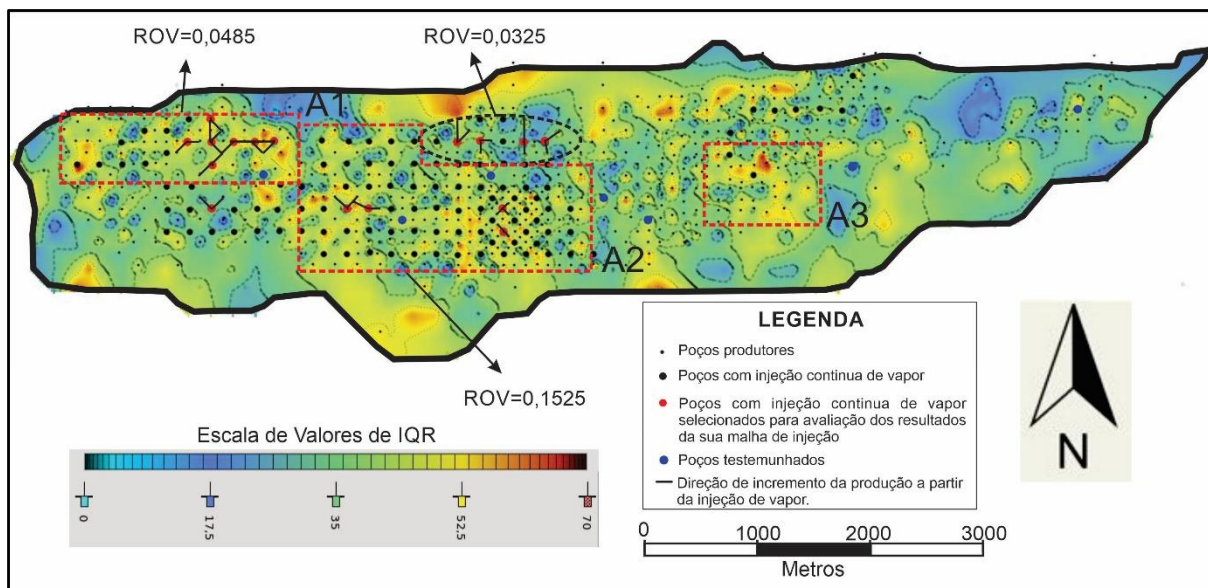


Figura 4.26 – Mapa de IQR para o campo de ARG. As cores quentes indicam maiores IQR e, consequentemente, a melhor a qualidade do reservatório. As áreas A1, A2 e A3, são consideradas as três melhores áreas para a produção a frio e a por injeção de vapor. Os pontos pretos pequenos indicam poços produtores; bolinhas pretas maiores indicam poços com injeção contínua de vapor; bolinhas vermelhas maiores indicam poços com injeção contínua de vapor selecionados para uma análise mais detalhada; Setas pretas indicam a direção preferencial do vapor a partir do injetor, considerando a produção acumulada dos poços produtores submetidos a cada malha de injeção avaliada. Note que as principais direções de resposta de produção a partir do poço injetor obedecem a geometria do mapa de IQR.

Considerações Finais

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 Modelagem de reservatórios

Uma das principais aplicações da caracterização de um reservatório em unidades petrofísicas é a sua aplicação na modelagem geológica e de fluxo. Para esse processo de modelagem existem *softwares* específicos no mercado, especializados exclusivamente nesse tipo de atividade. Esses programas permitem aplicar um tratamento mais estatístico aos dados e, dessa forma, construir modelos mais realistas, diferentemente do método apenas de interpolação. O exercício da modelagem geológica é uma tarefa que engloba a integração do conhecimento de diversos profissionais da exploração e/ou produção, tais como geólogos, geofísicos, petrofísicos, engenheiros de reservatórios, dentre outros.

A modelagem geológica de reservatórios é uma metodologia que ultimamente vinha sendo bastante usada no âmbito do processo exploratório da Bacia Potiguar e, a correlação rocha x perfil aplicada nesse estudo, foi largamente empregada na construção de modelos geológicos para os reservatórios da Formação Açu, tanto no campo de ARG como em outros campos análogos. A construção desses modelos visava mitigar o risco da ocorrência de reservatórios de baixa qualidade, quando da locação de poços de caráter mais exploratório em áreas de *ring fence* e no contexto de acumulação de óleo pesado. Para a construção de modelos geológicos são necessários gerar diversos insumos, tais como: Mapas das superfícies de topo e base do intervalo a ser modelado; Mapas de proporção de fácies e curva de proporção vertical fácies geradas a partir das petrofácies/eletrofácies obtidas na correlação rocha perfil; Mapas de trends deposicionais que são elaborados tomando como base medidas de paleocorrente obtidas em afloramento ou através de perfis de imagem resistiva, dentre outros. Todos esses produtos foram gerados e/ou integrados no ambiente Petrel®, onde é possível fazer uma distribuição probabilística das fácies da área modelada, tendo como base um modelo geológico conceitual. Para cada petrofácies modelada foi possível parametrizar suas características geométricas, levando em conta os seus tipos depósitos associados.

A figura 5.1 apresenta a comparação entre uma seção do reservatório fluvial da Formação Açu mapeada no afloramento e o exemplo de uma modelagem geológica realizada no Petrel®, para reservatórios equivalentes produtores em um outro campo da Bacia Potiguar. Como pode ser observado, as geometrias dos depósitos modelados são bem coerentes com o que é mapeado em afloramento.

Embora as escalas sejam diferentes, as geometrias refletem o aspecto fractal da variação espacial desses depósitos sedimentares.

A modelagem de fluxo, por sua vez, corresponde a uma etapa posterior a modelagem geológica, em que a partir desta última, cada tipo de célula do modelo é populado com parâmetros petrofísicos estáticos e dinâmicos, tais como: porosidade, permeabilidade, saturação de água, curva de permeabilidade relativa, curva de pressão capilar, e etc. O objetivo final é reproduzir a curva de produção acumulada e de pressão estática do campo. Um bom modelo de fluxo permite gerenciar melhor o reservatório, facilitando a tomada de decisão necessária para obter um maior fator de recuperação do campo.

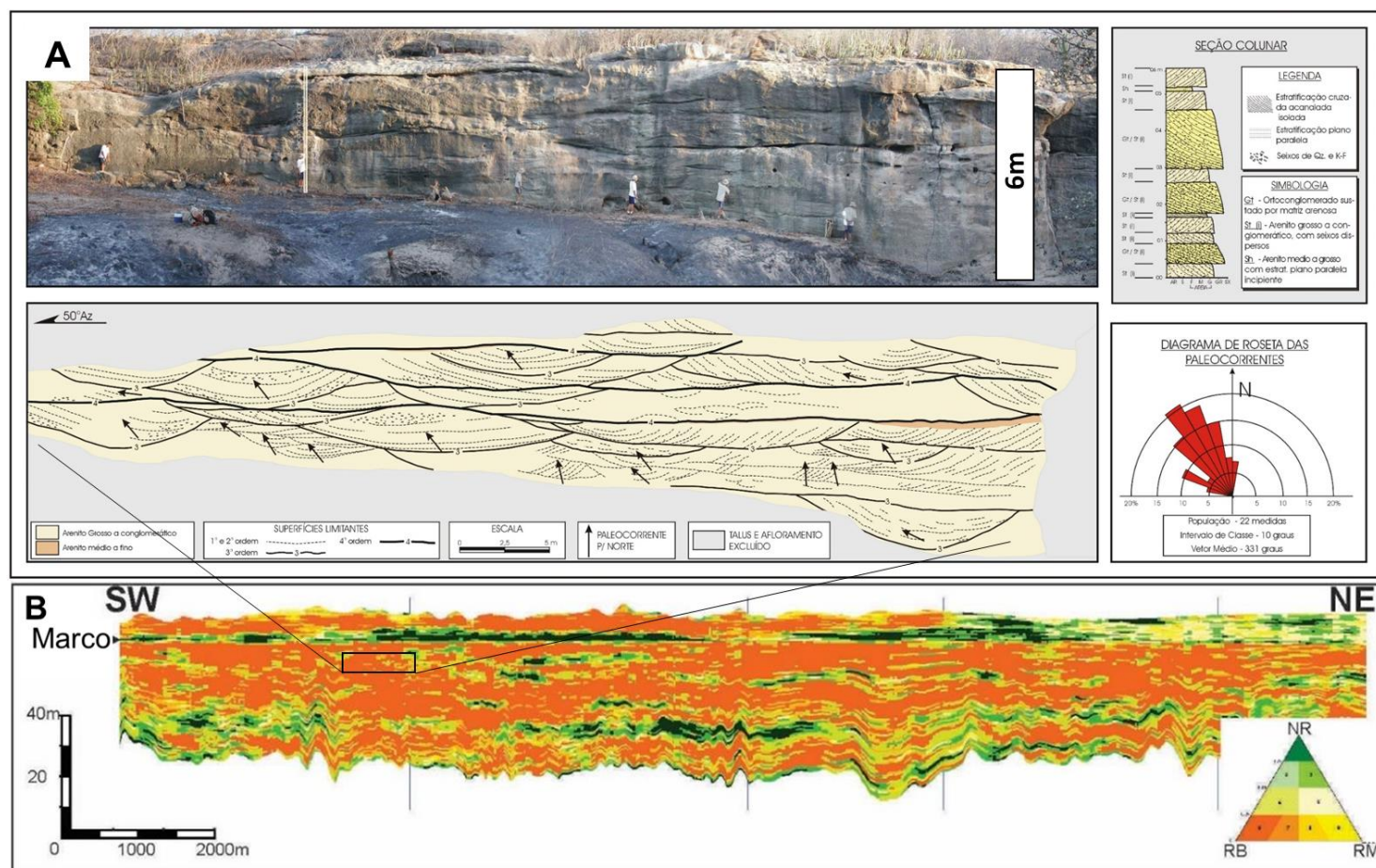


Figura 5.1 – Comparação da geometria dos depósitos da Formação Açú mapeados em escala de afloramento com o resultado da modelagem geológica de reservatórios produtores equivalentes no campo de Estreito. Figura 5.1A – Fotomosaico com interpretação de superfícies limitantes, distribuição de paleocorrentes e associação faciológica (Menezes, 2004). O afloramento da Fm. Açú corresponde a um conjunto de canais amalgamados formando uma geometria em lençol. Figura 5.1B – Modelagem de reservatórios fluviais da Formação Açú produtores no campo de Estreito na Bacia Potiguar (Caldas, 2018). Legenda: NR = Não reservatório (equivalente a petrofácies 3), RM = Reservatório médio (Equivalente a petrofácies 2) e RB = reservatório bom (Equivalente a petrofácies 1). A petrofácies RB corresponde aos depósitos que vemos no afloramento.

5.2 Conclusões

O uso de dados de rocha em conjunto com perfis geofísicos, permitiu fazer uma caracterização de unidades de fluxo multi-escala e tridimensional dos reservatórios produtores do campo de Alto do Rodrigues na Bacia Potiguar terra. Abaixo estão listadas as principais conclusões deste estudo, no tocante aos aspectos relacionados às características geológicas e petrofísicas desses reservatórios:

1. Os reservatórios do campo de ARG foram subdivididos em quatro unidades de fluxo, de acordo com os tamanhos de garganta de poro efetivo das rochas. Essas unidades de fluxo estão estreitamente relacionadas com as características texturais dessas rochas e em menor grau aos efeitos diagenéticos.
2. A análise dos dados pressão capilar, petrofísica básica e descrição de indícios em testemunhos, demonstram que o óleo presente no campo de ARG entrou preferencialmente nos reservatórios com raio de garganta de poros acima de $3\mu\text{m}$, de onde se obtém valores de corte estáticos de $\Phi_i \geq 12\%$ e $\text{Perm} \geq 30\text{mD}$.
3. Através da correlação rocha perfil foi possível distribuir as unidades de fluxo na área do campo de ARG, e visualizá-las em três dimensões a partir de seções geológicas e mapas. A interpolação de perfis forneceu excelentes resultados, destacando feições e geometrias que certamente não seria possível de serem notadas na resolução do dado sísmico.
4. O índice de qualidade de reservatório gerado pela quantificação das unidades de fluxo produtoras Mega e Macro poro, apresentam relação direta com a produtividade dos poços, tanto a frio quanto após injeção de vapor, permitindo o seu uso para a uma estimativa de ganho de produtividade e implementação de novos projetos de perfuração.
5. O mapa de IQR permitiu identificar e avaliar as melhores áreas do campo, onde devem ser priorizados os projetos de adensamento de malha e injeção contínua

de vapor, de modo a obter um maior ganho de produtividade dos poços em função da presença das melhores fácies reservatório.

6. A metodologia aplicada com sucesso nesse estudo, pode e deve ser aplicada a qualquer reservatório independente do seu modelo deposicional e/ou tipo litológico, seja ele siliciclástico ou carbonático.

A correlação entre o mapa de IQR da zona 100 e as principais direções de reposta de poços produtores submetidos as malhas de injeção continua de vapor avaliadas, sugere que a qualidade dos reservatórios podem ter influência direta na percolação do vapor em subsuperfície, o que impacta diretamente não só produção dos poços já perfurados submetidos as malhas de injeção de vapor, como também, na produção futura de outros poços que venham a ser perfurados para adensamento de malha visando o aumento da produção.

Os produtos aqui obtidos podem ser aplicados em outras atividades inerentes ao gerenciamento dos reservatórios, tais como:

- ✓ Realizar o ranqueamento de poços para receber a injeção cíclica ou contínua de vapor, de modo a otimizar os resultados da produção.
- ✓ Atuar na diminuição de incertezas para a geração de curvas de produção, necessárias a aprovação de novos projetos de perfuração e/ou injeção de vapor.
- ✓ Auxiliar no entendimento de barreiras de fluxo, intervalos produtores de água internos a zona de óleo, reconhecimento de trapas estratigráficas, dentre outros.

Referências Bibliográficas

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AAPG Wiki/Capillary_pressure. Disponível em: https://wiki.aapg.org/Capillary_pressure. Acesso em 25 de agosto de 2021.
- Abdallah, W., *et al.*, 2007. Fundamentals of wettability: Oilfield review, Summer 2007, v. 19, no. 2, p.44-61.
- Al-Jawad, S. N. and Saleh, A. H., 2020. Flow units and rock type for reservoir characterization in carbonate reservoir: case study, South of Iraq. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology.
- Almeida, F. M. & Hasui, Y., 1984. O pré-cambriano do Brasil. São Paulo: Edgard Blücher, 378 p.
- Anderson, W. G., 1986a. Wettability literature survey – part 1, rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability: Journal of Petroleum Technology, v. 38, p. 1125-1144., 10., 2118/13932-PA.
- Anderson, W. G., 1986f. Wettability literature survey – part 6, Effects of wettability on waterflooding: Journal of Petroleum Technology, v. 38, p. 1605-1622.
- Araripe, P. T. & Feijó, F., 1994. Bacia Potiguar. Boletim de Geociências da PETROBRÁS. v. 8, n. 1, p. 127-141.
- Asquith, G. B., 1999. Basic well log analysis for geologists. AAPG Methods in Exploration Series, number 3.
- Bagheri, A. M. and Biranvand, B., 2006. Characterization of reservoir rock types in a heterogeneous clastic and carbonate reservoir. Research Institute of Petroleum Industry (RIPI). p. 29-38.
- Bassiouni, Z., 1994. Theory, measurement, and interpretation of well logs. SPE textbook series, vol. 4, SPE Richardson, Texas, USA.
- Bertani, R. T., Araripe, P. T. & Beltrami, C. V. Evolução tectono-sedimentar das bacias sedimentares do Ceara e Potiguar. UFPE, v.1, p. 34 e 35, 1985. (Série D: textos didáticos).

- Bertani, R. T., Costa, I. G., Matos, R. M. D., 1990. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e “habitat” do petróleo na bacia Potiguar. In: GABAGLIA, G. P. R., MILANI, E. J., (ed). Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro: Petrobrás. p.291-310.
- Bueno, R. & Mantilla A., 2014. Distribution of petrophysical properties based on depositional environment: Examples from fluvial meandering channel and shoreface depositional environment. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts (SPWLA 55th).
- Caldas., L. O., 2018. Modelagem geológica 3D do campo de Estreito. Relatório interno da Petrobras.
- Dewan., J. T. (1983). Essentials of modern open-hole log interpretation. ISBN 978-0-87814-233-0.
- Donaldson, E. C., Thomas, R. D., Lorenz, P. B., 1969. Wettability determination and its effect on recovery efficiency: Society of Petroleum Engineers Journal, v. 9, p.13-20., 10., 2118/2338-PA.
- EBAH, (2015). Perfilagem. Disponível em: <http://www.ebah.com.br/content/ABAAABbDsAH/perfilagem>. Acesso em 21 de março de 2021.
- Ebanks, W. J, Jr., 1987. Flow unit concept – Integrated approach to reservoir description for engineering projects, abst. AAPG Bulletin, v. 71, n. 5, p. 551-552.
- Ebanks, W. J. Jr., Scheihing, N. H., Atkinson, C. D., 1993. Flow unit for reservoir characterization, in D. Morton-Thompson and A.M. Woods, eds., Development Geology Reference Manual: AAPG Methods in Exploration Series 10, p, 282-285.
- Edisciplinas.usp.br., 2018. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/5092344/mod_resource/content/1/AulaPerfilagem-Renato-USP-2018.pdf. Acesso em 25 de agosto de 2021.
- Evans, A. B., Abraham, A. B., Thompson, B. E., 2019. Integrated reservoir characterization for petrophysical flow units evaluation and performance prediction. The Open Chemical Engineering Journal.
- Fanchi, John R., 2006. Principles of applied reservoir simulation. (3ª edição). Elsevier.
- Folk, R.L.1968. Petrology of sedimentary rocks. Austin, Texas, Hemphill’s Pub., 107p.

- Françolim, J. B. L. & Szatmari, P., 1987. Mecanismo de rifteamento da porção oriental da margem norte brasileira. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 17, n. 2, p. 196-207.
- Gallas, J., 2005. O método do potencial espontâneo (SP): uma revisão sobre suas causas, seu uso histórico e suas aplicações atuais. *Revista Brasileira de Geofísica*. 23. 133-144. 10.1590/S0102-261X2005000200003.
- Guimaraes, M.S.B., Denicol, P.S., Gomes, R.M.R., 2008. Avaliação e caracterização de reservatórios laminados: Comparação entre ferramentas convencionais e o perfil de indução multicomponente. *Rev. Bras. Geociências* 38 (1), 188–206.
- Gunter, G. W., Pinch, J. J., Finneran, J. M., Bryant W. T., 1997a. Overview of an integrated process model to develop petrophysical based reservoir descriptions. *Society of Petroleum Engineers (SPE 38748)*.
- Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartman, D. J., Miller, J. D., 1997b. Early determination of reservoir flow units using an integrate petrophysical model. *Society of Petroleum Engineers (SPE 38979)*.
- Gunter, G. W., Spain, D. R., Viro, E. J., Thomas, J. B., Potter, G., & Williams, J., 2014. Winland pore throat prediction method - A proper retrospect: New examples from carbonates and complex systems. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts (SPWLA 55th)*.
- Katz, A. J. & Thompson, A. H., 1986. Quantitative prediction of permeability in porous rock: *Physical Review Bulletin*, vol. 34, p. 8179-8181., 10., 1103/PhysRevB., 34., 8179.
- Kearey, P., Brooks M., Hill I., 2009. *Geofísica de Exploração*. Oficina de Textos, São Paulo, 438 p.
- Kolodzie, S., Jr., 1980. Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in Spindle field, Colorado: *Society of Petroleum Engineers, 55th Annual Fall Technology Conference, SPE-9382*, 10 pp.
- Martin A.J., Solomon, S.T., Hartmann, D.J., 1997. Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs. *AAPG Bull* 81:734-759.
- Martinez, R.J. and Rodrigues, C., 2012. Decreasing uncertainty in rock type determination at Cerro Negro field, through various reservoir characterization techniques. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts (SPWLA 53th)*.

- Matos, R. M. D., 1987. Sistema de riftes cretáceos do Nordeste Brasileiro. In: Seminário de Tectônica da Petrobrás, 1, 1987, Rio de Janeiro. Atas... Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, p. 126-159.
- Matos, R. M. D., 1992. The northeast Brazilian rift system. *Tectonics*, v. 11, n. 4, p. 766-791.
- Matos, R.M.D., 1999. History of the northeast Brazilian rift system: Kinematic implications for the break-up between Brazil and West Africa. In: Cameron, N.R., Bate, R.H., Clure, V.S. (Eds.), *The Oil and Gas Habitats of the South Atlantic*, vol. 153. Geological Society, London, Special Publications, pp. 55–73.
- Matos, R.M.D., Krueger, A., Norton, Ian, Casey, K., 2021a. The fundamental role of the Borborema and Benin–Nigeria provinces of NE Brazil and NW Africa during the development of the south atlantic cretaceous rift system. *Mar. Petrol. Geol.* 127, 104872.
- Matos, R.M.D., Medeiros, W.E., Almeida, C.B., Jardim de Sa, ´ E.J., Cordoba, ´ V.C., 2021b. A solution to the Albian fit challenge between the South American and African plates based on key magmatic and sedimentary events late in the rifting phase in the Pernambuco and Paraíba basins. *Mar. Petrol. Geol.* 128, 105038.
- McPhee, C., Reed, J., Zubizarreta, I., Chapter 9 - Capillary pressure, Editor(s): Colin McPhee, Jules Reed, Izaskun Zubizarreta, *Developments in Petroleum Science*, Elsevier, Volume 64, 2015, Pages 449-517.
- Mello, A. C. C., 2016. Evolução do sistema de falhas de borda do rifte potiguar com base em curvas de crescimento de falhas – RN, Brasil. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Dissertação de Mestrado, 58 p.
- Menezes, L., 2004. Mapeamento digital de análogos a reservatórios petrolíferos: Exemplos para depósitos fluviais da unidade Açu-3 – bacia Potiguar. Dissertação (Mestrado em Geodinâmica e Geofísica) - UFRN.
- Mirzaei-Paiaman, A., Ostadhassan, M., Rezaee, R., Saboorian-Jooybari, H., Chen, Z., 2018. A new approach in petrophysical rock typing. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 166, p. 445–464.
- Mohammadian, E., Kheirollahi, M., Liu, B. et al. A case study of petrophysical rock typing and permeability prediction using machine learning in a heterogenous carbonate reservoir in Iran. *Sci Rep* 12, 4505 (2022).

- Najurieta, H. L., Galacho, N., Chimienti, M. E., 2001. Effects of temperature and interfacial tension in different production mechanisms. SPE 69398. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina.
- Nery, G. G., 1990. Perfilagem geofísica em poço aberto. Salvador, BA. 231p.
- Nery, G. G., 2013. Perfilagem Geofísica em poço aberto - Fundamentos básicos com ênfase em petróleo. Rio de Janeiro, RJ. Sociedade Brasileira de Geofísica – SGBf. 222 p. ISBN 978-85-88690-19-6.
- Pessoa Neto, O. C. *et al.*, 2007. Bacia Potiguar. In Milani E. J. (Org.). Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 357-369.
- Pittman, E. D., 1992, Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone: AAPG Bulletin, v. 76, p. 191–198.
- Plano de desenvolvimento do campo de Alto do Rodrigues. 2018. Relatório interno da Petrobras.
- Porras, J.C. and O. Campos., 2001. Rock typing: A key approach for petrophysical characterization and definition of flow units, Santa Barbara field, eastern Venezuela basin. Society of Petroleum Engineers (SPE 69458).
- Porras, J., Barbato, R. Y. Salazar, D., 2002. Upscaling from core data to production: Closing the cycle. A case study in the Santa Barbara and Piritital fields, eastern Venezuela basin. Caracas: Society of Petroleum Engineers.
- Raymer, L. L., Hunt, E. R., Gardner, J. S., 1980 - An improved sonic transit time-to-porosity transform. Trans. SPWLA 21th Annual Logging Symposium, paper P.
- Rider, M., 2002. The geological interpretation of well logs. 2ª Edição. Rider-French Consulting Ltd, Sutherland, Scotland. 280p.
- Rodrigues, B.F.T., 2007. Bacia Madre de Dios: Perfilagem de poços. 76p. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em geofísica do Petróleo), Programa de Pós-graduação em Geologia - Instituto de Geociências, UFRJ.
- Rodrigues, B.S.O., 2015. Interpretação básica de perfis geofísicos de poços utilizando linguagem Fortran 95 e softwares livres. 63p. Trabalho de Conclusão de Curso

- (graduação em geofísica) - Universidade Federal da Bahia, Departamento de Geofísica, Instituto de Geociências, Bahia.
- Romero, P., 2004. Method for characterization of rock quality based on Winland, Pittman and Timur-Coates equations applied to NMR laboratory data. SPWLA 45th Annual Logging Symposium, June 6-9.
- Sampaio, A. V. & Schaller, H., 1968. Introdução à estratigrafia da bacia Potiguar. Rio de Janeiro, Bol. Técnico PETROBRÁS, v. 11, n. 1, p. 19-44 C.
- Scherer, C. M. S., 2004. Sedimentologia e estratigrafia de sistema fluviais e Eólicos. Apostila do curso de pós-graduação em geociências da UFRGS.
- Schowalter, T. T., 1979. Mechanics on secondary hydrocarbon migration and entrapment: AAPG Bulletin, vol. 63, no. 5, p.723-760.
- Schlumberger., 1998. Log interpretation – Principles/Applications. Schlumberger, Texas, USA. Seventh printing.
- Silva, K. A. P., 2019. Interpretação e correlação de dados de poços e linhas sísmicas 2D na bacia do Parnaíba – Estado do Maranhão. Trabalho de Conclusão de Curso - Engenharia de Petróleo – CEP/CT/UFRN. 72p.
- Sneider, R. M. & Bolger, G., 1993. Estimating seals from wireline logs of clastic seals and reservoir intervals, in J. Ebanks, J. Kaldi, and C. Vavra, eds., Seals and Traps: A Multidisciplinary Approach: AAPG Hedberg Research conference, unpublished abstract.
- Souza, Z. S., Vasconcelos, P. M., Nascimento, M. A. L., Silveira, F. V., Paiva, H. S., Silveira Dias, L. G., Viegas, M. C. D., Galindo, A. C.; Oliveira, M. J. R., 2004. Geocronologia e geoquímica do magmatismo cretácico a terciário do NE do Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 42. 2004, Araxá. Resumos. Minas Gerais: Sociedade Brasileira de Geologia, 1 CD-ROM.
- Spearing, M.; Allen, T., McAulay, G., 1994. Review of the Winland R35 method for net pay definition and its application in low permeability sands.
- Stevanato, A. C. R. S., 2011. Análise petrofísica de reservatórios. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Campinas, SP. 67 pp.

- Swanson, B. F., 1977. Visualizing pores and non-wetting phase in porous rocks: Society of Petroleum Engineers, Annual Fall Technical Conference, SPE paper 6857, 10p.
- Tiab, Donaldson, Djebbar, Erle., 2004. Petrofísica – Teoria e prática de medição de rochas de reservatório e propriedades de transporte de fluidos (2ª edição).
- Tibana, P. & Terra, G. J. S., 1981. Sequências carbonáticas do cretáceo da bacia Potiguar. Rio de Janeiro, Bol. Técnico PETROBRÁS, v. 24, n. 3, p. 174-183.
- Tillero, E. 2012. Stepping forward: An automated rock type index and a new predictive capillary pressure function for better estimation permeability and water saturation. Case study, Urdaneta 01- heavy oil reservoir. Society of Petroleum Engineers (SPE 151602).
- Treiber, L. E., Archer, D. L., Owens, W. W., 1972. A laboratory of evaluation of the wettability of fifty oil-producing reservoirs: 46th Annual Fall Meeting, SPE Journal, SPE paper 3526, v. 12, no. 6, p. 44-61.
- Vasconcelos, E. P., Lima Neto, F. F., Roos, S., 1990. Unidades de correlação da formação Açu. In: SBG, Congresso Brasileiro de Geologia, 36, 1990, Natal. Anais..., v. 1, p. 227-240.
- Vavra, C. L., Kaldi, J. G., Sneider, R. M., 1992. Geological applications of capillary pressure: a review. AAPG Bulletin, vol. 76, no. 6, p. 840-850.
- Washburn, E. W., 1921. Note on a method of determining the distribution of pore sizes in a porous material: Proceedings of the National Academy of Science, v.7, p. 115-116.
- Wyllie, M., Gregory, A. e Gardner, G., 1956. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media, Geophysics, V. 21, no. 1.
- Li, Y., Cai, H., Cheng, C., 2015. Reservoir classification and evaluation methods based on R35 pore throat radius. International Conference on Industrial Electronics and Applications (IEA).