



LEANDRO HARTLEBEN MELANI

CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DE RESERVATÓRIO CARBONÁTICO

CAMPINAS
2015



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

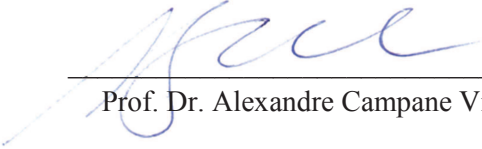
LEANDRO HARTLEBEN MELANI

CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DE RESERVATÓRIO CARBONÁTICO

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Campanhe Vidal

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno Leandro Hartleben Melani, e orientada pelo Prof. Dr. Alexandre Campanhe Vidal.



Prof. Dr. Alexandre Campanhe Vidal

CAMPINAS
2015

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

M48c Melani, Leandro Hartleben, 1988-
Caracterização petrofísica de reservatório carbonático / Leandro Hartleben
Melani. – Campinas, SP : [s.n.], 2015.

Orientador: Alexandre Campanhe Vidal.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de
Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Petrofísica. 2. Reservatórios - Fratura. 3. Rochas carbonáticas. 4. Petróleo -
Campos, Bacia de (RJ). 5. Petróleo - Geologia - Permeabilidade. I. Vidal,
Alexandre Campanhe, 1969-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Petrophysical characterization of carbonate reservoir

Palavras-chave em inglês:

Petrophysical

Reservoirs - Fracture

Carbonate rocks

Oil - Campos, (RJ) Basin

Oil - Geology - Permeability

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Títuloção: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Alexandre Campanhe Vidal [Orientador]

Juliana Finoto Bueno

Philippe Laboissière

Data de defesa: 12-02-2015

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DE RESERVATÓRIO CARBONÁTICO

Autor: Leandro Hartleben Melani

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Campanhe Vidal

A banca examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:

Prof. Dr. Alexandre Campanhe Vidal, Presidente
DGRN/IG/UNICAMP

Dra. Juliana Finoto Bueno
STATOIL

Dr. Philippe Laboissière
InReservoir Solutions

Campinas, 12 de fevereiro de 2015.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais por todo amor, apoio incondicional e ensinamentos inestimáveis que serão levados por toda a vida.

A minha irmã e toda minha família pelo carinho, incentivo e apoio.

Minha gratidão a Camila Lubaczeuski pelas críticas e sugestões no trabalho, mas principalmente pela paciência, apoio e carinho nos momentos mais difíceis.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal pelos ensinamentos, orientações, sugestões, contribuição, amizade e confiança depositados ao longo dessa jornada.

A Dra. Juliana Finoto Bueno pela acolhida no início desta etapa, pelas orientações e por transmitir conhecimentos que possibilitaram a realização deste trabalho.

Ao Frederico Schuab pela contribuição inestimável, ensinamentos valiosos, discussões técnicas e paciência para dividir muitas horas do seu tempo para apresentar o “mundo da petrofísica” para um leigo.

Agradeço aos meus colegas de laboratório Ivan, Bruno, Michelle, Aline e Guilherme. Gostaria de fazer um agradecimento especial ao Ivan pelas sugestões e correções do trabalho.

Agradeço também ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro, e ao Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) e Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo (CEP) pelo suporte acadêmico e administrativo.

Por fim, muito obrigado a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

“Nam et ipsa scientia potestas es”

Francis Bacon

RESUMO

A análise petrofísica é essencial para caracterização de reservatórios de hidrocarboneto, fornecendo parâmetros para avaliação do potencial econômico do campo. Este estudo foi realizado em um reservatório carbonático fraturado da Formação Quissamã, Bacia de Campos, composto predominantemente por calcarenitos e calcirruditos da Formação Quissamã, o qual foi denominado de Campo B. Este reservatório é essencialmente microporoso, com porosidade média a alta (15-30%) e, em geral, apresenta baixa permeabilidade de matriz (0,1-10 mD). As relações petrofísicas podem ser bastante complexas em reservatórios carbonáticos, em função da maior heterogeneidade na distribuição de fácies e porosidade nestas rochas. O grau de complexidade torna-se ainda mais elevado para o caso de reservatórios fraturados. Foi desenvolvido neste estudo um fluxo de trabalho para caracterização petrofísica da matriz deste reservatório carbonático, através da utilização de dados de perfis elétricos e de plugues. O objetivo do trabalho foi identificar possíveis comportamentos de fluxo distintos e definir regiões do campo com provável contribuição de fluxo intergranular. Para isto, é indispensável entender a relação entre os controles geológicos e o comportamento dinâmico do reservatório. A partir da análise das propriedades petrofísicas da matriz foram reconhecidas duas regiões do reservatório com comportamentos de fluxo distintos, diretamente influenciados pela heterogeneidade do sistema poroso. Na área sul foi constatado baixíssima permeabilidade de matriz, decorrente do amplo predomínio de microporosidade, que confere esta característica de fluxo às rochas. Na área norte foram observados os melhores índices de permeabilidade de matriz para o campo, associados à contribuição de fluxo intergranular, devido à preservação de porções significativas de macroporosidade original. As altas taxas de produtividade registradas nos dados de produção para poços da região sul indicam a presença de fraturas. O sistema de fraturas tem pequeno impacto sobre a porosidade total deste reservatório, porém tem grande contribuição para o regime de fluxo, desempenhando um importante papel na produção comercial do campo. Foi investigado também o impacto associado aos parâmetros de Archie - coeficientes de cimentação (m) e saturação (n) - no cálculo de saturação de água (S_w) para este reservatório carbonático fraturado. Para investigar este impacto foram gerados e comparados quatro cenários de S_w baseados em valores de m e n distintos. Foram realizadas três análises principais: (I) valores de S_w e espessura porosa com óleo (HPhiS_o) foram comparados para cada cenário. Os resultados mostraram considerável variação nos valores obtidos para ambos os parâmetros (S_w - HPhiS_o). (II) Análise baseada nos valores de corte e Net Pay. Foi observado que os valores de corte devem ser redefinidos de acordo com a variação da curva de saturação de água, para que seja mantida a mesma espessura de Net Pay em um dado reservatório. (III) Análise da influência dos valores de corte individual e global na variação de espessura de Net Pay foi avaliada para todos os poços para o cenário C2. Variações pequenas indicam que um valor de corte global é válido para este campo. Os resultados do estudo mostram que valores imprecisos dos parâmetros de Archie podem conduzir a erros na avaliação de reservas.

Palavras-chave: Caracterização Petrofísica, Rochas Carbonáticas, Reservatórios Fraturados, Permeabilidade, Bacia de Campos, Parâmetros de Archie.

ABSTRACT

Petrophysical analysis plays a vital role in reservoirs characterization, providing parameters to evaluate the economic potential of the field. This study was performed in a fractured carbonate reservoir of Quissamã Formation, Campos Basin, mostly composed of calcarenites and calcirudites of Quissamã Formation, which it was named B Field. This reservoir is essentially microporous, characterized by medium to high porosity (15-25%) and, in general, low matrix permeability (0.1-10 mD). The petrophysical relationships can be considerably complex in carbonate reservoirs, due to the greater heterogeneity in facies and porosity distribution of these rocks. The complexity became even higher in particular case of fractured reservoirs. It was developed in this thesis a general workflow for petrophysical characterization of this Albian carbonate reservoir, using well log data and plugs samples. The goals of this paper were to identify different flow behaviors and to define areas of the field with possible intergranular flow contribution. It is extremely important therefore to understand the relationship between the geological controls and the dynamic behavior of the reservoir. The petrophysical analysis of matrix properties enabled to recognize two reservoir zones with distinct flow behaviors, directly influenced by the porous system heterogeneity. In the southern area it was found very low matrix permeability, due to the large occurrence of microporosity. In the northern area it were found the best matrix permeability values of B Field, related to the contribution of intergranular flow due to the original macroporosity preservation. The high initial production rates obtained from production data of wells located in the southern portion indicate the presence of fractures. The fracture system has a small impact on the percentage of total reservoir porosity, but it has a large contribution to the flow domain, playing an important role in the commercial production of the field. It was also investigated the impact associated with Archie's parameters - Cementation Factor (m) and Saturation Exponent (n) - in the determination of water saturation (S_w) in this fractured carbonate reservoir. To investigate this impact, four S_w scenarios were generated by applying different m and n values and compared with one another. Three main analyses were performed according to m and n variations: (I) the average values of S_w and Hydrocarbon Pore Volume Height (H_{PhiS_o}) were compared for each scenario. The results showed a considerable variation in the average values for both. (II) The second analysis was based on the cut-off and Net Pay values. The results showed that cut-off values must be changed according to the variation given by a water saturation curve, whatever the S_w scenario, in order to keep the same Net Pay values. (III) The differences between global and individual cut-offs on Net Pay thickness were analyzed for all wells for the scenario C2. Insignificant variations indicate that a global cut-off value is acceptable for this field. The results show that inaccurate values of Archie's parameters can lead to gross errors in reserves evaluation.

Keywords: Petrophysical Characterization, Carbonate Rocks, Fractured Reservoirs, Campos Basin, Archie's Parameters.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Aspectos Gerais	1
1.2. Objetivos.....	5
1.3. Organização da Dissertação.....	6
2. CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA	7
2.1. Bacia de Campos	7
2.2. Grupo Macaé (Albiano-Cenomaniano)	9
2.3. Campo B	11
2.4. Reservatórios Análogos	13
3. CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DE UM RESERVATÓRIO CARBONÁTICO FRATURADO DA FORMAÇÃO QUISSAMÃ, BACIA DE CAMPOS	15
Resumo	15
3.1. Introdução	16
3.2. Caracterização Geológica	18
3.3. Materiais e Métodos.....	20
3.4. Resultados	28
3.5. Discussão dos Resultados	39
3.6. Conclusão.....	46
Referências Bibliográficas	47
4. THE IMPACT OF ARCHIE'S PARAMETERS IN THE CALCULATION OF WATER SATURATION FOR CARBONATE RESERVOIR, CAMPOS BASIN.....	53
Abstract.....	53
4.1. Introduction.....	54
4.2. Geological Setting.....	55
4.3. Database	56
4.4. Archie's Parameters	56
4.4.1 Cementation Factor (m).....	57
4.4.2 Saturation Exponent (n)	58

4.5. Methods	59
4.6. Results and Discussion	61
4.6.1. Analysis I – Sw and HPhiSo	61
4.6.2. Analysis II – Cut-off and Net Pay	64
4.6.3. Analysis III – Global and individual cut-offs on Net Pay value for C2.....	65
4.7. Conclusions.....	66
References.....	67
5. Considerações Finais.....	73
REFERÊNCIAS	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Localização da Bacia de Campos (a) (modificado de RANGEL e MARTINS, 1998, in SOUZA, 2005). Distribuição dos campos produtores de óleo da Bacia de Campos (b) (TAIOLI, 2000).....	7
Figura 2.2: Carta estratigráfica da Bacia de Campos simplificada. (Modificada de GUARDADO et al., 2000, e parcialmente atualizada após WINTER et al., 2007).....	9
Figura 2.3: Localização do Campo B no contexto regional da Bacia de Campos (Modificado de Agência Petrobrás).	11
Figura 3.1: Mapa de topos do reservatório, com a localização dos poços utilizados no estudo. A (B_17), B (B_29), C (B_38) e D (B_30) indicam o local dos poços com amostras de plugue.....	21
Figura 3.2: Fluxo de trabalho desenvolvidos na análise petrofísica deste reservatório.	22
Figura 3.3: Pickett Plot utilizado na determinação do fator de cimentação ($m = 1,77$), com auxílio do parâmetro R_w para um melhor ajuste de m	24
Figura 3.4: Zoneamento do reservatório Quissamã no Campo B. As zonas de óleo e transição representam o intervalo considerado na análise petrofísica, denominado de zona de interesse. ..	29
Figura 3.5: Gráfico Phiperfil x Phiplugue - Boa correlação entre a porosidade de perfil e de laboratório (a). Histograma com a distribuição de porosidade do reservatório na zona de interesse (b). Perfis de porosidade (última pista) ressaltando o comportamento cíclico próximo ao topo do reservatório (c).....	30
Figura 3.6: Distribuição da curva de saturação de água para todos os poços na zona de interesse.	31
Figura 3.7: Contatos de fluidos definidos para o Campo B: superfícies regulares representam o topo da zona de transição e o contato óleo-água. Observa-se neste reservatório espessa zona de transição, com média geral para o campo de 40 metros de espessura.	32

Figura 3.8: Perfil GR permite a visualização dos ciclos de deposição, refletindo no modelo de fácies estimado (a). Histograma mostrando a distribuição das fácies baseado no perfil de raios-gama (GR) (b). Distribuição das eletrofácies mostra alta correlação do valor de raios-gama na determinação das três classes. No eixo da porosidade, é possível constatar uma maior concentração dos pontos entre 0,2 e 0,25 (c).....	33
Figura 3.9: Distribuição do modelo de eletrofácies deposicional/diagenético. As fácies cimentadas apresentam baixo valor de raios gama e de porosidade.....	34
Figura 3.10: Correlação entre porosidade e permeabilidade de plugue mostra dois comportamentos distintos. No geral, as amostras de plugue apresentam boa porosidade e predomínio de baixa permeabilidade (Azul - km = 1,94 mD), porém pode ser observado um grupo de amostras que exibe valores de permeabilidade mais elevados (Vermelho - km = 70,65 mD).....	35
Figura 3.11: Distribuição das unidades de fluxo de acordo com o gráfico DT x RHOB. A melhor UF está concentrada na região do gráfico de maior DT e menor RHOB (a). Tabela com os valores médios de porosidade, saturação e permeabilidade para cada UF na zona de interesse. Como já esperado, a UF1 apresentou os valores mais otimistas para estes parâmetros (b).	36
Figura 3.12: Distribuição das unidades de fluxo em cada nas zonas de óleo, transição e água. ...	37
Figura 3.13: Definição dos valores de corte de porosidade (a) e saturação de água (b), através de gráficos de espessura acumulada.	37
Figura 3.14: Plot com os principais perfis gerados. Os parâmetros Net Res e Net foram estabelecidos após a definição dos teores de corte.	38
Figura 3.15: Amostras de plugue apresentam comportamentos de fluxo diferentes que refletem a heterogeneidade do espaço poroso da matriz das rochas. Em função disso, a distribuição dos valores de permeabilidade de matriz não é uniforme dentro do reservatório, possibilitando separar o campo nas áreas norte e sul de acordo com a característica ao fluxo.....	39
Figura 3.16: Distribuição dos valores de permeabilidade para os poços das áreas sul (microporosa) e norte (macroporosa) do campo e os valores médios (km) para cada região.	40

Figura 3.17: Distribuição dos valores de porosidade para os poços das áreas sul (microporosidade) e norte (porosidade intergranular) do reservatório e os valores médios (Φ_{im}) para cada região.	41
Figura 3.18: Distribuição dos valores de saturação de água nas regiões sul e norte do campo e os valores médios (S_{wm}) para cada região.	42
Figura 3.19: Distribuição das eletrofácies deposicionais para as duas regiões do campo.	42
Figura 3.20: Distribuição dos valores de GR nas duas áreas, com valores médios (GR_m) muito próximos.	43
Figura 3.21: Distribuição do modelo de eletrofácies diagenética para as duas regiões do campo, com destaque para maior incidência de fácies cimentada na área sul.	43
Figura 3.22: Distribuição das unidades de fluxo para as duas regiões do campo. A maior frequência da UF1 na área norte em relação à área sul mostra o controle da permeabilidade na determinação das UF, pois nesta região concentram-se os melhores índices de permeabilidade de matriz.	44
Figura 3.23: Histórico de produção do Campo B, com base em dados disponíveis de 11 poços da área sul do campo. A linha azul representa a produção média de óleo anual para os poços analisados, e a linha preta mostra a produção de óleo acumulada para estes poços entre 1983-2011.	45
Figure 4.1: Pickett Plot for estimating the reservoir m using all wells.	60
Figure 4.2: Water saturation curves for well B_17. C3 and C4 clearly demonstrate the increasing of water saturation values above the oil-water contact.	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Totalização do reservatório - Valores médios dos parâmetros para a zona de interesse.	38
Tabela 3.2: Tabela com os valores médios de porosidade (Φ), permeabilidade (k) e saturação de água (S_w) para as regiões sul e norte do reservatório.	41
Table 4.1: Water saturation scenarios and the m and n values for each scenario.....	60
Table 4.2: The reservoir average S_w for all scenarios and S_w variation compared to scenario C2.	63
Table 4.3: Values of $H\Phi S_o$ calculated for each scenario for three wells of B Field and compared to scenario C2.	63
Table 4.4: Net Pay values for all scenarios using the same S_w cut-off value and the percentage Net Pay variation obtained for scenario C2 (taken as the real Net Pay value).....	64
Table 4.5: S_w cut-off values calculated for all scenarios considering a single Net Pay value for each well.	64
Table 4.6: Percentage Net Pay variation for scenario C2 comparing Net pay values obtained from specifics S_w cut-off for each well (individual cut-off) and global cut-off.	65

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a - Coeficiente de Tortuosidade
DT - Perfil Sônico
F – Fator de Formação
GR – Perfil de Raios Gama (Gamma-Ray)
GR_m – Média de Raios Gama (Gamma-Ray)
H – Espessura de Reservatório
HPhiS_o - Espessura Porosa com Óleo
HS_o – Espessura com óleo
ILD - Perfil Resistividade
k – Permeabilidade
k_m – Permeabilidade Média
m - Fator de Cimentação
n - Expoente de Saturação
NPHI - Perfil Porosidade Neutrão
OWC – Contato Óleo-Água
PHI - Porosidade
PHID - Porosidade pelo Perfil Densidade
Phi_m – Porosidade Média
PHIS - Porosidade Sônica
RHOB - Perfil Densidade
R_o – Resistividade da rocha saturada em água (S_w=100%)
R_t - Resistividade da Formação/Resistividade Verdadeira da Rocha
R_w - Resistividade da Água de Formação
S_o – Saturação de Óleo
S_w – Saturação de Água
S_{wm} - Saturação de Água Média
UF – Unidade de Fluxo
V_{sh} - Volume de argila

1. INTRODUÇÃO

1.1. Aspectos Gerais

Na indústria de óleo e gás, a caracterização petrofísica de reservatório envolve a definição e distribuição dos fluidos (óleo, gás ou água) e suas interações com o sistema poroso das rochas.

O termo petrofísica foi introduzido por Archie em 1950 para descrever “o estudo das propriedades físicas das rochas que dizem respeito à distribuição de fluidos em seus espaços porosos.” O trabalho de caracterização petrofísica tem particular interesse nas propriedades que permitem determinar porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos em uma rocha-reservatório. Estas propriedades são utilizadas para identificar, caracterizar e avaliar um reservatório de hidrocarboneto. As características petrofísicas são resultantes de toda a história geológica dos sedimentos que constituem esta rocha, em particular das condições de sedimentação e fenômenos diagenéticos.

Os métodos de caracterização petrofísica de reservatórios encontram-se em constante evolução, exigindo o desenvolvimento de novas ferramentas e o aprimoramento de técnicas na busca por respostas mais precisas e quantitativas na avaliação de reservatórios.

A busca por métodos quantitativos mais eficientes tem como marco os primeiros perfis elétricos que foram obtidos pelos irmãos Schlumberger na década de 1920, fornecendo a base em que foi construída a perfilagem elétrica de poços. O primeiro trabalho técnico de interpretação de perfil reconhecido descrevia o perfil de resistividade elétrica, e foi publicado em 1934 pelos irmãos Schlumberger e por Leonardon.

Em 1941, Gus Archie introduziu o conceito de “fator de formação”, termo usado para relacionar porosidade, resistividade e saturação de água. Isto revolucionou a análise de perfis de poço, fornecendo um diagnóstico quantitativo e não mais apenas qualitativo. Porém, foi na década de 1950 que a ciência Petrofísica destacou-se, com uma série de trabalhos de perfilagem elétrica e medidas de plugues em laboratório. O maior expoente foi o trabalho realizado por Archie, cuja famosa “*Equação de Archie*” revolucionou o processo de avaliação de reservatórios, e permanece até os dias de hoje como a equação mais utilizada em petrofísica (DOVETON, 2001).

O trabalho de caracterização petrofísica visa à identificação e quantificação de potenciais zonas de reservatório, fornecendo informações essenciais para determinação da estimativa de reservas e do entendimento do comportamento de fluxo do reservatório.

A análise petrofísica é desenvolvida a partir de dados de vários tipos de perfis de poço. A suíte básica de perfis elétricos é composta por: raios gama (GR), sônico (DT), resistividade (ILD), densidade (RHOB) e neutrão (NPHI). Os perfis elétricos registram informações sobre as propriedades físicas da rocha em condições de reservatório e constituem o conjunto de dados mais contínuo adquirido durante os trabalhos de perfuração dos poços. Os dados de plugue também constituem uma valiosa fonte de informações geológica e petrofísica, porém nem sempre estão acessíveis.

A integração entre os dados de perfilagem e de plugue, conhecida como correlação rocha-perfil, e o uso de relações empíricas aceitas pela indústria do petróleo, têm sido utilizados para estimar valores quantitativos dos parâmetros petrofísicos de interesse, como porosidade, saturação de água e permeabilidade, nas rochas reservatório (BUST *et al.*, 2009).

Para ser classificada como reservatório a rocha deve apresentar espaços vazios interconectados que possibilitem acumulação e circulação de fluidos, portanto porosidade e permeabilidade são consideradas as propriedades petrofísicas fundamentais das rochas reservatório.

A definição de saturação de fluidos é outro parâmetro essencial para avaliação petrofísica, pois possibilita quantificar a saturação de hidrocarbonetos e avaliar a distribuição de fluidos em um reservatório (CHARDAC *et al.*, 1996). As maiores complexidades para o cálculo de saturação estão associadas aos parâmetros de Archie, principalmente Fator de Cimentação (m) e Expoente de Saturação (n). Estes parâmetros estão diretamente relacionados a características das rochas reservatório e têm influência considerável na avaliação de reservatórios.

Arenitos e carbonatos são os principais tipos de rocha reservatório, contendo a maioria absoluta do total de reservas de petróleo no mundo. O grande interesse econômico nos carbonatos reside no fato de que mais de 50% das reservas de óleo e gás no mundo estão contidas nesse tipo de rocha (SPADINI, 2008). Na Bacia de Campos, grande parte das acumulações em rochas carbonáticas pertence aos carbonatos albianos do Grupo Macaé.

Os sedimentos carbonáticos diferem dos siliciclásticos em vários aspectos, como origem, deposição, diagênese, preenchimento de óleo etc. De acordo com LUCIA (2007), sedimentos

carbonáticos são compostos por partículas que podem mostrar uma ampla variedade de tamanhos, formas e mineralogias. As rochas carbonáticas são formadas no interior da própria bacia deposicional através da ação biogênica e/ou precipitação de material químico a partir de águas superficiais. Após a formação, estas rochas são afetadas por processos diagenéticos, uma série de processos físicos e químicos que podem alterar significativamente as características hidráulicas e mecânicas do sistema com o tempo (OLSON *et al.*, 2007). Os principais tipos de rochas carbonáticas são calcário, composto predominantemente por calcita (CaCO_3) e o dolomito, composto principalmente por dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$).

Devido a maior reatividade química, os carbonatos formam uma multiplicidade de texturas e composições químicas que fornecem uma ampla gama de qualidades de reservatório, baseada na variação acentuada e distribuição de tamanho de poros, conectividade entre os poros, grau de fraturamento e de dolomitização. Em essência, a qualidade de reservatórios siliciclásticos é regida pela mineralogia e textura, enquanto que nos reservatórios carbonáticos é dada pelo caráter dos poros (BUST *et al.*, 2009).

A classificação de porosidade em carbonatos de LUCIA (1983) enfatizou aspectos petrofísicos da rocha, reconhecendo duas classes de acordo com os tipos de poros: porosidade interpartículas e porosidade vugular. COSENTINO (2001) baseou-se no processo genético responsável pela formação de porosidade, distinguindo dois tipos principais: primária e secundária. Porosidade primária é a porosidade intergranular original preservada nos sedimentos após a deposição e compactação inicial. Porosidade secundária pode estar relacionada a esforços tectônicos que afetaram os sedimentos após a deposição (ex.: fraturas) e/ou circulação de águas (ex.: dissolução).

A descrição e a quantificação do espaço poroso são muito importantes no processo de caracterização de reservatório carbonáticos, pois, na maioria dos casos, as heterogeneidades nestes sistemas estão essencialmente relacionadas à ocorrência de diferentes tipos de porosidade em um mesmo campo (COSENTINO, 2001), como por exemplo, porosidade primária intergranular, microporosidade intercristalina, porosidade de fraturas, porosidade vugular, etc. A influência dos sistemas de múltipla porosidade nos índices de permeabilidade proporcionam um grande desafio para o estabelecimento das relações petrofísicas nos reservatórios carbonáticos (BUST *et al.*, 2009).

Sistemas de fraturas são feições muito características em rochas carbonáticas devido à fragilidade destas rochas (LUCIA, 2007; DEHLER, 2009), e representam um importante tipo de heterogeneidade interna ao reservatório que também contribui para a complexidade na determinação das propriedades petrofísicas destas rochas.

Estas feições, quando abertas ao fluxo e interconectadas, melhoram o desempenho de fluxo do reservatório em relação a uma rocha com baixa permeabilidade de matriz, sendo, por vezes, responsáveis pela viabilidade econômica de um campo (BUST *et al.*, 2009). As fraturas podem ocorrer em áreas específicas do campo, nas quais o comportamento hidráulico do sistema de fratura tende a ser dominante em relação à matriz da rocha.

O sistema de fraturas geralmente responde pela maior capacidade de fluxo em reservatórios fraturados, enquanto que a principal fonte de armazenamento de hidrocarbonetos está concentrada na matriz (FRANZ, 1987; LUCIA, 2007). A fração do espaço poroso representada pelo sistema de fraturas está relacionada com a densidade e o espaçamento destas feições, e, na maioria das vezes, é muito pequena em relação à porosidade de matriz (REISS, 1980; VAN GOLF-RACHT, 1996; NELSON 2001; DARLING, 2005; FANCHI, 2005; JOLLEY *et al.*, 2007; LONERGAN *et al.*, 2007).

A caracterização de reservatórios carbonáticos fraturados é um desafio multidisciplinar, que apresenta alguns obstáculos, como respostas pouco eficientes dos perfis convencionais e amostras de plugue na identificação de fraturas (LUTHI, 2001), baixa resolução sísmica para a detecção destas feições, os processos diagenéticos, a heterogeneidade e as mudanças drásticas de fácies das rochas carbonáticas, e a incorporação dos modelos de múltipla porosidade para simulação de fluxo (TOMASO *et al.*, 2013). Dados de permeabilidade derivados do histórico de produção do campo integrados aos dados petrofísicos podem caracterizar as melhores informações para avaliação de reservatórios fraturados (BAKER *et al.*, 2000; LUCIA, 2007).

A correta avaliação da heterogeneidade e complexidade do reservatório é essencial, pois é um dos fatores mais importantes que afeta o comportamento dinâmico do campo. Em muitas situações, essa variabilidade coloca desafios significativos para a aquisição de dados e as percepções de complexidade do reservatório precisam ser simplificadas, induzindo a falhas na caracterização do comportamento de fluxo relacionado à complexidade da arquitetura das unidades de reservatório (COSENTINO, 2001; BUST *et al.*, 2009).

Simplificações excessivas acarretam elevação no grau de incerteza do modelo petrofísico gerado. Porém, é extremamente necessário reduzir o nível de incerteza na avaliação de litologias complexas, uma vez que o resultado final, em qualquer escala, ainda é afetado pela incerteza dos parâmetros petrofísicos gerados (TABANOU *et al.*, 2004).

Na indústria do petróleo um dos maiores desafios é a redução do grau de incerteza destes parâmetros, uma vez que os produtos da análise petrofísica são fundamentais para construção dos modelos estático e dinâmico do campo (DARLING, 2005; SANCEVERO, 2007), diretamente relacionados com as estimativas de volume de óleo *in place* (VOIP) e comportamento de fluxo do reservatório. Estimar os parâmetros petrofísicos com satisfatória precisão é essencial para reduzir os riscos associados à exploração de petróleo e gás.

O trabalho de análise petrofísica é uma etapa indispensável para caracterização de reservatórios, desempenhando um papel crítico na correta avaliação das reservas e definição da melhor estratégia de exploração para maior recuperação econômica de óleo, fornecendo subsídios para tomada de decisão sobre o desenvolvimento do projeto e redução dos riscos de insucessos.

1.2 Objetivos

Este estudo foi realizado a partir do desenvolvimento de um fluxo de trabalho para caracterização das propriedades petrofísicas da matriz de um reservatório carbonático fraturado albianos da Formação Quissamã (Bacia de Campos).

O principal objetivo deste trabalho consiste em identificar os diferentes tipos de porosidade no campo e sua influência nos valores de permeabilidade. Isto possibilita o reconhecimento de comportamentos de fluxo distintos e a definição de regiões do reservatório com possível contribuição de fluxo intergranular, caracterizado por boa permeabilidade de matriz. Para tal, é essencial entender a relação entre os controles geológicos e o comportamento dinâmico do reservatório. A partir da caracterização das propriedades da matriz, será realizada uma análise integrada dos dados petrofísicos da matriz e dos dados dinâmicos de produção, com intuito de avaliar indícios da influência do sistema de fraturas no fluxo do reservatório,

Este trabalho também tem como objetivo avaliar o impacto dos parâmetros de Archie - Fator de cimentação (m) e Expoente de saturação (n) – na determinação da saturação de água para o campo carbonático fraturado. A partir disso será feita uma análise da influência destes

parâmetros em relação a determinação dos valores de corte de saturação e estimação da espessura de Net Pay para o reservatório.

1.3 Organização da Dissertação

Neste primeiro capítulo são apresentados aspectos gerais da caracterização petrofísica de reservatórios, com destaque para os principais objetivos, dados utilizados e produtos gerados. Além disso, foram abordadas as principais características das rochas carbonáticas, com ênfase para o sistema poroso, as complexidades no processo de avaliação de reservatórios devido à presença de sistemas de fraturas, e as principais dificuldades para caracterização de reservatórios carbonáticos fraturados. Por fim, destaca-se a importância de se desenvolver um estudo de análise petrofísica e também os principais objetivos do trabalho.

No segundo capítulo é apresentada a contextualização geológica do Campo B, a partir de uma breve descrição da Bacia de Campos, com destaque para aspectos estratigráficos e tectônicos, e do Grupo Macaé, representante dos campos carbonáticos albianos desta Bacia. Após a contextualização, são descritas também as principais características geológicas e petrofísicas do Campo B. Por fim, é analisada a questão de reservatórios análogos sedimentação carbonática albiana do Grupo Macaé.

No terceiro capítulo são expostos alguns conceitos e complexidades envolvidos na caracterização de um reservatório carbonático fraturado. Na sequência são apresentados os métodos e as técnicas empregadas para análise petrofísica do Campo, uma etapa indispensável para a caracterização de reservatórios. Pode-se observar a heterogeneidade do sistema poroso e comportamentos de fluxo distintos, e também constatar também a influência do sistema de fraturas no comportamento dinâmico do campo.

No quarto capítulo é apresentado um estudo para avaliar o impacto dos parâmetros de Archie, Fator de cimentação (m) e Expoente de saturação (n), no cálculo de saturação de água. Estes parâmetros podem ter influência considerável na determinação da curva de saturação água, bem como também nos valores de corte de saturação e de espessura de Net Pay para os poços.

No quinto capítulo são apresentadas as principais conclusões e considerações obtidas com o desenvolvimento do trabalho.

2. CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA

2.1. Bacia de Campos

A Bacia de Campos está localizada no sudeste do Brasil, predominantemente offshore nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo (Figura 2.1a), ocupando uma área de 115 mil km² – desde a linha de costa até lâmina d’água de 3.400 m (BRUHN, 1998).

É uma das doze bacias marginais brasileiras, englobando dezenas de campos produtores de petróleo na plataforma continental (Figura 2.1b). Estes campos compreendem uma ampla variedade de reservatórios, incluindo basaltos neocomianos, coquinas barremianas e calcarenitos e turbiditos albianos (BRUHN *et al.*, 2003). As acumulações econômicas de hidrocarbonetos na Bacia de Campos têm como geradoras as rochas do Grupo Lagoa Feia do sistema rifte (Cretáceo).

Com mais de 1600 poços perfurados em mais de 30 anos de exploração, a Bacia de Campos é considerada a bacia brasileira mais prolífica economicamente, compreendendo mais de 75% da produção e das reservas brasileiras (ANP, 2013).

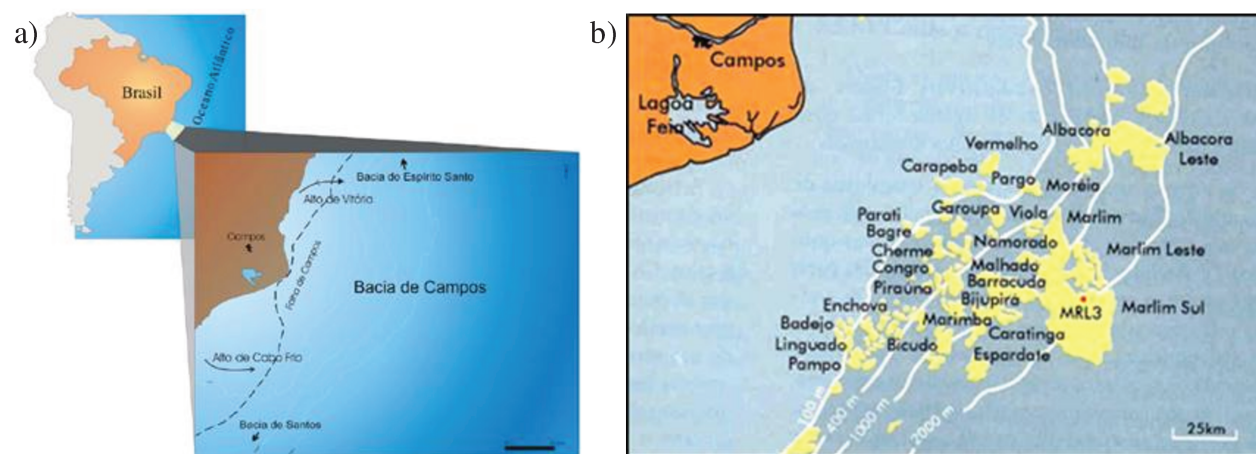


Figura 2.1: Localização da Bacia de Campos (a) (modificado de RANGEL e MARTINS, 1998, in SOUZA, 2005). Distribuição dos campos produtores de óleo da Bacia de Campos (b) (TAIOLI, 2000).

É uma bacia típica de margem continental passiva que tem sua origem e evolução tectônica e estratigráfica associada à quebra do Gondwana e a subsequente formação do Oceano Atlântico Sul (GUARDADO *et al.* 1989; DIAS *et al.*, 1990).

Dois estilos estruturais principais estão presentes na bacia: (1) falhamentos de blocos, relacionados à fase rift e representados por horsts, grabens e semi-grabens limitados por falhas normais de alto ângulo, envolvendo o embasamento e os sedimentos do pré-sal; e (2) estruturas originadas pela movimentação de sal, principalmente falhas lítricas, que afetaram os sedimentos do pós-sal (FIGUEIREDO *et al.*, 1983, *in* SPADINI, 1992; FIGUEIREDO e MOHRIAK, 1984; GUARDADO *et al.*, 1989; DIAS *et al.*, 1990). O basculamento progressivo da bacia para leste, associado a sobrecarga diferencial dos sedimentos, ocasionou a movimentação do sal, propiciando o desenvolvimento de uma intensa deformação adiastrófica (DEMERCIAN *et al.*, 1993). A tectônica salífera desempenhou papel crucial para a maioria das acumulações de hidrocarbonetos na bacia de Campos, como na formação de almofadas de sal e estruturas do tipo *rollover* que controlaram a distribuição faciológica dos carbonatos albianos de água rasa do Grupo Macaé (GUARDADO *et al.*, 1989; SPADINI, 1992).

A evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos é caracterizada por três megassequências (PONTE e ASMUS 1976; GUARDADO *et al.*, 1989; DIAS *et al.* 1990; HORSCHUTZ *et al.*, 1992; CAINELLI e MOHRIAK, 1998): (1) megassequência continental, relacionada à fase rifte, composta por basaltos neocomianos e uma sequência lacustre; (2) megassequência transicional, relacionada a uma fase drifte inicial, composta por uma Sequência Terrígena na base e evaporítica no topo; e (3) megassequência marinha, relacionada à fase drifte tardia, representada por sedimentos albianos na base e siliciclásticos no topo, com deposição fortemente afetada pela tectônica salífera. Cada megassequência está intimamente relacionada aos estágios tectônicos da Bacia, correspondendo a distintos ambientes deposicionais e diferentes fases de rifteamento crustal e evolução da bacia (GUARDADO *et al.* 1989).

De acordo com o trabalho de WINTER *et al.* (2007), com ênfase na análise cronoestratigráfica, a estratigrafia da Bacia de Campos pode ser dividida em Formação Cabiúnas, Grupo Lagoa Feia, Grupo Macaé e Grupo Campos (Figura 2.2). O campo de estudo está inserido no contexto das rochas albianas do Grupo Macaé.

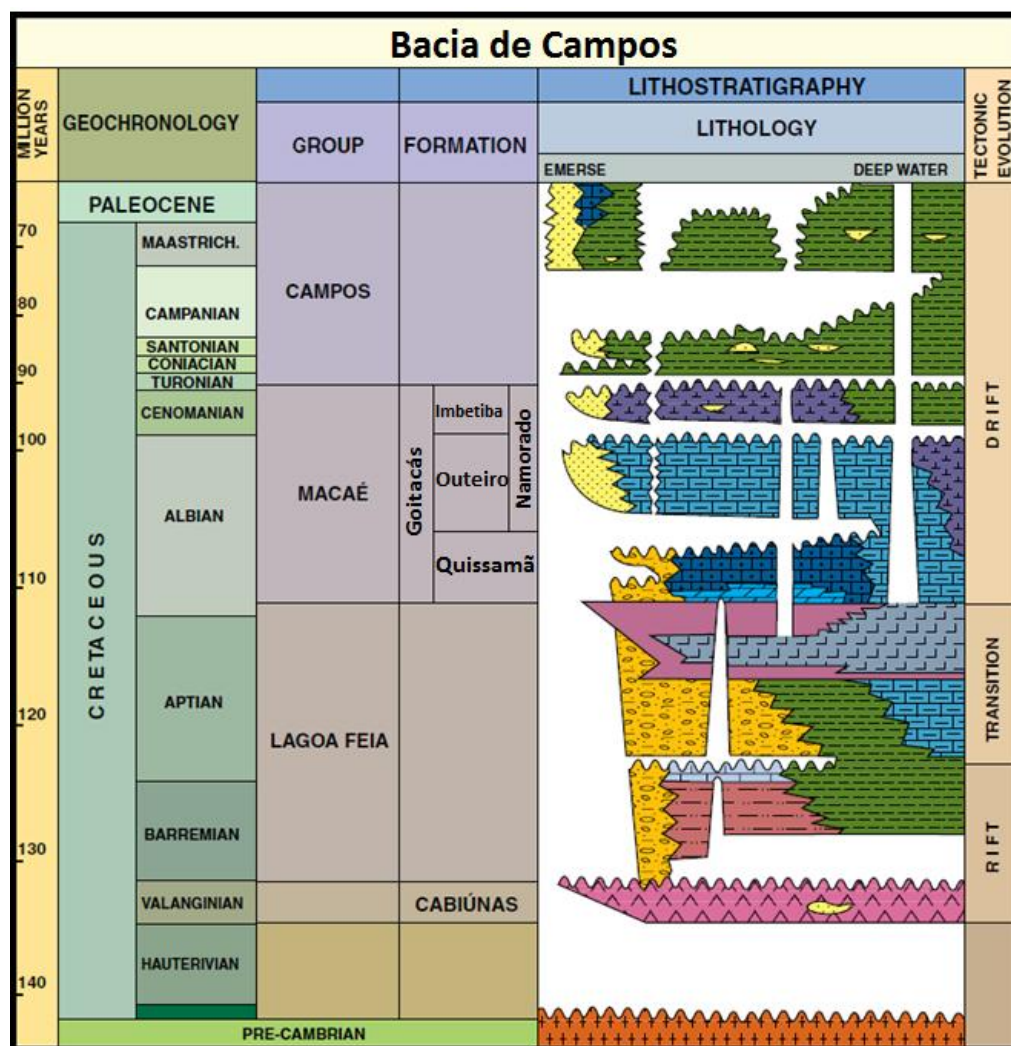


Figura 2.2: Carta estratigráfica da Bacia de Campos simplificada. (Modificada de GUARDADO *et al.*, 2000, e parcialmente atualizada após WINTER *et al.*, 2007).

2.2. Grupo Macaé (Albiano-Cenomaniano)

O Grupo Macaé constitui a porção inferior da sequência pós-sal e representa a instalação do ambiente marinho na Bacia de Campos, com a deposição carbonática em condições de águas rasas (ROBAINA *et al.*, 1991). É composto pelas Formações: Goitacás, Quissamã, Outeiro, Imbetiba e Namorado. Segundo WINTER *et al.* (2007), a Formação Imbetiba representa o afogamento da plataforma carbonática albiana. Dominado pelos carbonatos marinhos de águas rasas, o Grupo Macaé é caracterizado por uma associação de calcarenitos, calcirruditos e

calcilutitos, depositados em ambiente de moderada a alta energia, com grande influência dos altos do embasamento (FRANZ, 1987).

A descoberta de petróleo nas rochas carbonáticas albianas da Bacia de Campos marca o início do sucesso exploratório na Bacia, com maior relevância para os carbonatos da Formação Quissamã. Os reservatórios carbonáticos albianos são formados por bancos de areia carbonática alongados na direção NE, compostos principalmente de grainstones e packstones contendo oólitos, oncólitos, pelóides e raros bioclastos (SPADINI *et al.*, 1988).

A condicionante estrutural teve um importante papel no controle da deposição dos sedimentos (FIGUEIREDO *et al.*, 1983, *in* SOUZA CRUZ, 1995). O sistema de plataforma consiste de bancos de calcarenitos de alta energia justapostos, na região de interbancos, por bandas com predomínio de sedimentos finos de ambiente mais profundo de baixa energia, como calcilutitos (CAROZZI *et al.*, 1979). A principal diferença entre esses ambientes é a granulometria, com predomínio de sedimentos finos nas áreas de baixa energia da plataforma carbonática e texturas arenosas nos bancos rasos.

Blocos falhados associados ao movimento do evaporito subjacente controlaram a evolução faciológica das sequências carbonáticas albianas de plataforma rasa do Grupo Macaé (SPADINI *et al.*, 1988). De acordo com SPADINI (1992), o padrão deposicional destas sequências é constituído por uma série de ciclos inframaré bem definidos, limitados por picos de afogamento, que respondem a sucessivas e rápidas subidas do nível do mar.

Os ciclos definem um padrão de arraseamento para o topo (*shoaling upward*), com uma sequência típica formada por wackestones e packstones peloidais com planctônicos (registro do afogamento) na base, sobrepostos por packstones/grainstones oncolíticos e, no topo grainstones oolíticos que representam condições de águas mais rasas (SPADINI, 1992). Esse padrão de ciclicidade é definido tanto nas seções depositadas em bancos rasos, formadas por calcarenitos, como nos pacotes formados por calcários de granulação fina, depositados em depressões dentro da plataforma rasa.

No final do ciclo de sedimentação carbonática, no final do Albiano, um afogamento significativo levou à deposição de margas e folhelhos em um ambiente de mar relativamente mais aberto e profundo.

De acordo com SPADINI (2008), reservatórios carbonáticos albianos mostram geralmente alta porosidade e uma grande variação na permeabilidade. Estas rochas abrangem uma variada

gama de fácies deposicionais e um complexo meio poroso. As altas permeabilidades respondem à porosidade intergranular deposicional, enquanto as baixas permeabilidades das rochas refletem a predominância de microporosidade, indicando um papel fundamental da textura deposicional nos parâmetros petrofísicos.

Os melhores reservatórios ocorrem nas fácies oolíticas de alta energia, com boas condições permo-porosas relacionadas à preservação da porosidade primária intergranular. Carbonatos de granulação fina também constituem reservatórios e, apesar das elevadas porosidades (20-30%), possuem permeabilidades relativamente baixas (GUARDADO *et al.*, 2000). A boa produtividade deve-se à presença de fraturas. Segundo BRUHN *et al.* (2003), as acumulações de petróleo têm controle estrutural, por falhas e dobras, e também estratigráfico, dado por variação lateral de fácies, com calcarenitos e calcirruditos gradando para calcarenitos, calcissiltitos e calcilutitos ricos em lama.

2.3. Campo B

O Campo B é um reservatório carbonático albio, situado aproximadamente a 85 km da costa na porção offshore da Bacia de Campos, cobrindo uma área de 14 km², em lâmina d'água entre 100-130 metros (Figura 2.3). O limite inferior do reservatório é dado pelo contato óleo/água, não sendo possível identificar limites litológicos (FRANZ, 1987).

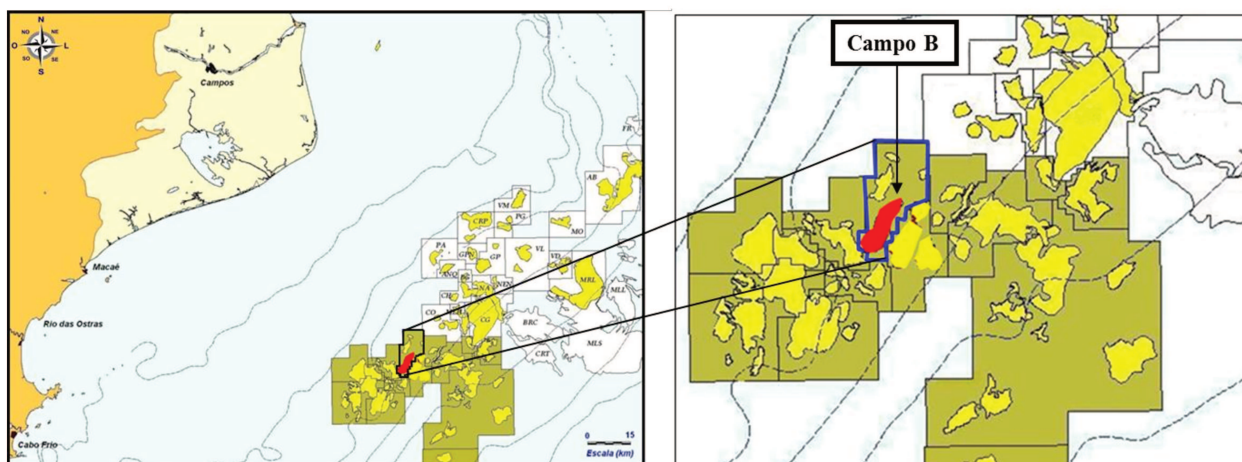


Figura 2.3: Localização do Campo B no contexto regional da Bacia de Campos (Modificado de Agência Petrobrás).

É composto predominantemente por calcarenitos e calcirruditos da Formação Quissamã, distribuídos em bancos de areias carbonáticas com direção NE, depositados em ambiente de plataforma rasa de moderada a alta energia. As rochas capeadoras do reservatório são calcilutitos e margas da Formação Outeiro, depositadas em água relativamente profunda e ambiente de menor energia, resultado do contínuo afogamento do sistema plataformar (FRANZ, 1987).

A distribuição de fácies é caracterizada pelos ciclos de arrasamento anteriormente citados (SPADINI, 1992). De acordo com BLAETH (1993), a superposição destes ciclos é responsável pela imposição de heterogeneidades verticais aos reservatórios.

O reservatório ocupa um bloco falhado, inserido em uma anticlinal de *rollover*, associado a duas falhas principais de crescimento que ocorrem a oeste e leste-sudeste do campo. Na porção sul, o campo é limitado por falhamentos secundários, aproximadamente perpendiculares às falhas principais, enquanto que na porção norte, o fechamento da acumulação é dado por mergulho (FRANZ, 1987).

A atuação dos processos diagenéticos foi responsável por importantes transformações nas rochas do reservatório. Durante a eodiagênese houve criação de microporosidade nos grãos aloquímicos e destruição de boa parte da porosidade intergranular original. Durante a mesodiagênese, cimentação da porosidade intergranular remanescente e das fraturas geradas na estruturação inicial do reservatório. Estas fraturas foram reabertas por um evento estrutural tardio e sofreram recimentação parcial (FRANZ, 1987).

Baseado em estudos prévios (FRANZ, 1987; TOMASO *et al.*, 2013), o reservatório foi dividido em duas zonas principais, de acordo com o grau de fraturamento: área sul, dominada por microporosidade e presença de fraturas; e área norte, região não fraturada, porém com preservação da porosidade primária intergranular em alguns intervalos. Há uma baixa comunicação de fluxo entre as duas áreas do reservatório.

Três tipos principais de porosidade foram identificados: microporosidade intercrystalina, porosidade de fraturas e porosidade primária intergranular. O reservatório é essencialmente microporoso, com preservação da porosidade original apenas na porção norte do campo. De acordo com FRANZ (1987) e ROBAINA *et al.* (1991), a cimentação por calcita espática foi extremamente ativa no Campo B, obliterando a porosidade deposicional intergranular. As melhores porosidades são representadas por fácies grainstones segundo SPADINI e MARÇAL (2005).

Apesar de ser caracterizado pela boa porosidade (15 - 30%), em geral, o reservatório apresenta baixa permeabilidade (0,1 - 10 mD) (FRANZ, 1987; NEUMANN *et al.*, 2006). Entretanto, este parâmetro pode mostrar extrema variabilidade em função da heterogeneidade do sistema poroso da rocha. Isto pode ser observado pelos baixos valores de permeabilidade de matriz registrados na região dominada por microporosidade e pelos bons índices na porção em que houve preservação de macroporosidade. As fraturas desempenham um importante papel na produção deste campo, controlando e criando as condições necessárias para a produção de óleo (FRANZ, 1987).

A origem destas fraturas está intimamente ligada aos eventos causadores dos falhamentos, sendo possível inferir no mínimo dois estágios principais de fraturamento no reservatório Macaé. No estágio inicial, logo após a litificação da rocha, as fraturas foram totalmente cimentadas por calcita espática. No segundo estágio ocorreu a reabertura e alargamento do sistema de fraturas, que se tornou via preferencial de fluxo de fluidos, e forneceu uma característica secundária de permo-porosidade no reservatório. A entrada do óleo nas fraturas inibiu o processo de recimentação que já estava atuando. No entanto, abaixo do contato óleo/água os processos diagenéticos continuaram atuando após a migração do óleo (FRANZ, 1987).

2.4. Reservatórios Análogos

Um ponto importante no processo de caracterização de reservatórios é a utilização de dados de afloramentos análogos que reproduzem determinadas características dos reservatórios de interesse. A partir do estudo direto destes ambientes análogos é possível extrair informações cruciais para o desenvolvimento dos modelos aplicados à caracterização de reservatórios (SANCEVERO, 2007).

De acordo com SPADINI (1992), a sedimentação carbonática albiana do Grupo Macaé encontra nas Bahamas um excelente análogo moderno, mais propriamente na área de Joulter Cays. As diversas fácies sedimentares encontradas nos bancos rasos e a relação entre oólitos e pelóides, podem ser enquadradas nos diversos modelos de sedimentação recente das Bahamas. *Joulter Ooids Shoal* nas Bahamas é um bom exemplo recente de barras oolíticas alongadas, criando um ambiente protegido (HARRIS, 1979; WILSON e JORDAN, 1983). Segundo FRANZ (1987), pode-se reconhecer os ambientes e prever os modelos deposicionais para as diferentes

litofácies, pelos aspectos texturais e de fábrica da rocha, e por analogia com sedimentos recentes, principalmente Bahamas e Golfo.

Apesar de constituírem um sistema carbonático isento de siliciclásticos e de se inserirem em um contexto tectônico distinto, as Bahamas apresentam características similares ao albiano brasileiro, tais como: 1) deposição em bancos rasos e planos; 2) constituem bancos offshore (WILSON, 1975), livres da influência de siliciclásticos; 3) caracterizam de certa forma um ambiente "restrito" em função de sua grande extensão e baixa profundidade; 4) sedimentos de fundo incluem predominantemente pelóides e oólitos, os quais juntamente com oncólitos constituem a maior parte da sedimentação albiana de águas rasas das bacias marginais brasileiras; 5) os condicionantes da deposição dos oólitos e pelóides são bastante similares aos observados nas porções offshore do Grupo Macaé.

3. CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DE UM RESERVATÓRIO CARBONÁTICO FRATURADO DA FORMAÇÃO QUISSAMÃ, BACIA DE CAMPOS

Resumo

Em reservatórios carbonáticos as relações petrofísicas podem ser bastante complexas, grau de complexidade que aumenta no caso de reservatórios fraturados. Neste estudo foi desenvolvido um fluxo de trabalho de caracterização petrofísica para um reservatório carbonático da Formação Quissamã, através da utilização de dados de perfis elétricos e de plugues. Denominado de Campo B, este reservatório é essencialmente microporoso e com baixa permeabilidade de matriz. O objetivo do trabalho foi identificar comportamentos de fluxo distintos e definir regiões do campo com possível contribuição de fluxo intergranular, sendo fundamental para isto entender a relação entre os controles geológicos e o comportamento dinâmico do reservatório. A análise das propriedades petrofísicas da matriz permitiu distinguir duas regiões do reservatório em função do comportamento de fluxo das rochas, diretamente influenciado pela heterogeneidade do sistema poroso. Na área sul predomina microporosidade, que confere baixíssima permeabilidade de matriz às rochas. A área norte apresenta porções significativas com macroporosidade preservada e os melhores índices de permeabilidade de matriz para o campo, reflexo da contribuição de fluxo intergranular. Altas taxas de produtividade registradas nos dados de produção para poços da região sul, indicam a presença de fraturas. O sistema de fraturas tem pequeno impacto sobre a porosidade total deste reservatório, porém tem grande influência no regime de fluxo, respondendo pelas altas vazões de produção e proporcionando as condições necessárias para a produção comercial do campo.

Palavras chave: Análise petrofísica, Reservatório fraturado, Permeabilidade de matriz.

3.1. Introdução

A descoberta e exploração de um reservatório de hidrocarbonetos compreende uma atividade de risco devido ao elevado grau de incerteza na definição de parâmetros críticos para a exploração do reservatório. (NIKRAVESH, 2004; SANCEVERO, 2007). A avaliação de reservatórios é governada pelas estimativas de volume de hidrocarbonetos recuperáveis associado ao grau de incerteza (BUST *et al.*, 2009). A definição dos parâmetros petrofísicos representa uma etapa indispensável para caracterização de reservatórios, fazendo-se necessária à busca de técnicas que visam diminuir o grau de incerteza para uma análise mais confiável.

A caracterização de reservatórios carbonáticos é geralmente mais complexa do que nos siliciclásticos (BUST *et al.*, 2009). Os carbonatos apresentam maior heterogeneidade na distribuição de fácies, porosidade e permeabilidade, tornando as propriedades geológicas menos previsíveis em relação a reservatórios siliciclásticos (LUCIA, 2007; BUENO *et al.*, 2014). É, de fato, a extrema heterogeneidade geológica e petrofísica típica dos reservatórios carbonáticos que os distinguem dos reservatórios siliciclásticos (LUCIA *et al.*, 2003). Ainda de acordo com LUCIA *et al.* (2003), esta heterogeneidade petrofísica de rochas carbonáticas pode ser observada pela ampla variabilidade na correlação entre de porosidade e permeabilidade obtidas de laboratório (plugue).

Além disso, encontrar um reservatório análogo para sistemas deposicionais carbonáticos é uma difícil tarefa, porque estas rochas são reflexo não apenas de processos deposicionais físicos, mas também de processos químicos e bioquímicos, que podem variar durante o período geológico (BLAUTH *et al.*, 2012).

A incerteza na estimativa de parâmetros petrofísicos é dependente das heterogeneidades do reservatório (BUST *et al.*, 2009), sendo mais crítica em reservatórios de elevada complexidade geológica. Este é o caso do reservatório albiano foco deste estudo, caracterizado por rochas carbonáticas fraturadas e sistema de múltipla porosidade (FRANZ, 1987), acarretando desafios significativos na construção dos modelos petrofísicos.

Em reservatórios fraturados, geralmente, a matriz da rocha é responsável pela maior capacidade de armazenamento de hidrocarbonetos e o sistema de fraturas responde pelo controle do domínio de fluxo devido a maior facilidade para transmitir fluido (LUCIA, 2007). A porosidade de fratura é menor em relação à porosidade de matriz (REISS, 1980; VAN GOLF-RACHT, 1996; NELSON 2001; DARLING, 2005; FANCHI, 2005; JOLLEY *et al.*, 2007; LONERGAN *et al.*, 2007). A contribuição das fraturas para a porosidade do reservatório é geralmente menor que 1% (LUCIA, 2007) e sempre inferior a 2% (VAN GOLF-RACHT, 1996; NELSON, 2001).

De acordo com BUST *et al.* (2009), a presença de sistemas de fraturas torna ainda mais complexo o processo de avaliação dos parâmetros petrofísicos. Esta afirmação está relacionada ao fato da maioria dos perfis convencionais terem respostas pouco eficientes na detecção de fraturas (LUTHI, 2001) e, também, das amostras de plugue geralmente não detectarem a presença de fraturas, devido ao tamanho de abertura destas feições. Dessa forma, a utilização de dados de laboratório torna-se limitada para avaliar a influência das fraturas nas propriedades petrofísicas dos reservatórios, dificultando a construção de um modelo consistente (LUCIA, 2007).

As melhores informações de permeabilidade para reservatórios fraturados são derivadas dos dados de produção, nos quais os valores obtidos são geralmente muito maiores do que os encontrados para permeabilidade de matriz (LUCIA, 2007). Isto está de acordo com as observações de AGUILERA (1980), nas quais reservatórios com permeabilidade superior ao esperado em relação às propriedades de matriz são definidos como reservatórios fraturados.

A geração de modelos geológicos para reservatórios carbonáticos dominados por fraturas exige métodos distintos daqueles aplicados para reservatórios não fraturados ou siliciclásticos. De acordo com BLAUTH *et al.* (2012), no caso dos campos albianos, podem ser grandes os desafios para definição dos parâmetros para modelagem dos processos diagenéticos e geração de um modelo discreto de fraturas. Somando-se a isso, rochas carbonáticas apresentam essencialmente heterogeneidade do sistema poroso, exigindo geralmente a introdução de modelos de múltipla porosidade. Para PULIDO *et al.* (2007), é necessário desenvolver um modelo de múltipla porosidade com a finalidade de aumentar a precisão na estimativa de permeabilidade e na predição do comportamento de fluxo do sistema.

Este trabalho foi desenvolvido no Campo B, um reservatório carbonático albiano fraturado da Formação Quissamã, Bacia de Campos. Trata-se de um reservatório essencialmente microporoso, caracterizado por porosidade média a alta (15-30%) e, em geral, baixa permeabilidade (0,1-10 mD) (NEUMANN *et al.*, 2006).

Considerando a dificuldade na caracterização de reservatórios carbonáticos devido à heterogeneidade destas rochas, é essencial entender a relação entre os controles geológicos e o comportamento dinâmico do reservatório (MOHAMED, 2011), reconhecendo os diferentes tipos de porosidade no campo e sua influência nos valores de permeabilidade. Dessa forma, os objetivos deste trabalho compreendem identificar comportamentos de fluxo distintos no reservatório e definir regiões do campo com possível contribuição de fluxo intergranular, caracterizado por uma boa permeabilidade de matriz. Isto será possível a partir do desenvolvimento de um fluxo de trabalho de caracterização das propriedades petrofísicas da matriz para este reservatório carbonático, através da utilização de dados de perfis de poços e de plugue. Além disso, com base na análise conjunta da capacidade petrofísica da matriz e dos dados dinâmicos de produção, visa-se constatar indícios da influência do sistema de fraturas no fluxo do reservatório.

3.2. Caracterização Geológica

O Campo B é um reservatório carbonático do Albiano, situado na porção offshore da Bacia de Campos, cobrindo uma área de 14 km², em lâmina d'água entre 100-130 metros. O limite inferior do reservatório não apresenta litologia característica, sendo, portanto limitado pelo contato óleo/água (FRANZ, 1987).

O reservatório é composto predominantemente por calcarenitos e calcirruditos da Formação Quissamã, distribuídos em bancos de areias carbonáticas com *trend* NE, depositados em ambiente de plataforma rasa de moderada a alta energia (FRANZ, 1987). A distribuição de fácies é caracterizada por uma série de ciclos de arraseamento, formados em resposta a sucessivas subidas do nível do mar (SPADINI, 1992). De acordo com BLAETH (1993), a superposição destes ciclos é responsável pela imposição de heterogeneidades verticais aos reservatórios. SPADINI (1992) propõe os bancos carbonáticos das Bahamas como um excelente análogo moderno aos carbonatos albianos do Grupo Macaé da Bacia de Campos.

As rochas capeadoras são formadas por calcilutitos e margas da Formação Outeiro, depositadas em ambiente mais profundo e com menor energia, resultado de um contínuo afogamento do sistema plataformar.

Baseado em estudos prévios (FRANZ, 1987; TOMASO *et al.*, 2013), o campo B foi dividido em duas zonas principais, de acordo com o grau de fraturamento: área sul, dominada por microporosidade e presença de fraturas; e área norte, região não fraturada, porém com preservação da porosidade primária intergranular em alguns intervalos. Segundo os autores, há uma baixa comunicação de fluxo entre as duas áreas do reservatório.

Três tipos principais de porosidade foram identificados no reservatório, microporosidade intercrystalina, porosidade de fraturas e porosidade primária intergranular. O reservatório é essencialmente microporoso, caracterizado por bons índices de porosidade (15-30%). De acordo com FRANZ (1987) e ROBAINA *et al.* (1991), a cimentação por calcita espática foi extremamente ativa no Campo B, obliterando a porosidade deposicional intergranular. Apenas na porção norte do campo ocorre preservação de macroporosidades. As melhores porosidades são representadas por fácies grainstones (SPADINI e MARÇAL, 2005). De acordo com os bons índices de porosidade observados, as fraturas não contribuem significativamente com a porosidade total do Campo e são pouco importantes como armazenadoras de óleo.

Em geral, o reservatório apresenta baixíssima permeabilidade (0,1-10 mD) (FRANZ, 1987; NEUMANN *et al.*, 2006), entretanto pode ocorrer extrema variabilidade neste parâmetro em função da heterogeneidade no sistema poroso das rochas. Isto reflete a ocorrência de uma região com alta permeabilidade em função da preservação de macroporosidade; e outra com baixa permeabilidade dominada por microporosidade, porém com contribuição do sistema de fraturas. Segundo DARLING (2005), reservatórios carbonáticos com baixa permeabilidade tipicamente apresentam permeabilidade de matriz extremamente baixa e são controlados por fraturas.

As fraturas desempenham um importante papel e controlam a produção do Campo B, criando as condições necessárias para a produção comercial (FRANZ, 1987). Esta constatação foi devido às altas vazões iniciais de produção do Campo, incompatíveis com os baixos valores de permeabilidade apresentados pela rocha, o que permitiu concluir que a qualidade do reservatório depende, fundamentalmente, da presença de fraturas.

A origem destas fraturas está ligada a dois estágios principais de fraturamento no reservatório Macaé. No estágio inicial, logo após a litificação da rocha, as fraturas foram totalmente cimentadas por calcita espática. No segundo estágio ocorreu a reabertura e alargamento do sistema de fraturas, que se tornou via preferencial de fluxo de fluidos, e forneceu uma característica secundária de permo-porosidade no reservatório. A entrada do óleo nas fraturas interrompeu os processos diagenéticos, que por sua vez continuaram atuando abaixo do contato óleo/água (FRANZ, 1987).

NELSON (2001) classifica os reservatórios fraturados com base nas contribuições relativas da matriz da rocha e do sistema de fraturas para porosidade e permeabilidade do reservatório. De acordo com essa classificação, o Campo B pode ser definido como um reservatório do tipo II, no qual as fraturas fornecem a permeabilidade essencial para a produtividade.

3.3. Materiais e Métodos

A base de dados é formada por 21 poços contendo as informações dos perfis raios gama (GR), sônico (DT), porosidade neutrão (NPHI), densidade (RHOB) e resistividade (ILD). Os dados foram disponibilizados pela Petrobras, e a análise e interpretação dos dados foram realizadas com a utilização do software *PowerLog®* da Jason-CGG.

Os poços são distribuídos de forma irregular na área do campo, com maior concentração na porção centro-sul (Figura 3.1). Quatro poços contêm informações de testemunho e dados petrofísicos de laboratório (B_17, B_29, B_30 e B_38).

Os dados de porosidade e permeabilidade de laboratório são importantes para estabelecer modelos de correlação rocha-perfil, que de acordo com SARZENSKI e TOLEDO (1990, in BLAUTH, 1993), após a validação, tem como principal finalidade estimar a permeabilidade das rochas-reservatório em regiões não amostradas. Entretanto, geralmente não há uma relação simples entre estes parâmetros em reservatórios carbonáticos, devido à grande variabilidade dos tipos de poros (LONROY, 2006).

Campo B

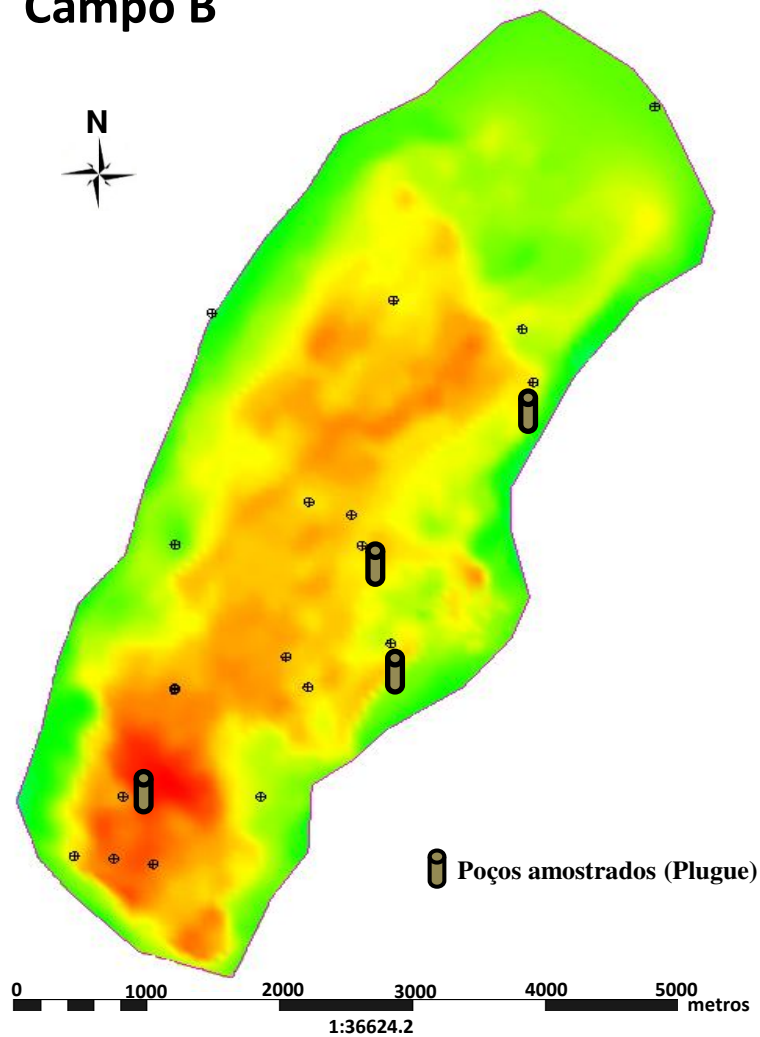


Figura 3.1: Mapa de topos do reservatório, com a localização dos poços utilizados no estudo. A (B_17), B (B_29), C (B_38) e D (B_30) indicam o local dos poços com amostras de plugue.

A análise petrofísica baseia-se nas respostas dos perfis elétricos, aliados as informações de testemunho, para fornecer a qualidade das potenciais zonas de reservatório, indicar composição da matriz dos reservatórios, tipo litológico, além de estimativas de porosidade, permeabilidade e saturação dos fluidos presentes na rocha. A Figura 3.2 mostra o fluxo de trabalho desenvolvido para caracterização petrofísica deste reservatório carbonático.

Fluxo de Trabalho de Análise Petrofísica

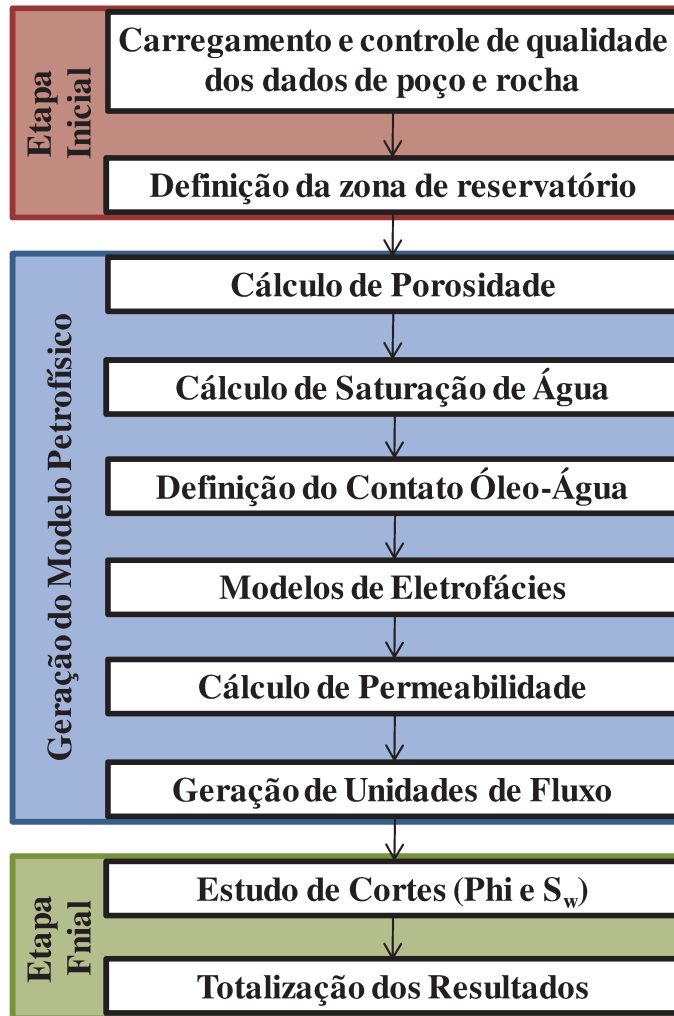


Figura 3.2: Fluxo de trabalho desenvolvidos na análise petrofísica deste reservatório.

a) Definição da Zona de Reservatório

Na primeira etapa foi definido o intervalo reservatório após a determinação dos limites de topo e base. O topo foi delimitado com base na variação do comportamento das curvas dos perfis, as quais indicam queda nos valores de GR, RHOB e NPHI, e aumento de DT e ILD ao adentrar a zona reservatório. A definição da base implica em maior dificuldade, pois não há uma indicação litológica e o contato óleo/água é transicional. O limite inferior do reservatório foi definido pelo contato óleo-água (OWC), após a definição dos valores de S_w .

Para realização dos cálculos dos parâmetros petrofísicos foi considerado o intervalo denominado neste trabalho de zona de interesse, o qual contempla as zonas de óleo e transição.

b) Porosidade

A análise prévia dos perfis permitiu constatar a baixa influência de argilas nestas rochas. De acordo com FRANZ (1987), os valores de raios gama relativamente baixos indicam a pequena argilosidade destes carbonatos. HILCHIE (1978) sugere que o impacto da argila na qualidade do reservatório só é significativo quando os volumes de argila forem maiores que 15%, portanto os cálculos para estimar a porosidade desconsideram o volume de argila ($V_{sh} < 15\%$). Dessa forma, a densidade de matriz da rocha assume papel mais relevante na determinação da porosidade.

Foram geradas três curvas de porosidade, baseadas nos perfis sônico (PHIS) e densidade (PHID). A diferença entre as curvas obtidas a partir do perfil densidade está no valor de densidade de matriz considerado para os cálculos, sendo utilizada densidade de matriz fixa de $2,71 \text{ g/cm}^3$ para calcita (PHID_{271}) e variável (PHID), a partir do gráfico NPHI-RHOB.

c) Saturação de água

Para o cálculo de saturação foi possível aplicar o modelo de Archie, pois o volume de argila não excede a 15% nos níveis de melhor reservatório.

$$Sw^n = \frac{a \times Rw}{\Phi^m \times Rt}$$

onde: S_w (saturação de água), a (coeficiente de tortuosidade), m (fator de cimentação), n (expoente de saturação), R_w (resistividade da água de formação), R_t (resistividade da formação) e Φ (porosidade).

A complexidade no uso desta equação está na obtenção dos parâmetros de Archie: coeficiente de tortuosidade (a), fator de cimentação (m) e coeficiente de saturação (n). De acordo com LUCIA (2007), valores precisos do fator de cimentação são necessários para calcular saturações de água a partir dos registros de resistividade.

Valores de m inferiores a dois podem estar relacionados a reservatórios fraturados, enquanto altos valores de n estão relacionados à molhabilidade preferencial a óleo das rochas (AGUILERA, 1980; ELIAS e STEAGALL, 1996). Na ausência de dados de laboratório, foi assumido valor constante para o coeficiente de tortuosidade ($a = 1$). A resistividade da água de formação (R_w) foi estimada a partir dos valores de salinidade e temperatura em condições de reservatório, e posteriormente corrigida para a temperatura de formação de acordo com a variação da profundidade.

Para estimar o parâmetro m foi empregado o *Pickett Plot* (Figura 3.3), um método muito utilizado na determinação dos parâmetros necessários para o cálculo de S_w . Para aplicação deste método, deve-se considerar uma zona do reservatório saturada em água. Em um gráfico log-log de resistividade x porosidade, pontos de saturação de água constante definem uma linha reta nos menores valores plotados no gráfico, a qual representa a linha de 100% saturado em água ($S_w = 1$). A inclinação negativa desta linha de água corresponde ao valor de m . Neste caso, como $S_w = 1$, a intersecção entre a linha de água e a linha de 100 % porosidade ($\text{PHI} = 1$), fornece o valor de R_w , lido na posição correspondente no eixo da resistividade (R_t). Uma vez que a linha de água foi estabelecida, linhas paralelas que representam porcentagens mais baixas de S_w podem ser plotadas, sendo que o espalhamento destas linhas representa o valor do parâmetro n (HARTMANN *et al.*, 1999; ELLIS e SINGER, 2008).

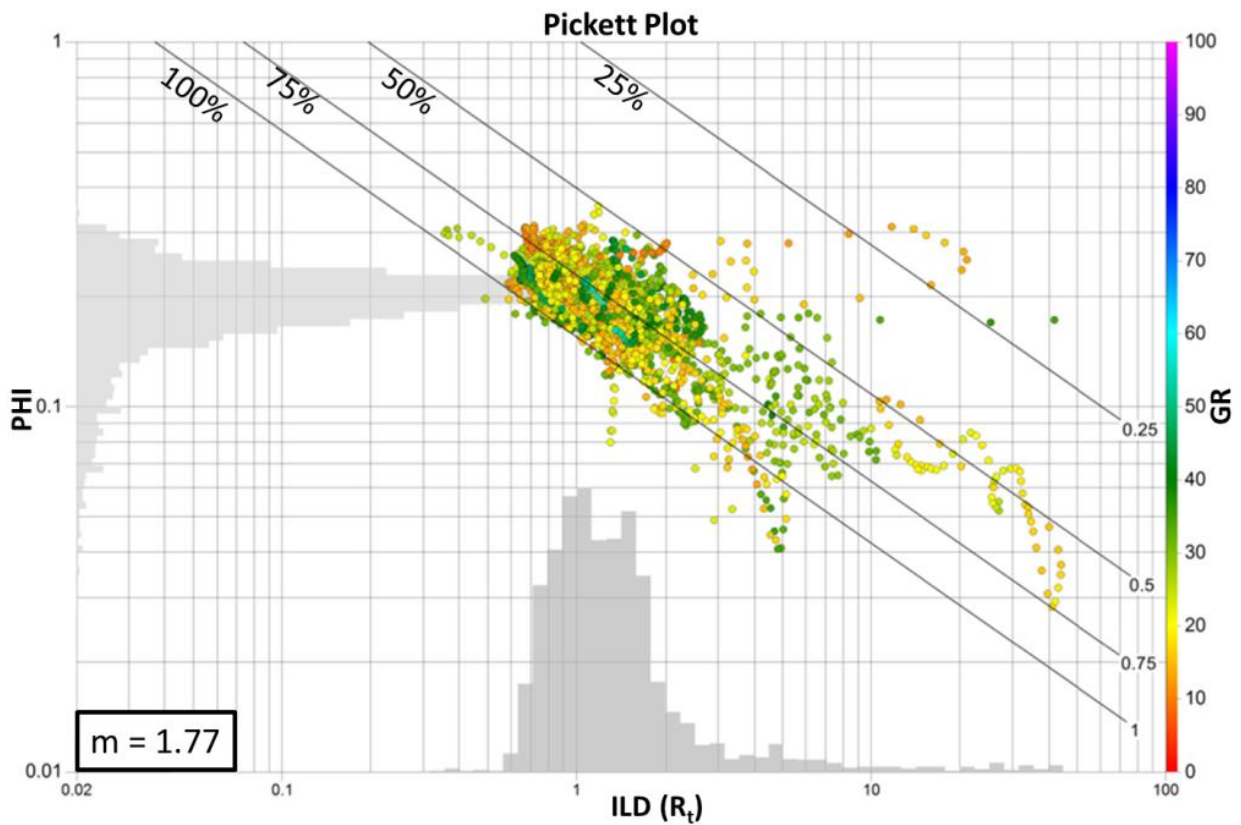


Figura 3.3: *Pickett Plot* utilizado na determinação do fator de cimentação ($m = 1,77$), com auxílio do parâmetro R_w para um melhor ajuste de m .

d) Contato Óleo-Água (OWC)

Os contatos de fluidos correspondem a níveis de profundidade, determinados com base em dados de poços, que definem o limite entre hidrocarboneto e água (BEUCHER *et al.*, 2008). Esta transição entre as zonas produtoras de óleo e água pode ser gradativa, caracterizando uma zona de transição, conforme pode ser observado no Campo B.

A zona de transição representa um intervalo em que há variação significativa da saturação de água com a profundidade, no qual, podem ser produzidos óleo e água. Zonas de transição mais espessas estão relacionadas à heterogeneidade dos reservatórios (BROWN, 1993), quanto mais heterogêneos forem os capilares, ou tamanho dos poros, mais espessa será a zona de transição. A espessura da zona de transição depende da conectividade dos poros, diâmetro das gargantas de poros, densidade dos fluidos e permeabilidade da rocha, sendo que baixa permeabilidade proporciona zonas de transição maiores (CRAIN, 2010). Segundo FRANZ (1987), o perfil de resistividade fornece uma boa visualização da zona de transição para o Campo B.

O contato óleo-água representa a menor profundidade em que pode ocorrer óleo móvel, ou seja, abaixo deste limite o reservatório produz apenas água. O contato óleo-água geral do modelo foi estabelecido com auxílio do gráfico Profundidade x S_w . A presença de saturação residual de hidrocarbonetos abaixo da zona de transição é um fator complicador que pode conduzir a uma determinação incorreta do contato óleo-água.

e) Classificação de Fácies

O termo eletrofácies é usado para descrever tipos de rocha identificados através dos perfis elétricos (SERRA e ABBOTT, 1980).

As eletrofácies foram estabelecidas principalmente com base no perfil de raios gama, utilizando o método dos vizinhos mais próximos (k-NN - *k-Nearest Neighbors*). Este método supervisionado baseia-se na adoção do rótulo que aparece mais vezes entre os vizinhos mais próximos, no espaço n-dimensional, segundo a métrica adotada. O método consiste na classificação de cada ponto w através dos k pontos do conjunto de treino que se encontram mais próximos a w , chamados de vizinhos. O ponto w será então classificado de acordo com os seus vizinhos mais frequentes. Geralmente o valor de k é pequeno para evitar que pontos muito distantes tenham influência sobre o ponto w (HECHENBICHLER *et al.*, 2004).

Foram gerados dois modelos para classificação de fácies:

Modelo de Fácies Depositional: baseado na descrição de testemunho e análise de perfis que respondem as características litológicas, como GR, predominantemente, RHOB e DT. O perfil GR é a principal variável para a definição das diferentes eletrofácies.

Modelo de Fácies Depositional/Diagenético: Por ser um processo pós-deposicional foi realizada outra classificação considerando a diagênese, com a inclusão da fácies cimento. Para avaliar o impacto da diagênese na qualidade do reservatório é atribuído um peso maior aos perfis RHOB e DT. A partir do gráfico PHI x GR foram estipulados teores de corte para a fácies cimento: $GR < 25$ e $RHOB > 2,42 \text{ g/cm}^3$.

f) Permeabilidade

A permeabilidade não pode ser obtida diretamente a partir de perfis elétricos. LUCIA e FOGG (1990) salientam que um dos maiores problemas na determinação das propriedades petrofísicas dos reservatórios está em estimar a permeabilidade em poços não testemunhados.

O método mais comum consiste em estimar a permeabilidade através da correlação entre permeabilidade e porosidade obtidos em laboratório. Como a permeabilidade está diretamente associada à textura deposicional, a relação $k \times \Phi$ é influenciada pela diagênese e também pelo tamanho e seleção das partículas.

Na construção da curva de permeabilidade do reservatório foi utilizado o método da regressão linear, baseado na correlação entre permeabilidade e porosidade de plugue ($k \times \Phi$). O controle de qualidade dos resultados foi estabelecido pela correlação rocha-perfil ($k_{\text{plugue}} \times k_{\text{perfil}}$).

g) Unidades de Fluxo

Como forma de delimitar os intervalos produtores do reservatório, foram definidas três unidades de fluxo distintas. Segundo SLATT e HOPKINS (1990), o modelo de unidades de fluxo integra as propriedades geológicas e petrofísicas, sendo a descrição mais útil para simulação e gerenciamento de reservatórios.

Cada unidade de fluxo representa uma porção mapeável do reservatório com propriedades petrofísicas semelhantes, passíveis de serem reconhecidas e diferenciáveis das propriedades de outras unidades do reservatório (EBANKS, 1987). Segundo MARTIN *et al.* (1997), a chave para a construção de um modelo geológico de carbonatos, em termos petrofísicos, consiste na seleção

e representação do reservatório carbonático em unidades de fluxo com qualidades petrofísicas únicas para mapeamento.

As unidades de fluxo foram definidas de acordo com a qualidade permo-porosa do reservatório, através do método de redes neurais de mapas auto-organizáveis (SOM - *Self-Organized-Maps*).

As redes neurais artificiais são sistemas de processamento de informação inspirados nos sistemas neurais biológicos, que podem armazenar e utilizar conhecimento adquirido, capazes de implementar métodos estatísticos para reconhecimento de padrões (KOHONEN, 1989; FUKUNAGA, 1990; DUDA *et al.*, 2000). Os mapas auto-organizáveis de Kohonen (SOM) caracterizam um tipo especial de rede neural com aprendizado não-supervisionado, ou seja, não há imposição de classificá-los de alguma maneira pré-estabelecida. O princípio fundamental deste modelo é o aprendizado competitivo, no qual, após inseridos os dados de entrada, os neurônios competem entre si, e o vencedor tem seus pesos ajustados para responder melhor ao padrão apresentado (HAYKIN, 1999; MESQUITA, 2002).

A rede SOM constitui uma técnica que permite o agrupamento de dados multidimensionais, com o objetivo de detectar automaticamente similaridades relevantes para descobrir estruturas e padrões multidimensionais entre as diversas variáveis de grandes bases de dados. Isto ocorre através da construção de um mapa topográfico uni ou bidimensional dos padrões de entrada a partir de um espaço multidimensional (HAYKIN, 1999; BENITE, 2003). Como resposta, o SOM fornece uma representação bidimensional topologicamente ordenada dos dados, de maneira que dados com características intrínsecas similares tendem a ficar em regiões vizinhas, caracterizando o reconhecimento de uma classe de dados referente ao que foi colocado na entrada (HAYKIN, 1999). É indicada para problemas de *clusterização* (KOHONEN, 1989; HAYKIN, 1999; VESANTO *et al.*, 2000), além de ser aplicada para redução dimensional (NAUD, 2001), classificação de padrões (HAYKIN, 1999), mineração de dados (KOHONEN, 2001), etc. Um exemplo relevante está na interpretação de perfis de poço, utilizado para estimar parâmetros petrofísicos em formações geológicas altamente heterogêneas (MOHAGHEGH *et al.*, 1995; MCCORMACK, 1991).

h) Análise de Cortes

O estudo de cortes tem como finalidade eliminar as zonas que não tem qualidade de reservatório. Foram definidos cortes de porosidade e saturação de água, com base na análise dos gráficos Porosidade x Espessura Porosa Acumulada e Saturação de Óleo x Espessura de Óleo Acumulada, respectivamente. A definição dos parâmetros de corte é indispensável para a etapa de totalização do reservatório.

O estudo de cortes também possibilitou determinar os parâmetros de Net Res e Net Pay do reservatório. O Net Res representa toda porção que é reservatório, seja com água ou óleo, sendo definido apenas pelo corte de Φ . Já o Net Pay representa toda porção de reservatório com óleo que pode ser produzido economicamente (Definição da SPE, *in* COSENTINO, 2001), definido pelos parâmetros de corte de Φ e S_w .

i) Totalização

Ao final de uma avaliação petrofísica é realizada a etapa de totalização dos dados, com objetivo de exibir valores dos parâmetros petrofísicos que expressam o potencial do reservatório (FREIRE *et al.*, 2010).

3.4. Resultados

a) Definição da Zona de Reservatório

Foram subdivididas três zonas conforme a qualidade de reservatório, comuns a esses campos albianos, sendo elas: zona de óleo, de transição e de água (Figura 3.4). Devido à complexidade geológica das rochas carbonáticas as curvas dos perfis não apresentam um comportamento padronizado ao longo do campo, o que dificulta o zoneamento interno do reservatório.

Para realização dos cálculos dos parâmetros petrofísicos foi considerado o intervalo denominado neste trabalho de zona de interesse, o qual contempla as zonas de óleo e transição.

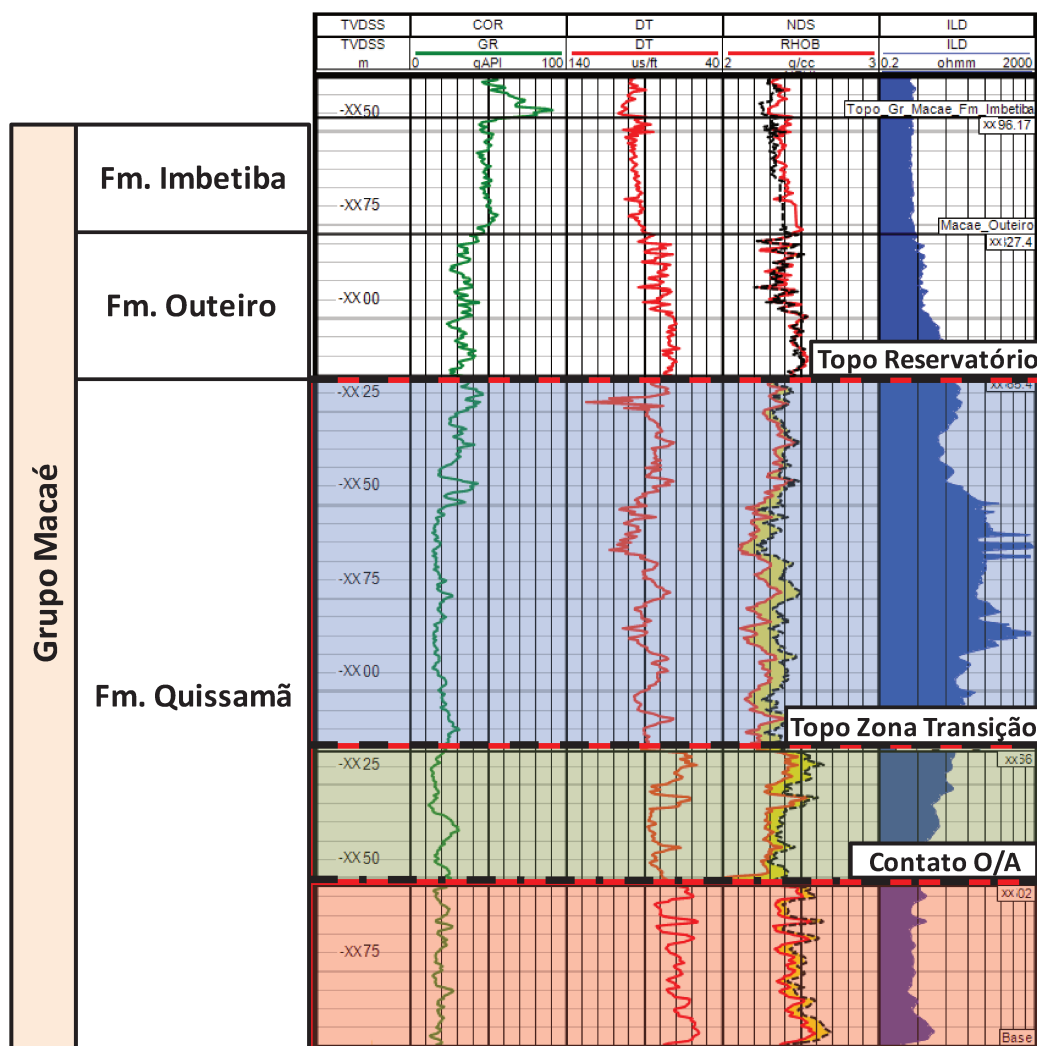


Figura 3.4: Zoneamento do reservatório Quissamã no Campo B. As zonas de óleo e transição representam o intervalo considerado na análise petrofísica, denominado de zona de interesse.

b) Porosidade

A análise das curvas de porosidade indicou maior correlação rocha-perfil ($r = 0,84$) para a curva PHID (Figura 3.5a), com porosidade média calculada para a zona de interesse de 22% (Figura 3.5b).

Não foi observada nos poços uma tendência significativa de variação da porosidade de acordo com o aumento da profundidade no intervalo de reservatório, o que também foi verificado por FRANZ (1987). Próximo ao topo há redução na qualidade do reservatório, que pode ser constatada pela queda nos valores de porosidade.

Pode ser observado um comportamento cíclico na zona de óleo, analisando-se os perfis de PHID e GR associadamente. No intervalo de baixa qualidade próximo ao topo do reservatório, é possível verificar ainda a ciclicidade, mas com aumento gradativo de GR, indicando provável evidência do afogamento da plataforma carbonática e início da deposição da Formação Outeiro (Figura 3.5c).

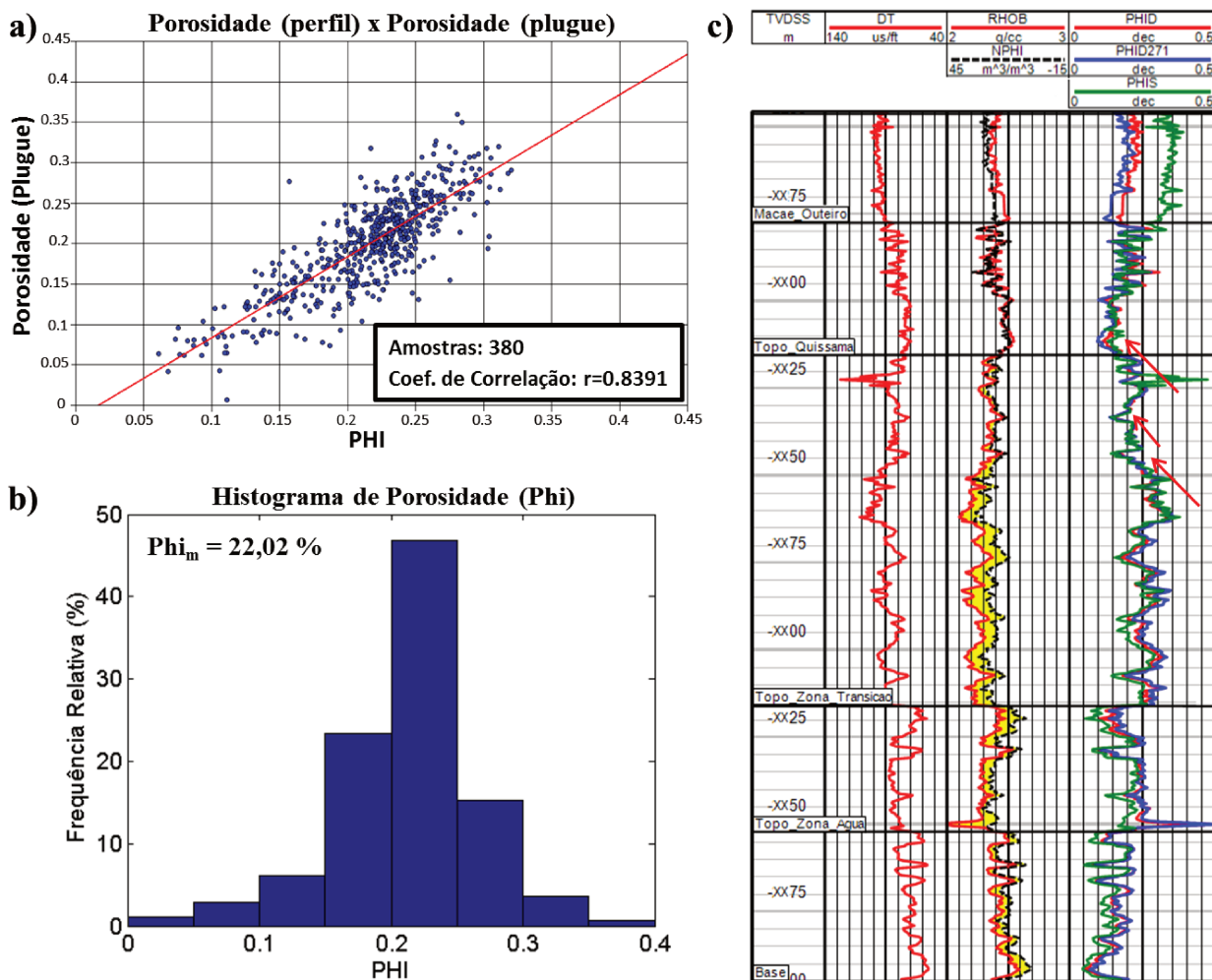


Figura 3.5: Gráfico $\Phi_{\text{perfil}} \times \Phi_{\text{plugue}}$ - Boa correlação entre a porosidade de perfil e de laboratório (a). Histograma com a distribuição de porosidade do reservatório na zona de interesse (b). Perfis de porosidade (última pista) ressaltando o comportamento cíclico próximo ao topo do reservatório (c).

c) Saturação de água

Para o cálculo de saturação de água foram definidos valores de $m = 1,77$ e $n = 2,4$. O valor de m foi gerado através do método do *Pickett Plot*, enquanto n representa o menor valor obtido em laboratório para um campo carbonático albio análogo da Bacia de Campos (ELIAS e STEAGALL, 1996). A incerteza nestes parâmetros está associada principalmente à presença de fraturas e a molhabilidade da rocha.

Esta estimativa apresentou boa correlação rocha-perfil para saturação de água ($r = 0,98$), o que valida os parâmetros utilizados. A saturação de água média obtida para a zona de interesse de foi 32,40% (Figura 3.6).

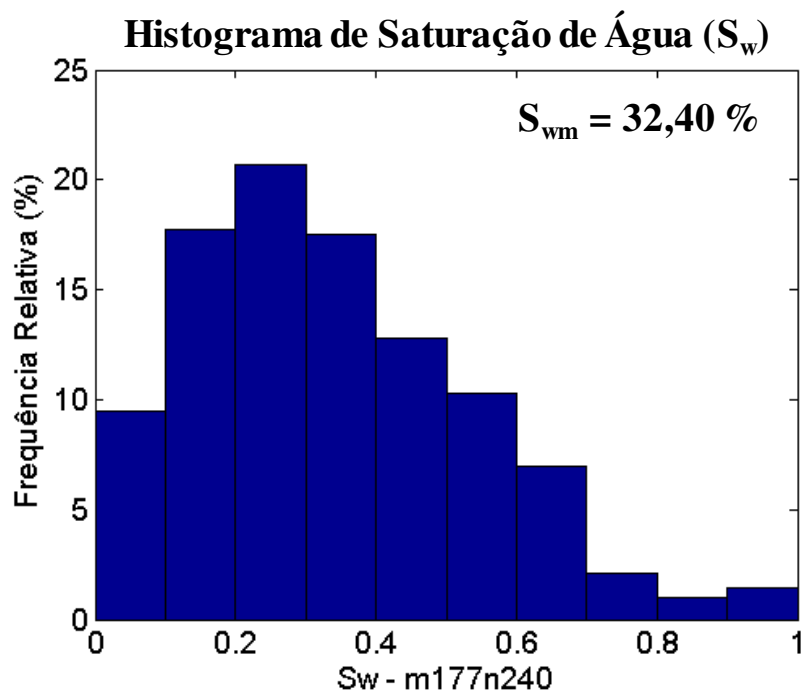


Figura 3.6: Distribuição da curva de saturação de água para todos os poços na zona de interesse.

d) Contato Óleo-Água (OWC)

Os contatos globais do modelo foram estabelecido com auxílio do gráfico Profundidade x S_w , que corroborou com a média estimada dos contatos obtidos para cada poço (Figura 3.7). A partir da análise dos contatos nos poços foi possível constatar predomínio de zona de transição espessa no reservatório, com espessura média de 40 metros considerando os valores poço a poço. Segundo FRANZ (1987), o perfil de resistividade fornece uma boa visualização da zona de transição para o Campo B.

As incertezas recaem na determinação destes contatos globais para o reservatório, porém é importante definir o contato com a maior precisão possível para uma estimativa correta do volume de hidrocarbonetos.

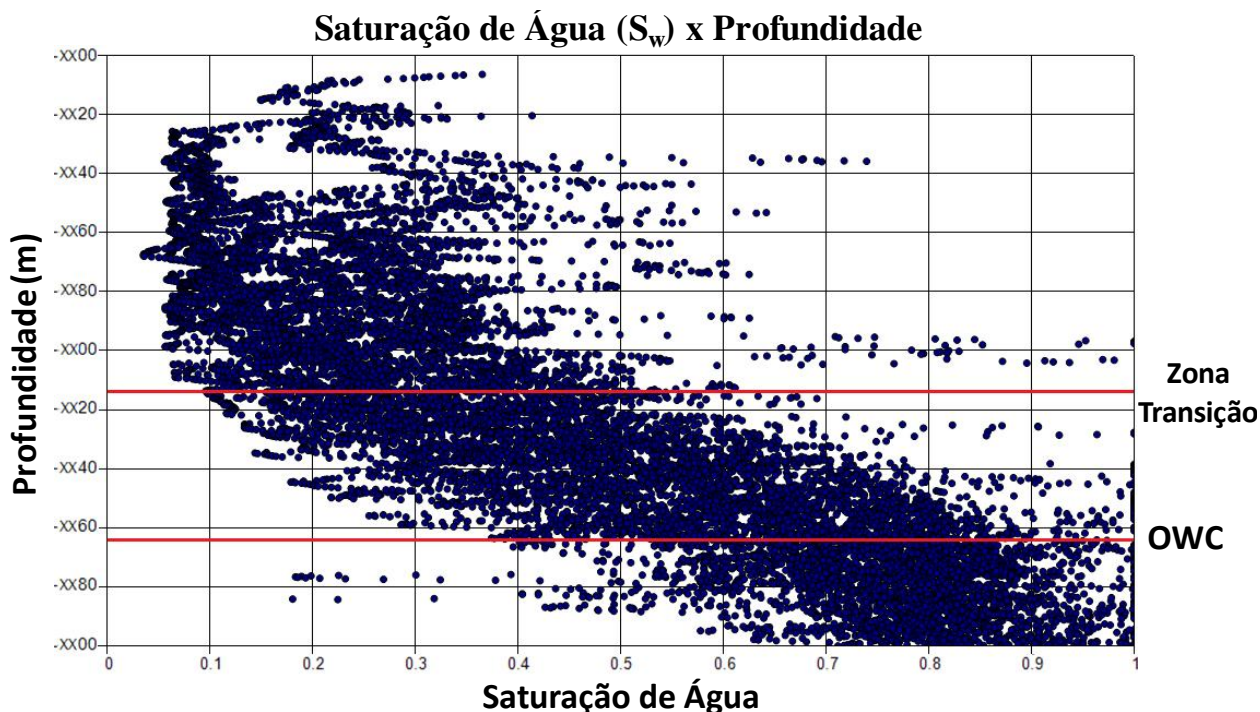


Figura 3.7: Contatos de fluidos definidos para o Campo B: superfícies regulares representam o topo da zona de transição e o contato óleo-água. Observa-se neste reservatório espessa zona de transição, com média geral para o campo de 40 metros de espessura.

e) Classificação de Fácies

Foram estabelecidos dois modelos para classificação de fácies: deposicional e deposicional/diagenético.

Modelo de Fácies Depositional: perfil GR é a principal variável para a definição das diferentes eletrofácies, pois permite a visualização dos ciclos de deposição (Figura 3.8 a e b), principal característica para definição de um modelo de sucessão de fácies. A Figura 3.8c ilustra esta alta correlação, na qual as três classes de eletrofácies – grainstones (1), packstones (2) e wacke/mudstone (3) - adotadas estão agrupadas de acordo com os valores de raios-gama (GR). A definição de ciclicidade para os poços do Campo B estabelece uma geometria interna, e é marcada por picos de afogamento. Um afogamento principal (maior pico de GR) marca o topo do reservatório, identificável em praticamente todos os poços.

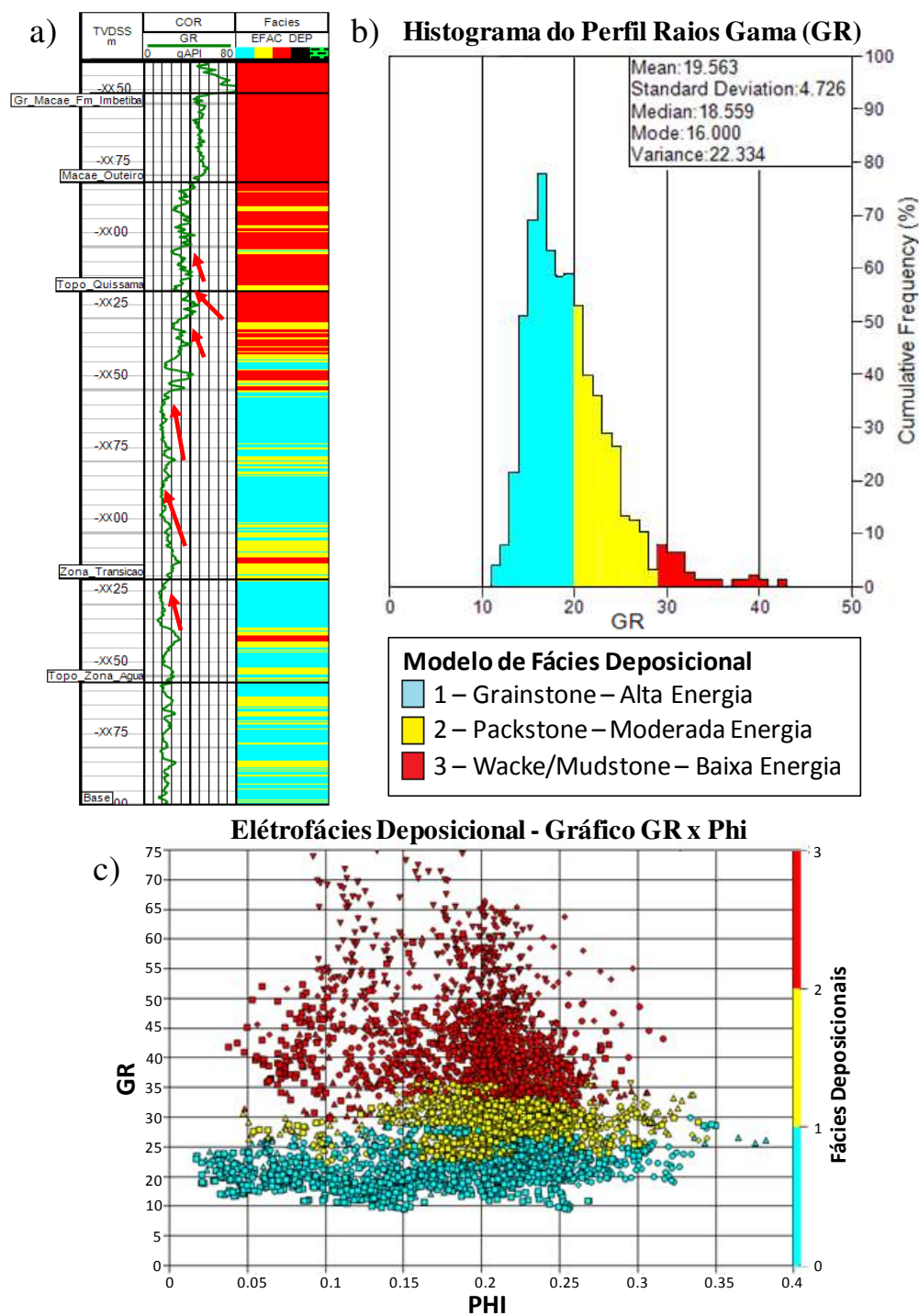


Figura 3.8: Perfil GR permite a visualização dos ciclos de deposição, refletindo no modelo de fácies estimado (a). Histograma mostrando a distribuição das fácies baseado no perfil de raios-gama (GR) (b). Distribuição das eletrofácies mostra alta correlação do valor de raios-gama na determinação das três classes. No eixo da porosidade, é possível constatar uma maior concentração dos pontos entre 0,2 e 0,25 (c).

A principal variação espacial do modelo de fácies, considerando apenas informações de poços, é marcada pelos maiores valores de GR na porção central do campo, indicado pelos poços B_49D e B_5D. A concentração de argila na região central pode ser considerada a heterogeneidade mais significativa para maior escala, o que denota um aumento na argilosidade para essa região e diferentes condições deposicionais comparado às zonas com predomínio de rochas com baixo conteúdo argiloso. Dessa forma, devem-se definir valores médios para as regiões do reservatório com características deposicionais semelhantes.

Modelo de Fácies Depositional/Diagenético: foi gerada uma fácies cimento, para avaliar o impacto da diagênese na qualidade do reservatório. Na análise do gráfico PHI x GR (Figura 3.9), observa-se que as fácies cimentadas correspondem a uma porção de GR limpo (valores baixos) e baixas porosidades (PHI < 17%, no geral). É importante ressaltar que há uma maior incidência destas fácies abaixo do contato óleo-água, o que de acordo com FRANZ (1987), evidencia a continuidade dos processos diagenéticos de subsuperfície nas rochas saturadas por água.

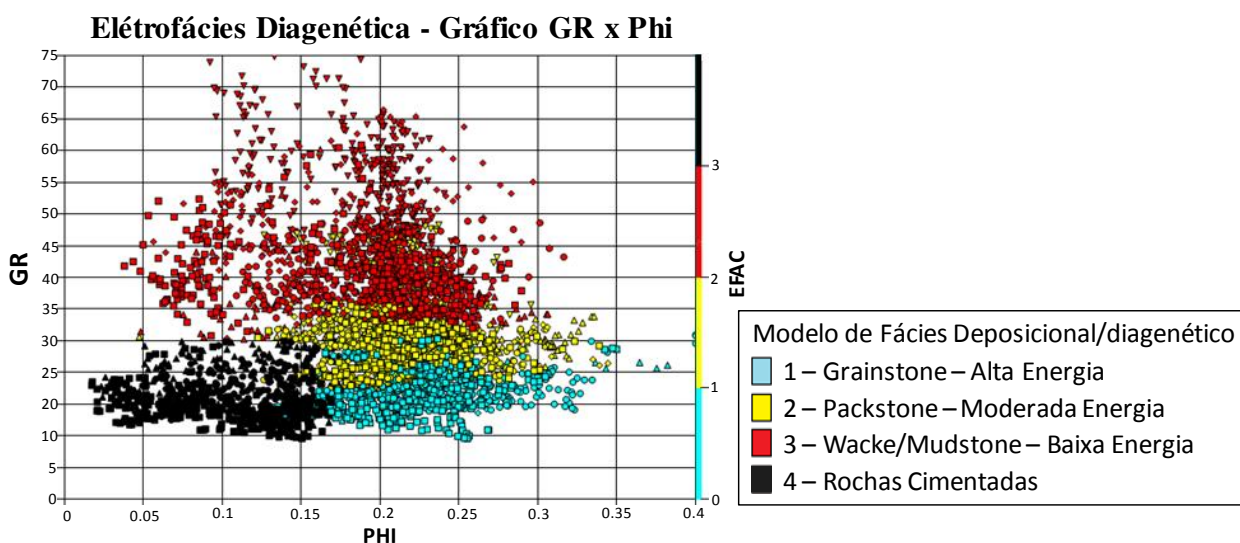


Figura 3.9: Distribuição do modelo de eletrofácies deposicional/diagenético. As fácies cimentadas apresentam baixo valor de raios gama e de porosidade.

f) Permeabilidade

Na construção da curva de permeabilidade do reservatório foi utilizado o método da regressão linear, baseado na correlação entre permeabilidade e porosidade de plugue ($k \times \Phi$). O controle de qualidade dos resultados foi estabelecido pela correlação rocha-perfil ($k_{\text{plugue}} \times k_{\text{perfil}}$), apresentando uma boa correlação tratando-se de rochas carbonáticas, com valor de $r = 0,79$.

No geral, as amostras de plugue apresentam baixa permeabilidade apesar de boa porosidade, devido à influência da textura deposicional. A permeabilidade de matriz média para o reservatório na zona de interesse é de apenas $k = 5,81$ mD. A característica de baixa permeabilidade destas rochas representa o grande volume de microporosidade sobre a porosidade total, não efetiva para o fluxo de fluidos. Uma observação importante na análise dos valores de permeabilidade de plugue é a ocorrência de dois comportamentos distintos, em que um conjunto de amostras se afasta da tendência geral de baixa permeabilidade e fornece índices mais elevados (Figura 3.10). Os pontos em vermelho apresentam permeabilidade de matriz acima da média em relação ao campo, e representam as amostras de plugue de um poço (B_30) situado na região norte do campo. Os pontos em azul correspondem a plugues de três poços (B_17, B_29, B_38) situados na porção sul do reservatório.

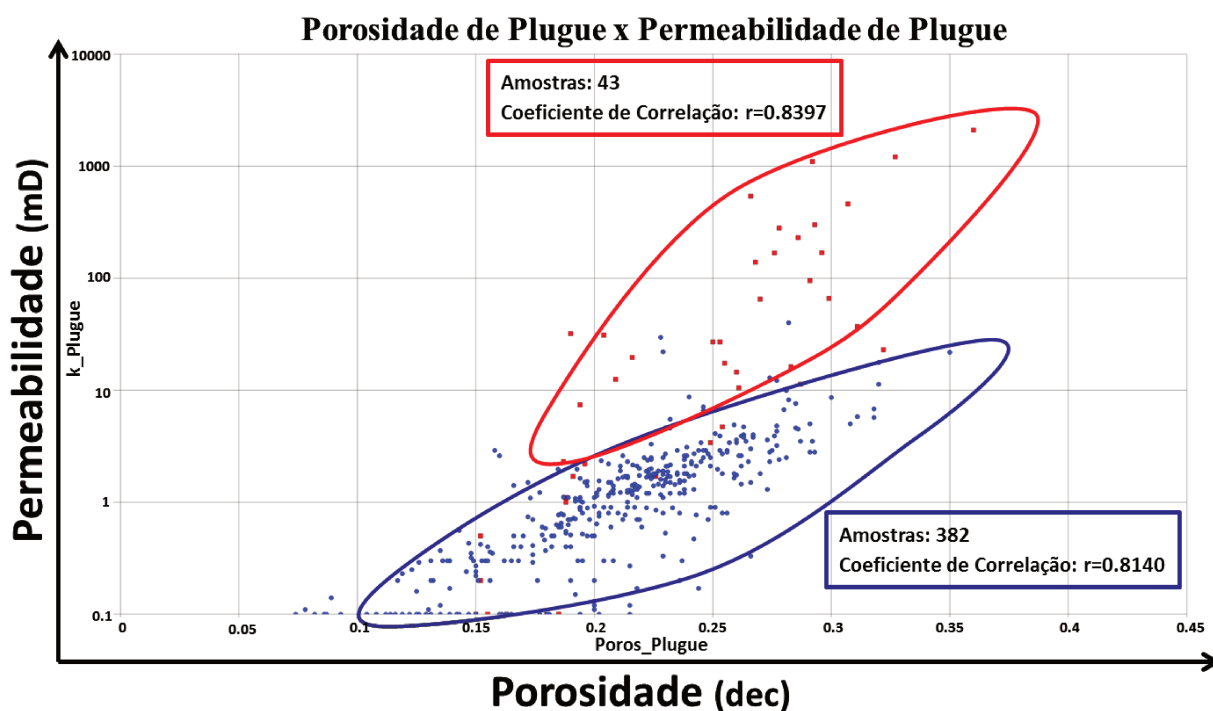


Figura 3.10: Correlação entre porosidade e permeabilidade de plugue mostra dois comportamentos distintos. No geral, as amostras de plugue apresentam boa porosidade e predomínio de baixa permeabilidade (Azul - $k_m = 1,94$ mD), porém pode ser observado um grupo de amostras que exibe valores de permeabilidade mais elevados (Vermelho - $k_m = 70,65$ mD).

g) Unidades de Fluxo

Baseado no comportamento das curvas dos perfis foram classificadas três unidades de fluxo distintas, denominadas boa, média e ruim de acordo com as características permo-porosas de cada unidade (Figura 3.11).

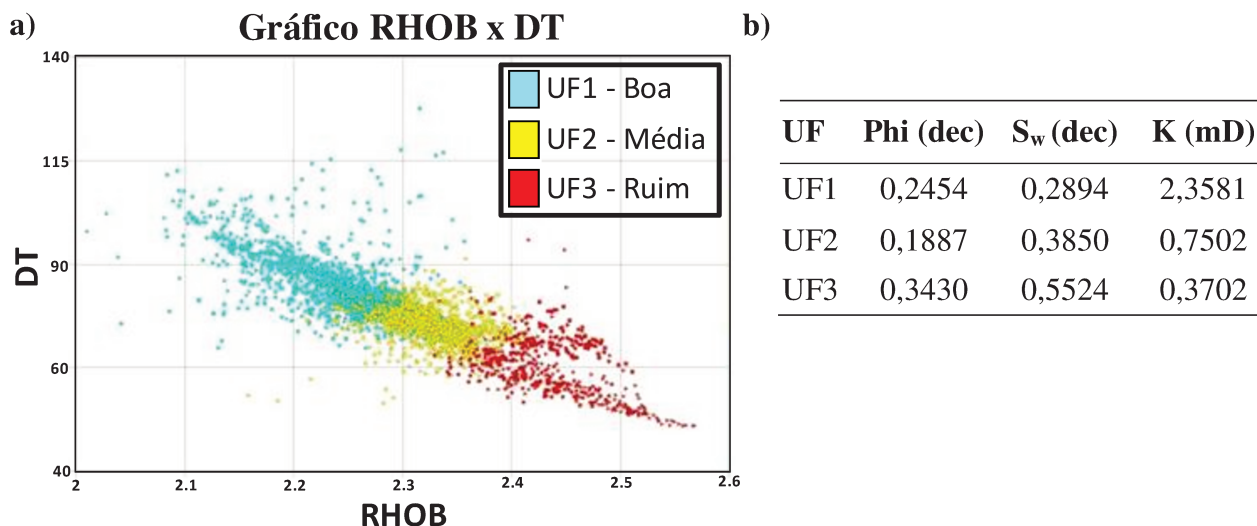


Figura 3.11: Distribuição das unidades de fluxo de acordo com o gráfico DT x RHOB. A melhor UF está concentrada na região do gráfico de maior DT e menor RHOB (a). Tabela com os valores médios de porosidade, saturação e permeabilidade para cada UF na zona de interesse. Como já esperado, a UF1 apresentou os valores mais otimistas para estes parâmetros (b).

A distribuição das unidades de fluxo em cada uma das zonas do reservatório mostra uma ampla predominância da unidade de fluxo com melhores características permo-porosas (UF1) na zona de óleo. Nas zonas de transição e de água, ocorre uma redução na ocorrência da UF1 e um aumento das outras duas unidades, UF2 e UF3 (Figura 3.12). Da mesma forma que BLAUTH (1993), a classificação das unidades de fluxo não levou em conta a saturação de fluidos. Desta maneira, a mesma unidade de fluxo pode ocorrer tanto na zona de óleo quanto nas zonas de transição e de água, pois rochas com características permo-porosas semelhantes ocorrem distribuídas em todo intervalo do reservatório.

A importância de subdividir um reservatório em unidades de fluxo pode ser vista de duas maneiras: (I) permite o mapeamento das porções dos reservatórios em relação à capacidade de fluxo, e (II) fornece embasamento para definição do zoneamento a ser utilizado na simulação numérica de fluxo (TYLER e FINLEY, 1992).

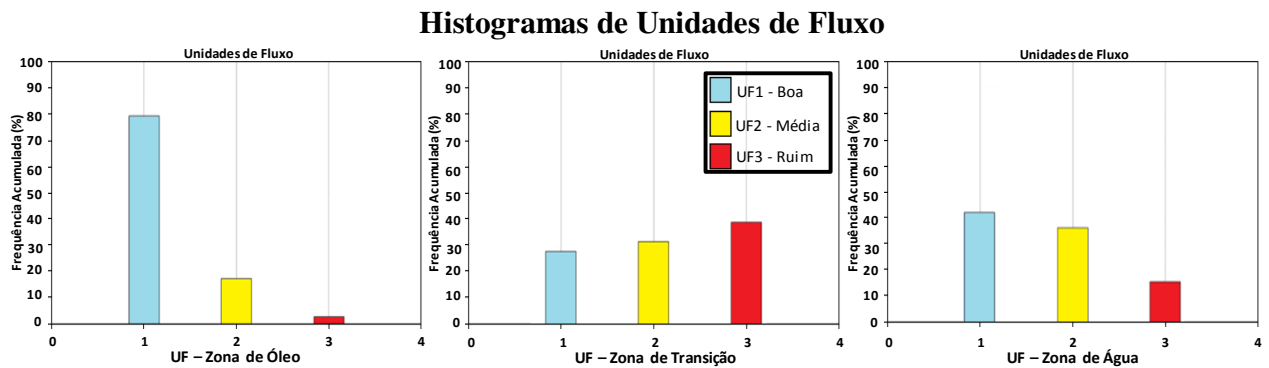


Figura 3.12: Distribuição das unidades de fluxo em cada nas zonas de óleo, transição e água.

h) Análise de Cortes

A partir do gráfico Porosidade x Espessura Porosa Acumulada, foi definido uma porosidade mínima de produção de 14% (Figura 3.13a). O corte de saturação de água foi estabelecido com a análise do gráfico de Saturação de Óleo x Espessura de Óleo Acumulada, através do uso da curva de saturação ($m = 1,77$ e $n = 2,40$), indicando uma saturação de óleo mínima de produção de 34% ou saturação de água máxima de 66% (Figura 3.13b).

A definição dos parâmetros de corte não é uma tarefa fácil para carbonatos albianos, e sem a disponibilidade de testemunhos não é possível afirmar com total confiança um valor de corte para saturação de água do campo.

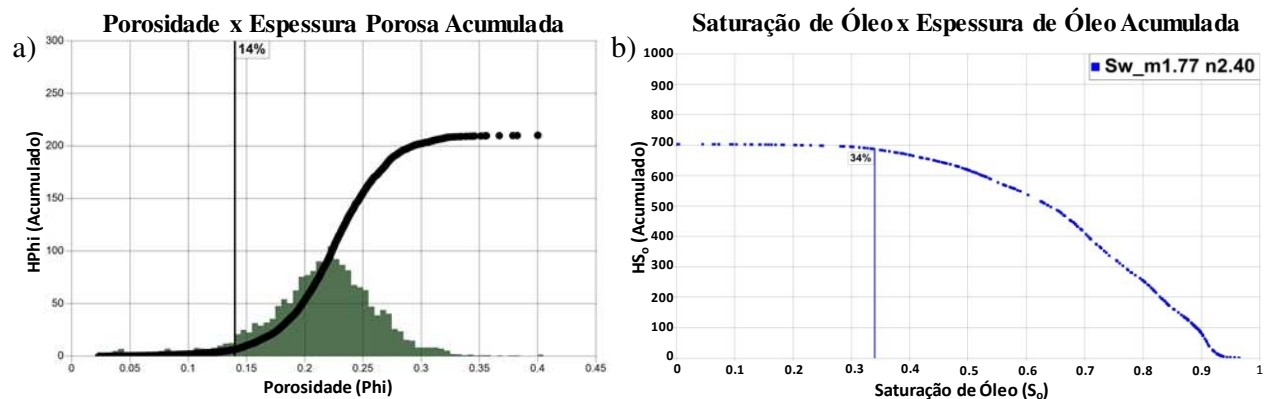


Figura 3.13: Definição dos valores de corte de porosidade (a) e saturação de água (b), através de gráficos de espessura acumulada.

A partir da definição dos valores de corte foi possível calcular os parâmetros de Net Res ($\Phi > 14\%$) e Net Pay para o reservatório ($\Phi > 14\%$ e $S_w < 66\%$) (Figura 3.14). A determinação do Net Pay é um parâmetro chave para o cálculo do volume esperado de hidrocarbonetos de um campo.

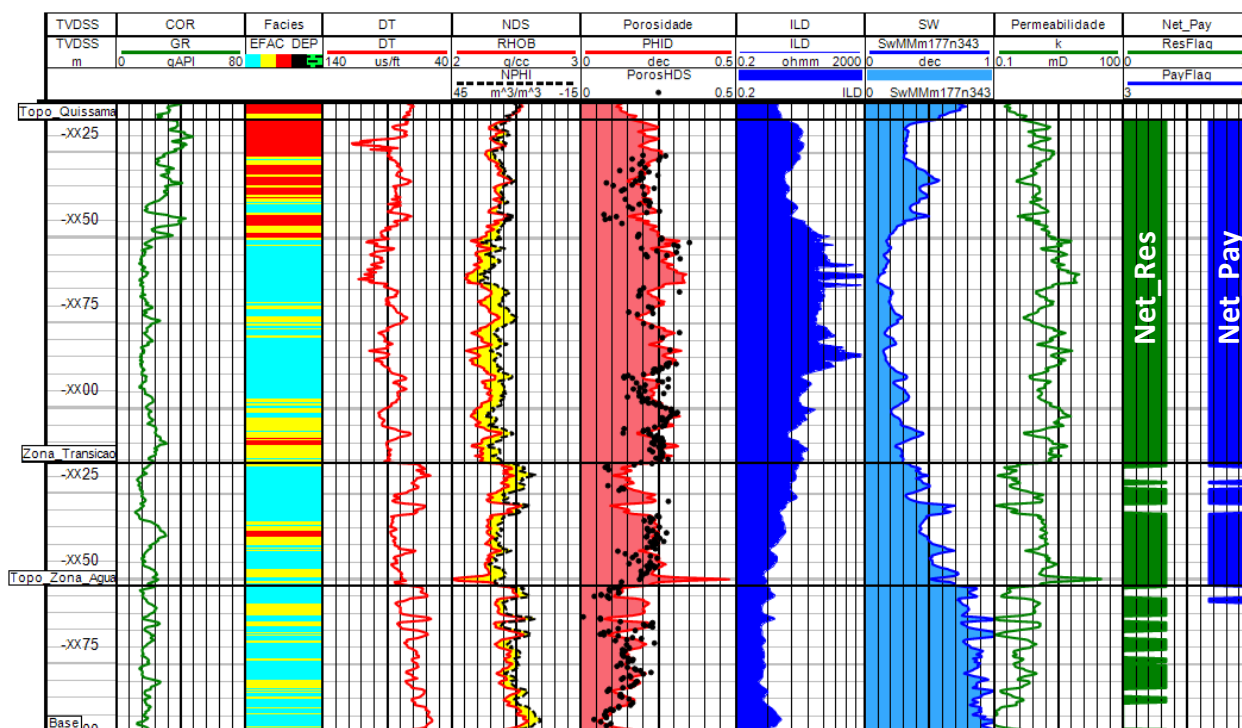


Figura 3.14: *Plot* com os principais perfis gerados. Os parâmetros Net Res e Net foram estabelecidos após a definição dos teores de corte.

i) Totalização

Os resultados obtidos na totalização deste campo representam médias dos parâmetros petrofísicos da matriz para a zona de interesse (Tabela 3.1). O reservatório apresenta bons índices de porosidade e saturação de água média, entretanto, a permeabilidade de matriz apresenta valores muito baixos.

Tabela 3.1: Totalização do reservatório - Valores médios dos parâmetros para a zona de interesse.

Espessura Reservatório (m)	Espessura Net Pay (m)	Net/Gross (%)	Phi (%)	S_w (%)	K (mD)	HPhiS _o (m)
99,10	88,02	88,82	22,18	31,10	5,81	14,09

3.5. Discussão dos Resultados

Considerando a análise do modelo petrofísico da matriz, os dados de permeabilidade fornecem indícios de heterogeneidade no comportamento dinâmico do reservatório (Figura 3.15). Os comportamentos distintos ocorrem em função da heterogeneidade do sistema poroso da matriz carbonática. Segundo AMERI *et al.* (1993), em reservatórios com sistema poroso heterogêneo cada comportamento de permeabilidade responde a um tipo de porosidade. DOVETON (2014) observa que a dispersão na distribuição dos dados de plugue, como constatado neste estudo, é típica de sistemas de múltipla de porosidade.

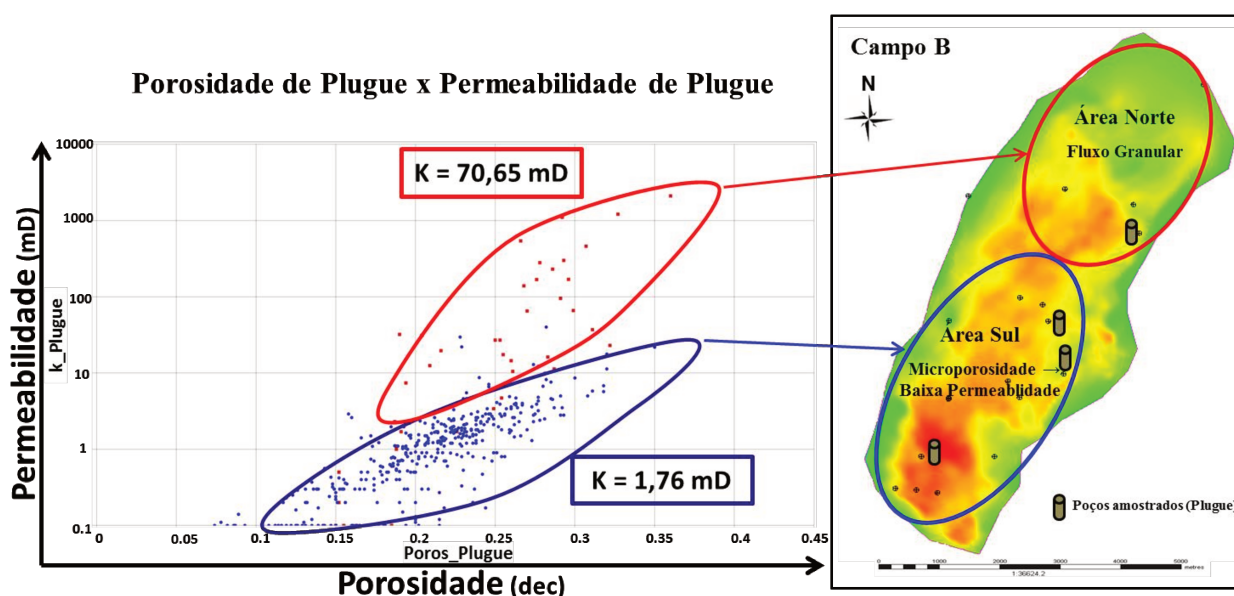


Figura 3.15: Amostras de plugue apresentam comportamentos de fluxo diferentes que refletem a heterogeneidade do espaço poroso da matriz das rochas. Em função disso, a distribuição dos valores de permeabilidade de matriz não é uniforme dentro do reservatório, possibilitando separar o campo nas áreas norte e sul de acordo com a característica ao fluxo.

A heterogeneidade do sistema poroso e regime de fluxo possibilitou separar o reservatório em duas zonas distintas. A área norte do campo caracteriza a porção do reservatório com os melhores índices de permeabilidade (valor máximo de 2100 mD), resultando em um valor médio de 35,79 mD (Figura 3.16a). Estes valores mais elevados representam a contribuição do fluxo granular no reservatório e derivam principalmente da ocorrência de porções com maior preservação de macroporosidade original.

Na área sul do campo, a contribuição da permeabilidade de matriz registra valores bem inferiores em relação à área norte, atingindo um valor médio de 1,76 mD. Isto ocorre em razão do amplo predomínio de microporosidade e ausência de uma cadeia interconectada (FRANZ, 1987), que confere características de permeabilidade extremamente baixas às rochas (Figura 3.16b). Estes resultados confirmam a influência dos controles geológicos sobre o comportamento de fluxo do reservatório, e estão de acordo com BLAUTH (1993), que afirma que permeabilidades altamente variáveis decorrem não apenas das diferenças de granulometria, mas também das heterogeneidades impostas pelo ambiente diagenético.

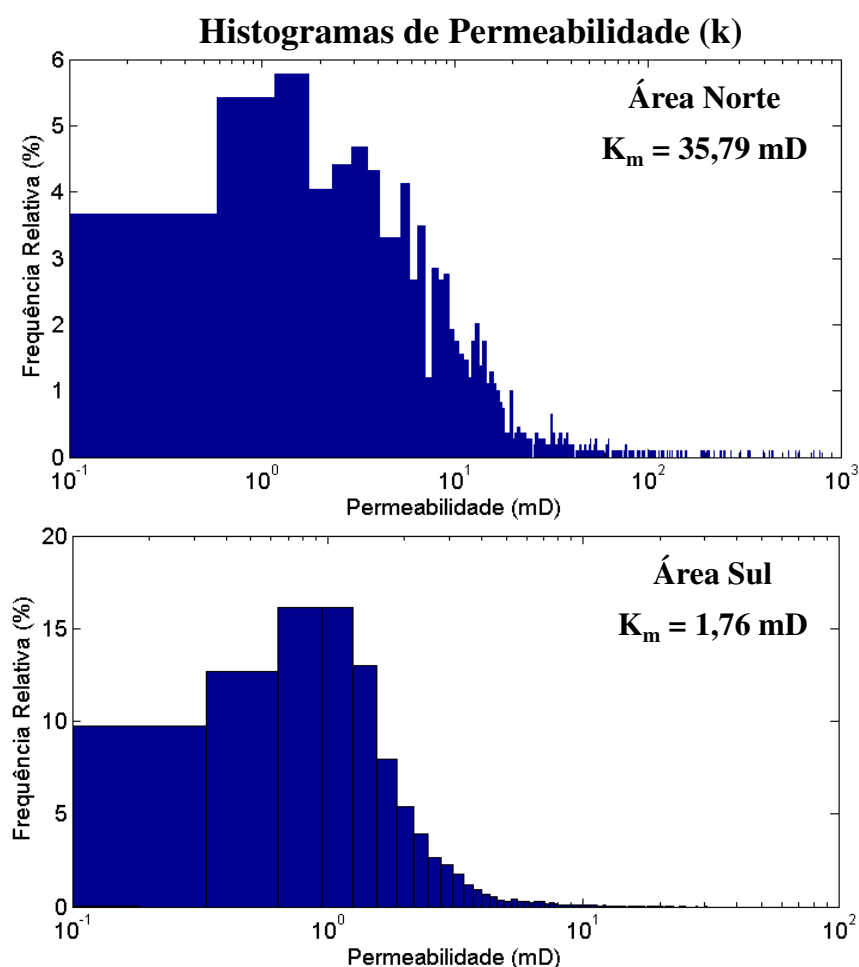


Figura 3.16: Distribuição dos valores de permeabilidade para os poços das áreas sul (microporosa) e norte (macroporosa) do campo e os valores médios (k_m) para cada região.

A caracterização de dois regimes de fluxo de distintos para permeabilidade de matriz do campo implica na necessidade de mais de um modelo para construção da curva de permeabilidade do reservatório.

Em função dessa heterogeneidade do campo, algumas propriedades petrofísicas da matriz foram analisadas com distinção para as áreas sul e norte do campo (Tabela 3.2).

Tabela 3.2: Tabela com os valores médios de porosidade (Φ), permeabilidade (k) e saturação de água (S_w) para as regiões sul e norte do reservatório.

Área Sul			Área Norte		
Φ (%)	k (mD)	S_w (%)	Φ (%)	k (mD)	S_w (%)
22,02	1,76	30,00	23,20	35,79	38,00

Apesar dos diferentes tipos de porosidade observados nas áreas sul (microporosidade) e norte (porosidade intergranular primária) do campo, não ocorrem variações relevantes nos valores de porosidade de matriz para as duas regiões (Figura 3.17). De acordo com COSTA (2006), dois sistemas porosos diferentes podem apresentar as mesmas porosidades, mas diferentes permeabilidades, devido, por exemplo, a variação no diâmetro das gargantas de poros e grau de conectividade dos poros.

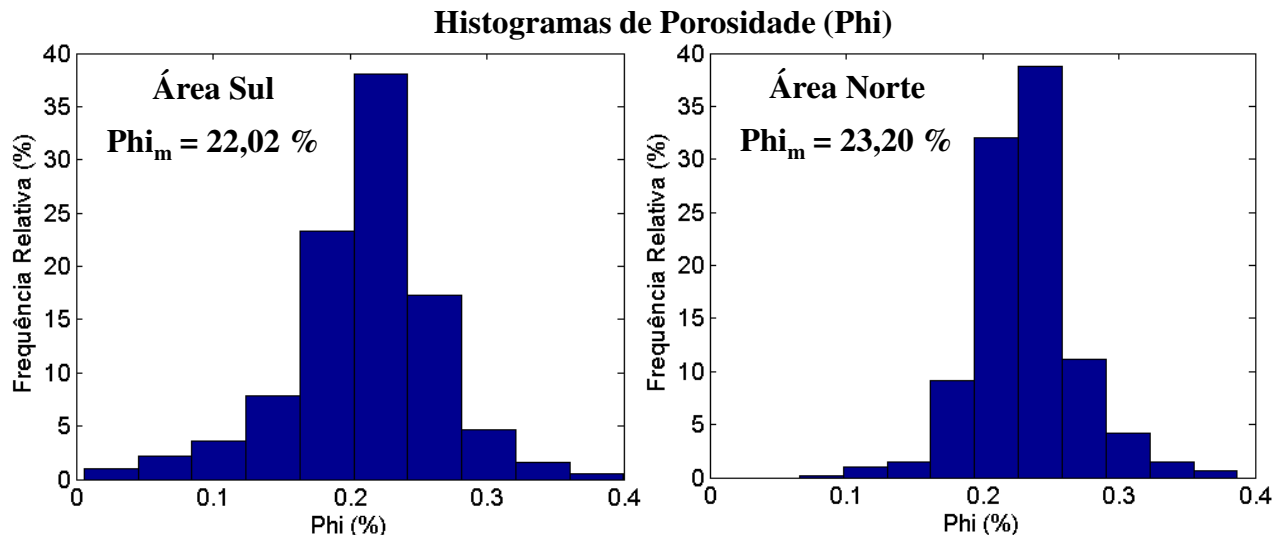


Figura 3.17: Distribuição dos valores de porosidade para os poços das áreas sul (microporosidade) e norte (porosidade intergranular) do reservatório e os valores médios (Φ_m) para cada região.

Os valores de saturação de água também apresentam pequena diferença entre as duas regiões, com maior saturação para os poços da área norte (Figura 3.18).

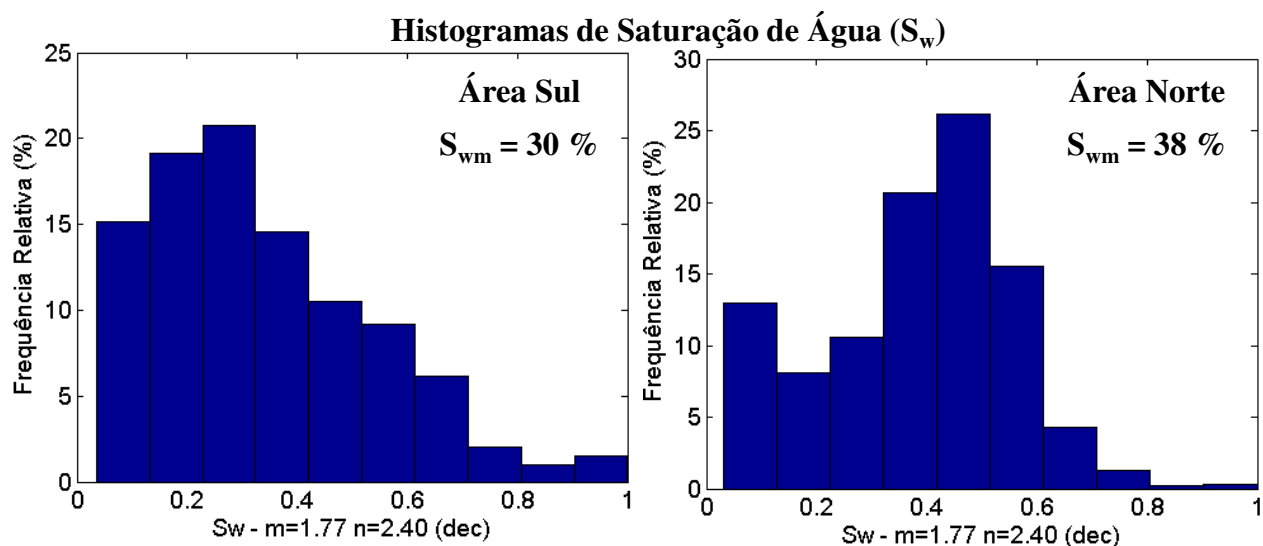


Figura 3.18: Distribuição dos valores de saturação de água nas regiões sul e norte do campo e os valores médios (S_{wm}) para cada região.

A distribuição das eletrofácies deposicional não apresentou grande diferença entre as duas regiões (Figura 3.19), o que pode ser evidenciado pela proximidade na média dos valores de GR (Figura 3.20).

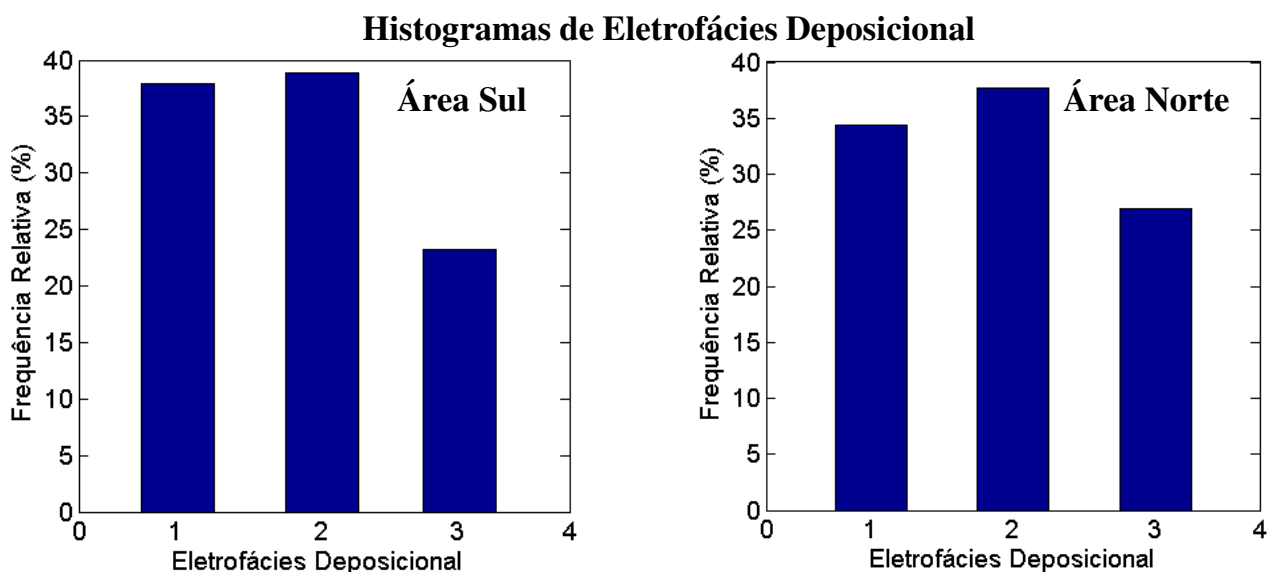


Figura 3.19: Distribuição das eletrofácies deposicionais para as duas regiões do campo.

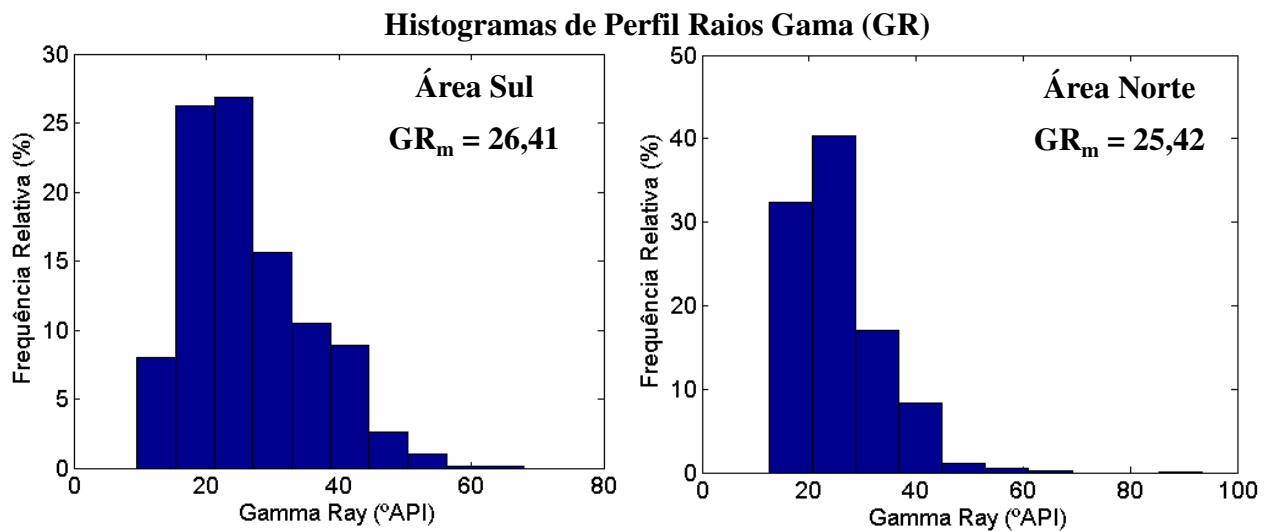


Figura 3.20: Distribuição dos valores de GR nas duas áreas, com valores médios (GR_m) muito próximos.

Na análise do modelo de eletrofácies diagenética observa-se significativa diferença entre as regiões em relação à ocorrência de fácies cimentada. Na área norte esta fácies praticamente não ocorre, enquanto na área sul representa aproximadamente 10% do total das eletrofácies diagenéticas, evidenciando a maior atuação dos processos diagenéticos nesta região do campo (Figura 3.21).

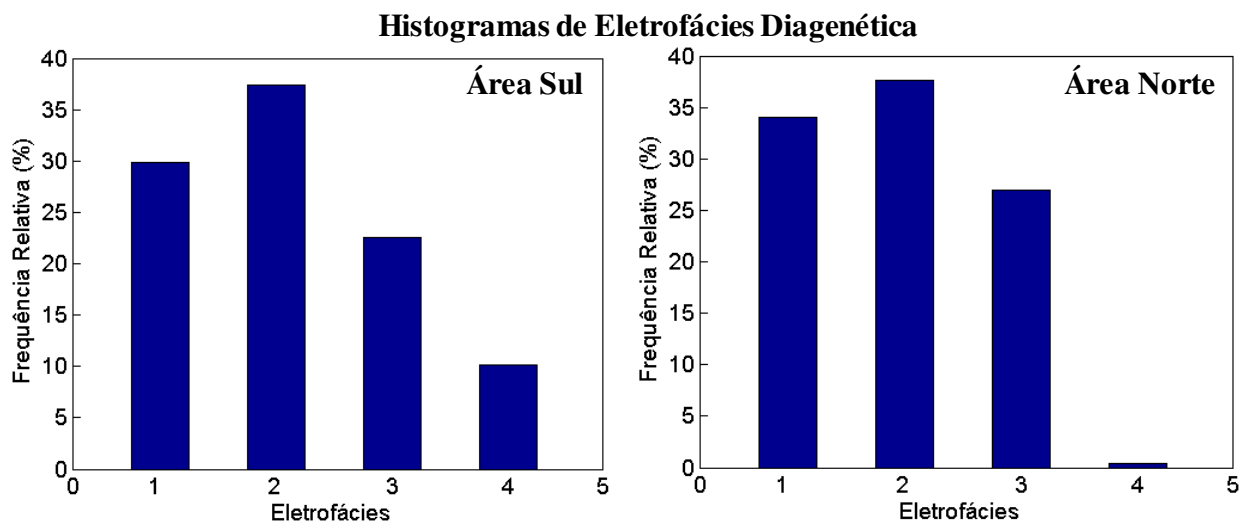


Figura 3.21: Distribuição do modelo de eletrofácies diagenética para as duas regiões do campo, com destaque para maior incidência de fácies cimentada na área sul.

As unidades de fluxo refletem a qualidade permo-porosa das rochas-reservatório. Como os valores de porosidade não apresentam grande variação entre as duas regiões do campo, pode-se induzir maior influência da permeabilidade na determinação das UF. Desta forma, devido à característica de maior permeabilidade ao fluxo, a região norte apresenta ampla predominância da UF1 (melhor UF). Na região sul também há um predomínio da UF1, porém não de maneira tão acentuada, aumentando a representatividade das UF2 e UF3 nesta região (Figura 3.22).

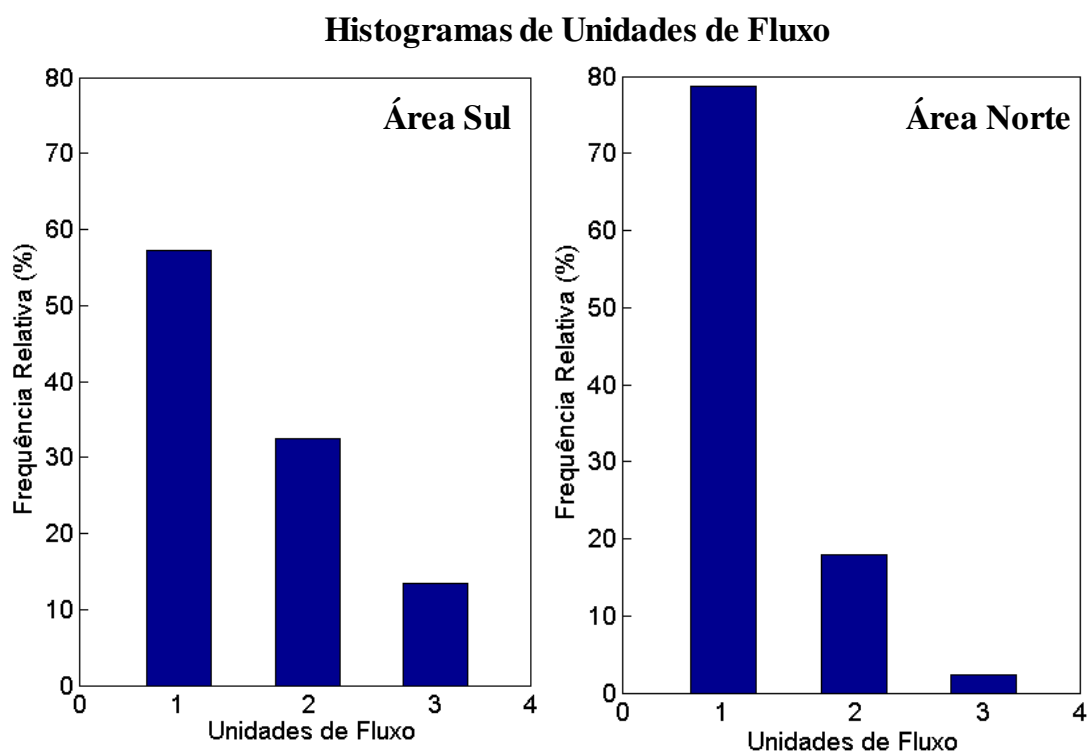


Figura 3.22: Distribuição das unidades de fluxo para as duas regiões do campo. A maior frequência da UF1 na área norte em relação à área sul mostra o controle da permeabilidade na determinação das UF, pois nesta região concentram-se os melhores índices de permeabilidade de matriz.

Estes comportamentos refletem apenas as propriedades de matriz da rocha, sem a contribuição do sistema de fraturas, pois perfis de poço e amostras de plugue não registraram a presença destas feições. A caracterização da matriz é uma etapa importante, pois possibilita pressupor a presença de fraturas e avaliar a contribuição do sistema de fraturas no desempenho do reservatório. A determinação das propriedades da matriz em reservatórios fraturados não deve considerar as fraturas (LAMB e FERGUNSON, 1986).

Desta forma, após a caracterização petrofísica da matriz, foram considerados os dados de produção para avaliar a influência do sistema de fraturas no fluxo do reservatório (Figura 3.23). A integração dos dados estáticos e dinâmicos do reservatório possibilita verificar se há contribuição de fluxo do sistema de fraturas na produção do campo (LAMB e FERGUNSON, 1986; BAKER *et al.*, 2000; RAWNSLEY *et al.*, 2001; DELORME *et al.*, 2013).

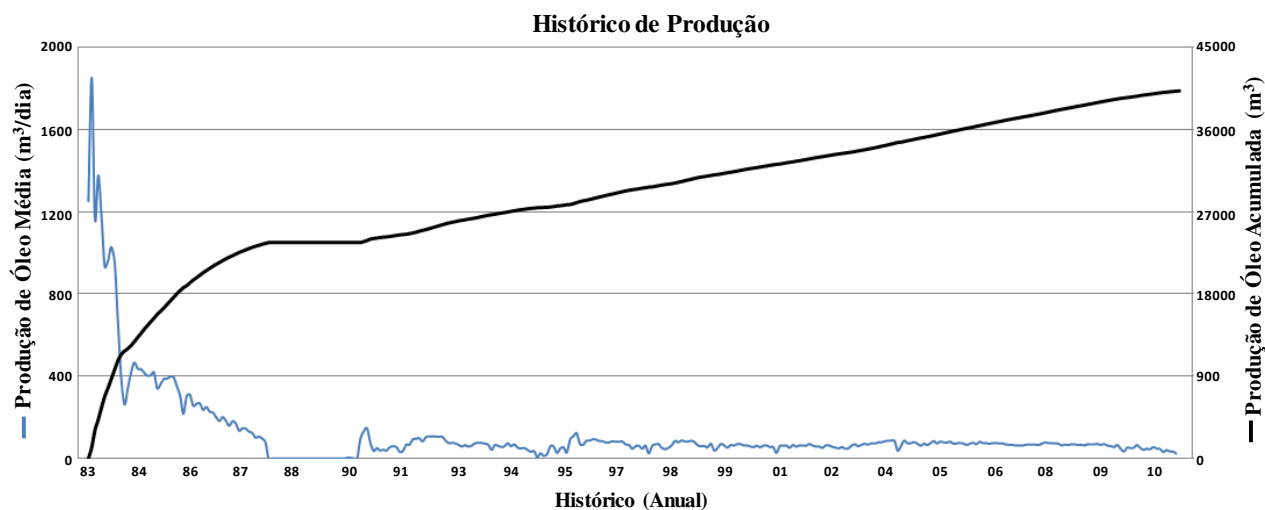


Figura 3.23: Histórico de produção do Campo B, com base em dados disponíveis de 11 poços da área sul do campo. A linha azul representa a produção média de óleo anual para os poços analisados, e a linha preta mostra a produção de óleo acumulada para estes poços entre 1983-2011.

A análise do gráfico dos dados de produção (Figura 3.23) apresenta taxas de produtividade razoáveis em relação ao baixo potencial de permeabilidade da matriz, destacando fluxo da matriz extremamente baixo na porção sul do campo. As fraturas abertas, responsáveis pelas altas produções dos poços, ocorrem apenas na área sul (FRANZ, 1987).

Há vários estudos de caso que avaliam a influência de fraturas a partir dos dados de produção, os quais destacam alta produção de óleo em rochas com baixa permeabilidade de matriz, indicando o controle do sistema de fraturas sobre o fluxo de fluidos dos reservatórios (LUTHY *et al.*, 1995; NELSON, 2001; BARKVED *et al.*, 2003; ROGERS *et al.*, 2007). LUTHY *et al.* (1995) e BARKVED *et al.* (2007) ainda descrevem em seus estudos que os valores de permeabilidade estimados pelos dados de produção foram, respectivamente, 22 e 10 vezes maiores que os obtidos para permeabilidade de matriz.

Pode ser observado também que o histórico de produção do campo é marcado por um rápido e acentuado declínio da alta produtividade inicial, seguido por um período de taxa de fluxo praticamente constante. De acordo com NEUMANN (2006), o histórico de produção da Formação Quissamã segue em muitos aspectos alguns campos correlatos no Mar do Norte, como: Danish Chalk, Valhall e Eldfisk. Todos mostraram alta produtividade inicial, porém não sustentam essa alta produtividade a médio e longo prazo. Este tipo de comportamento é comum em reservatórios fraturados (RAGHAVAN e OHAERI, 1981; SAGEEV *et al.*, 1985; CARLSON, 1999; NELSON, 2001; BRATTON *et al.*, 2006).

Alta permeabilidade em teste de fluxo a partir de zonas com relativa baixa permeabilidade de plugue e taxas de produção extremamente variáveis ao longo do campo são indícios para determinar se as fraturas desempenham um papel importante na produção de fluido (NELSON, 2001).

Sendo assim, o sistema de fraturas tem impacto diferenciado na porosidade e permeabilidade para o campo B. A pequena variação nos valores de porosidade entre as regiões sul, com maior incidência de fraturas, e norte, pode ser um indicio do pequeno impacto das fraturas na porosidade da formação. Além disso, segundo FRANZ (1987), em razão da boa porosidade de matriz, a porosidade de fratura é pouco importante como armazenadora. Entretanto, na permeabilidade seu efeito é mais importante, gerando as condições necessárias às altas vazões de óleo com o aumento da permeabilidade total das rochas. De acordo com VAN GOLF-RACHT (1996), neste tipo de reservatório a permeabilidade tem que ser redefinida para dois sistemas, considerando as contribuições da permeabilidade de matriz e de fratura.

3.6. Conclusão

A análise das propriedades petrofísicas da matriz possibilitou dividir o reservatório em duas regiões distintas em função do comportamento de fluxo das rochas, que reflete a heterogeneidade do sistema poroso. O fluxo de trabalho de avaliação petrofísica baseou-se em métodos já consagrados na indústria do petróleo e foi desenvolvido com auxílio do software comercial *PowerLog*. Nesta etapa foram determinados os principais parâmetros petrofísicos da matriz, como porosidade e permeabilidade, que serviram como base para caracterizar as heterogeneidades do campo e distinguir duas regiões do reservatório.

Em contraste com a baixa heterogeneidade litológica, o espaço poroso apresenta maior variabilidade, com predomínio de microporosidade na área sul e ocorrência de porções significativas com macroporosidade preservada na área norte. Foi possível relacionar as heterogeneidades do sistema poroso com os dados obtidos para permeabilidade. Os valores médios de permeabilidade de matriz encontrados para as duas regiões permite afirmar que o regime de fluxo é diretamente influenciado pela heterogeneidade do sistema poroso. Na porção sul a característica das rochas confere baixíssima permeabilidade ao reservatório ($k_m = 1,76$ mD), enquanto que na porção norte foram registrados os melhores índices de permeabilidade de matriz ($k_m = 35,79$ mD). Segundo Franz (1987), apesar das boas características permo-porosas na área norte, não foram obtidas vazões suficientemente altas que justificassem a produção de óleo economicamente.

A análise dos dados de produção aponta altas taxas de produtividade para a área sul, em relação ao baixo potencial de permeabilidade da matriz, e mostra um rápido declínio da alta produtividade inicial. Estas evidências indicam a presença de fraturas, pois são comportamentos comuns em reservatórios fraturados. A ocorrência de fraturas também ajuda a explicar a alta produtividade obtida nos poços da região sul do campo.

Foi observado também que o sistema de fraturas tem uma influência muito maior na permeabilidade do que na porosidade do reservatório. A porosidade de fratura é pouco importante como armazenadora, enquanto a permeabilidade é responsável pelas altas vazões de óleo, viabilizando a produção econômica do campo.

Referências Bibliográficas

Aguilera, R. 1980. Naturally Fractured Reservoirs. Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma. 521p.

Ameri, S.; Molnar, D.L.; Mohaghegh, S.; Aminian, K. 1993. Permeability Evaluation in Heterogeneous Formations Using Geophysical Well Logs and Geological Interpretations. SPE Western Regional Meeting, Alaska, EUA. 10p. SPE-26060-MS.

ANP. 2013. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP). 26p.

Baker, R.O.; Kuppe, F. 2000. Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA. 11p. SPE-63286-MS.

Barkved, O.; Heavey, P.; Kjelstadli, R.; Kleppan, T.; Kristiansen, T.G. 2003. Valhall Field - Still on Plateau after 20 Years of Production. Offshore Europe, Aberdeen, UK. SPE 83957.

Beucher, H.; Renard, D.; Doligez, B.; Pontiggia, M.; Bellentani, G. 2008. The Effect of Methodology on Volumetric Uncertainty Estimation in Static Reservoir Models. AAPG Bulletin, v.92, no.10, p.1359–1371.

Blauth, M., 1993, Reservatórios Carbonáticos Oolíticos: Fatores Geológicos que Controlam o Fluxo de Fluidos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto. 256p.

Blauth, M.; Faria, R.T.; Maul, A.R. Monteiro, M.C.; Franco, M.P.; Carneiro, S.R.R.; Oliveira, R.M.; Tibana, P. 2012. Workflow for Geological Characterization and Modeling of the Albian Carbonate Reservoirs from Offshore Campos Basin, Brazil. New Understanding of the Petroleum Systems of Continental Margins of the World. 32nd Annual GCSSEPM Foundation Bob F. Perkins Research Conference. Houston, TX. p.365-380.

Bratton, T.; Canh, D.V.; Que, N.V.; Duc, N.V.; Gillespie, P.; Hunt, D.; *et al.* 2006. The Nature of Naturally Fractured Reservoirs. Schlumberger Oilfield Review, v.18, p.4-23.

Brown, A.A. 1993. Geological Methods: Fluid Contacts. In: Morton-Thompson, D. and Woods, A.M., eds., Development Geology Reference Manual. AAPG Methods in Exploration Series, no.10, p.305-310.

Bruhn, C.; Gomes, J.; Lucchese Jr., C.; Johann, P. 2003. Campos Basin: Reservoir Characterization and Management – Historical Overview and Future Challenges. Offshore Technology Conference, Houston, Tx. OTC-15220.

Bueno, J.F.; Honório, B.C.Z; Kuroda, M.C.; Vidal, A.C.; Leite, E.P. 2014. Structural and Stratigraphic Feature Delineation and Facies Distribution Using Seismic Attributes and Well Log Analysis Applied to a Brazilian Carbonate Field. Interpretation, v.2, No.1, p.83–92.

Bust, V.K.; Oletu, J.U.; Worthington, P.F. 2009. The Challenges for Carbonate Petrophysics in Petroleum Resource Estimation. International Petroleum Technology Conference. Doha, Qatar. 14p. IPTC 13772.

Carlson, M.R. 1999. Reservoir Characterization of Fractured Reservoirs in Western Canada. Journal of Canadian Petroleum Technology, Special Edition, v.38, n.13, 9p. Paper 97-57.

Cinelli, S.D.; Kamel, A.H. 2013. Novel Technique to Drill Horizontal Laterals Revitalizes Aging Field. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands. 11p. SPE-163405-MS.

Cosentino, L. 2001. Integrated Reservoir Studies. Editions Technip, Paris, 336p.

Costa, A. 2006. Permeability-Porosity Relationship: A Reexamination of the Kozeny-Carman Equation Based on a Fractal Pore-Space Geometry Assumption. Geophysical Research Letters, v.33, 5p.

Crain, E.R. 2010. Crain's Petrophysical Handbook. Rocky Mountain House: Spectrum 2000 Mindware. 3rd Ed.

Darling, T. 2005. Well Logging and Formation Evaluation. Gulf Professional Publishing. 336p.

Delorme, M.; Mota, R.O.; Khvoenkova, N.; Fournon, A.; Nøtinger, B. 2013. A Methodology to Characterize Fractured Reservoirs Constrained by Statistical Geological Analysis and Production: A Real Field Case Study. In: Spence, G.H.; Redfern, J.; Aguilera, R.; Bevan, T.G.; Cosgrove, J.W.; Couples, G.D.; Daniel, J.M., eds., Advances in the Study of Fractured Reservoirs. Geological Society, London, Special Publications, 374.

Doveton, J.H. 2014. Principles of Mathematical Petrophysics. Oxford University Press, 272p.

Duda, R.O.; Hart, P.E.; Stork, D.G. 2000. Pattern Classification. 2nd Ed. New York, Wiley-Interscience.

Ebanks Jr., W.J. 1987. Flow Unit Concept - Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects. Abst.: AAPG Bulletin, v.71, n.5, p.551–552.

Elias V.L.G.; Steagall, D.E. 1996. The Impact of the Values of Cementation Factor and Saturation Exponent in the Calculation of Water Saturation for Macae Formation. SCA Conference Paper Number 9611.

Ellis, D.V.; Singer, J.M. 2008. Well Logging for Earth Scientists. Springer, 2nd ed., 692p.

Fanchi, J.R. 2005. Principles of Applied Reservoir Simulation. 3rd Ed. Gulf Publishing. 532p.

Franz, E.P. 1987. Análise da Geologia de Reservatório dos Carbonatos da Formação Macaé do Campo de Enchova – Bacia de Campos, Brasil. Dissertação de Mestrado, Departamento de Geologia da Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto. 120p.

Freire, R.C.; Nascimento, A.C.F.; Denicol, P.S.; Beneduzi, C.F. 2010. Fluxo de Trabalho na Avaliação Petrofísica de Poços. IV Simpósio Brasileiro de Geofísica, Brasília. 6p.

Fukunaga, K. 1990. Statistical Pattern Recognition. 2nd Ed. New York, Academic Press.

George, C.J.; Stiles, L.H. 1978. Improved Techniques for Evaluating Carbonate Waterfloods in West Texas. J. Pet. Tech., p.1547–1554.

Halliburton. 2001. Open Hole Log Analysis Notes. Halliburton.

Hartmann, D.J.; Beaumont, E.A. 1999. Predicting Reservoir System Quality and Performance. In: Beaumont, E.A. and Foster, N.H., eds., Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps. AAPG Treatise of Petroleum Geology, p.9-1–9-154.

- Haykin, S. 1999. Neural Networks: A Comprehensive Foundation. 2nd Ed. New Jersey, Prentice-Hall.
- Hechenbichler, K.; Schliep, K. 2004. Weighted k-Nearest-Neighbor Techniques and Ordinal Classification. Collaborative Research Center 386, University of Munich. Discussion Paper 399. 16p.
- Hilchie, D.W. 1978. Applied Openhole Log Interpretation. D.W. Hilchie, Inc.: Goldon, CO. 161p.
- Jolley, S.J.; Barr, D.; Walsh, J.J.; Knipe, R.J. 2007. Structurally Complex Reservoirs. Geological Society, London, Special Publications, 292, p.1-24.
- Kohonen, T. 1989. Self-Organization and Associative Memory. 3rd Ed. New York, Springer-Verlag.
- Kohonen, T. 2001. Self-Organizing Maps. 3rd Ed. Springer-Verlag, 501p.
- Krygowski, D.A. 2003. Guide to Petrophysical Interpretation. Austin, Tx, USA. 147p.
- Lamb, C.F.; Ferguson, D. 1988. The Role of Core Analysis in Fractured Reservoir Evaluation. Annual Technical Meeting, Calgary, Alberta. Petroleum Society of Canada. 11p. PETSOC-88-39-86.
- Lonergan, L.; Jolly, R.; Rawnsley, K.; Sanderson, D. 2007. Fractured Reservoirs. Geological Society, London, Special Publications, 270.
- Lonoy, A. 2006. Making Sense of Carbonate Pore Systems. AAPG Bulletin, v.90, n.9, p.1381-1405.
- Lucia, F.J.; Fogg, G.E. 1990. Geologic/Stochastic Mapping of Heterogeneity in a Carbonate Reservoir. JPT, Dallas, v.42, n.10, p.1298-1303.
- Lucia, F.J.; Kerans, C.; Jennings Jr., J.W. 2003. Carbonate Reservoir Characterization. Journal of Petroleum Technology, 55(6):70-72. SPE-82071.
- Lucia, J.F. 2007. Carbonate Reservoir Characterization - An Integrated Approach. 2nd Ed. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 336p.
- Luthi, S.M. 2001. Geological Well Logs: Their Use in Reservoir Modeling. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 373p.
- Luthy, S.T.; Grover, G.A. 1995. Three Dimensional Geologic Modelling of a Fractured Reservoir, Saudi Arabia. Middle East Oil Show, Bahrain. 12p. SPE-29814-MS.
- McCormack, M. 1991. Neural Networks in the Petroleum Industry. SEG Technical Program Expanded Abstracts. p.728-731.

Mesquita N.R. 2002. Classificação de Defeitos em Tubos de Gerador de Vapor de Plantas Nucleares Utilizando Mapas Auto-Organizáveis. Tese de Doutorado, Escola Politécnica de Engenharia, USP, São Paulo.

Mohaghegh, S.; Ameri, S. 1995. Artificial Neural Network as a Valuable Tool for Petroleum Engineers. West Virginia University. 6p. SPE-29220.

Martin, A.J.; Solomon, S.T.; Hartmann, D.J. 1997. Characterization of Petrophysical Flow Units in Carbonate Reservoirs. AAPG Bulletin, v.81, No.5, p.734-759.

Mohamed, S.S.E.D.; Dernaika, M.; Kalam, M.Z. 2011. The Impact of Heterogeneity and Multi-Scale Measurements on Reservoir Characterization and STOOIP Estimations. SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. 12p. SPE-147950-MS.

Naud, A. 2001. Neural and Statistical Methods for the Visualization of Multidimensional Data. Ph.D. Dissertation, Nicolaus Copernicus University, Toruń, Poland.

Nelson, R.A. 2001. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd Ed. Woburn, Massachusetts, USA. Gulf Professional Publishing. 332p.

Neumann, L.F.; Fernandes, P.D.; Rosolen, M.A. *et al.* 2006. Case Study of Multiple Hydraulic Fracture Completion in a Subsea Horizontal Well, Campos Basin. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, LA. 10p. SPE-98277.

Nikravesh, M. 2004. Soft Computing-Based Computational Intelligent for Reservoir Characterization. Expert Systems with Applications, v.26, p.19-38.

Pulido, H.; Samaniego, F.; Galicia-Muñoz, G.; Rivera, J.; Vélez, C. 2007. Petrophysical Characterization of Carbonate Naturally Fractured Reservoirs for Use in Dual Porosity Simulators. Proceedings, 32nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California.

Raghavan, R.; Ohaeri, C.U. 1981. Unsteady Flow to a Well Produced at Constant Pressure in a Fractured Reservoir. SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California. SPE-9902.

Rawnsley, K.; Wei, L. 2001. Evaluation of a New Method to Build Geological Models of Fractured Reservoirs Calibrated to Production Data. Petroleum Geoscience, v.7, p.23–33.

Reiss, L.H. 1980. The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations. Gulf Publishing Company, Houston. 108p.

Robaina, L.E.S; Formoso, M.L.L.; Spadini, A.R. 1991. Carbonatos Reservatório da Formação Macaé, Bacia de Campos, RJ, Brasil. Parte I – Contribuição à Geoquímica dos Carbonatos. Geochim. Brasil., 5(1/2):53-67.

- Rogers, S.; Enachescu, C.; Trice, R.; Buer, K. 2007. Integrating Discrete Fracture Network Models and Pressure Transient Data for Testing Conceptual Fracture Models of the Valhall Chalk Reservoir, Norwegian North Sea. In Lonergan, L.; Jolly, R.J.H.; Rawnsley, K.; Sanderson, D.J., eds., *Fractured Reservoirs*. Geological Society, London, Special Publications, 270, p.193-204.
- Sageev, A.; DaPrat, G.; Ramey Jr., H.J. 1985. Decline Curve Analysis for Double-Porosity Systems. SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California. SPE-13630.
- Sancevero, S.S. 2007. Estudo de Aplicação de Métodos Quantitativos em Dados Sísmicos no Processo de Caracterização Integrada de Reservatórios. Tese de Doutorado, Instituto de Geociências, Unicamp. 220p.
- Serra, O.; Abbott, H.T. 1980. The Contribution of Logging Data to Sedimentology and Stratigraphy. Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas. SPE-9720.
- Slatt, R.M.; Hopkins, G.L. 1990. Scaling Geologic Reservoir Description to Engineering Needs. JPT, Dallas, v.42, n.2, p.202-210.
- Spadini, A.R. 1992. Processos Depositionais e Ciclicidade em Carbonatos Albianos de Plataforma Rasa da Bacia de Campos. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências-UFRJ. 138p.
- Spadini, A.R.; Marçal, R.A. 2005. Porosidade em Reservatórios Carbonáticos: Algumas Considerações. Boletim de Geociências da Petrobras, v.13, n.1, p.129-138.
- Tomaso, K.; Benac, P.; Sarturi, J. González, G.; de Ribet, B. 2013. Seismic Fracture Characterization Workflow and Support for the Geological Model: Albian Carbonate Reservoir, Campos Basin, Brazil. 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, Brazil.
- Tyler, N.; Finley, R.J. 1992. Geological Characterization of Heterogeneous Reservoirs. Notas de Curso.
- Van Golf-Racht, T.D. 1996. Naturally Fractured Carbonate Reservoirs. In: Chilingarian, G.V.; Mazzullo, S.J.; Rieke, H.H., eds., *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis*, Part 2. Elsevier, Amsterdam. P.683-772.
- Vesanto, J.; Alhoniemi, E. 2000. Clustering of the Self-Organizing Map. IEEE Transactions on Neural Networks. v.11, n.3, p.586-600.
- Winter, W.R.; Jahnert, R.J.; França, A.B. 2007. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, 15, p.511-529.

4. THE IMPACT OF ARCHIE'S PARAMETERS IN THE CALCULATION OF WATER SATURATION FOR CARBONATE RESERVOIR, CAMPOS BASIN

Abstract

The main goal of this paper is to demonstrate the impact associated with Archie's parameters – Cementation Factor (m) and Saturation Exponent (n) – in the determination of water saturation in a fractured carbonate reservoir. The need to estimate the Archie's parameters accurately is important because uncertainties in these parameters can lead to significant errors in the values of water saturation. The parameters m and n are strongly affected by pressure and temperature of the reservoir, mineralogy, geometry and pore throat size, rock wettability, and others reservoir characteristics. The data were extracted from well logs of a fractured Albian carbonate reservoir of Quissamã Formation, Campos Basin. To investigate the impact of the variation of Archie's parameters, four S_w scenarios were generated by applying different m and n values, assuming a constant value for the tortuosity factor ($a = 1$), and compared with one another. Three main analyses were performed according to m and n variations. The aim of the first analysis was to compare the average values of S_w and Hydrocarbon Pore Volume Height (H_{PhiS_o}) for each scenario. The results showed a considerable variation in the average values of S_w and H_{PhiS_o} . The second analysis was based on the cut-off and Net Pay values. The results showed that cut-off values are not invariable to a given reservoir interval, and must be changed according to the variation given by a water saturation curve in order to keep the same Net Pay values, whatever the S_w scenario. The third analysis checked the differences between global and individual cut-offs on Net Pay thickness for all wells for the best scenario (C2). Insignificant variations indicate that a global cut-off value is acceptable for this reservoir. The results confirm the influence of m and n in water saturation determination, and show that inaccurate values of Archie's parameters may underestimate or overestimate reserves, increasing uncertainties in reserves quantification and in the economic evaluation of the field.

Keywords: Fractured Reservoirs, Archie Equation, Saturation Exponent, Cementation Factor.

4.1. Introduction

The complexity of carbonate rocks is a challenge for reservoir characterization, mainly due to the high heterogeneity in facies changes and porosity distribution, which are very complex when compared to siliciclastic reservoirs (LUCIA, 2007; BUST *et al.*, 2009; BUENO *et al.*, 2014). These heterogeneities can increase uncertainty when determining petrophysical parameters.

The understanding of carbonate rock heterogeneities and reservoir controls is an essential step for the construction of a reliable geological model and volumetric estimation (WARDLAW, 1996; SERAG EL DIN *et al.*, 2010), which are the primary goal of a formation evaluation program.

The high geological heterogeneity contributes to increasing uncertainty when estimating water saturation, which can lead to significant errors in the volumetric calculation. A large number of investigations have focused on reducing uncertainty caused by Archie's parameters - cementation factor (m) and saturation exponent (n) - when determining saturation, e.g. HAMADA and AL-AWAD (2001), ASADOLLAHI *et al.* (2008), among others. Usually, the saturation exponent (n) ranges from the common value 2 in water-wet rocks to higher values in oil-wet reservoir rocks, whereas the cementation factor (m) can be lower than 2 in fractured reservoirs (AGUILERA, 1980; ANDERSON, 1986; ELIAS and STEAGALL, 1996; GLOVER, 2009).

When laboratory data are not available, the values usually accepted for these parameters are $m = n = 2$ (DARLING, 2005). However, these parameters show a wide variability according to certain reservoir rock properties, such as pressure and temperature, mineralogy, pore geometry, pore throat size and wettability of the reservoir rock (JACKSON *et al.*, 1978; RASMUS, 1986; LONGERON and YAHYA, 1991; ELIAS and STEAGALL, 1996; ADISOEMARTA *et al.*, 2001; HAMADA *et al.*, 2010).

An accurate water saturation determination is crucial for a meaningful petrophysical analysis and relies on the accuracy of Archie's parameters (ARCHIE, 1942; BORI, 1987; DERNAIKA *et al.*, 2007). Small changes in the cementation factor (m) and saturation exponent (n) can produce drastic differences in the hydrocarbon reserve estimations (WORTHINGTON and PALLAT, 1992).

The main goal of this paper is to discuss the impact of the cementation factor (m) and saturation exponent (n) in the petrophysical analysis of a fractured carbonate reservoir of the Campos Basin. To evaluate the impact of these parameters, four scenarios of water saturation were generated by varying the Archie's parameters and compared with one another. By reason of confidentiality this Albian field is called B Field and no coordinates or depth information can be presented.

4.2. Geological Setting

The Campos Basin encompasses dozens of oil-producing fields and is the most prolific oil basin of Brazilian continental margin, representing more than 75% of the national production (ANP, 2013). The discovery of oil in the Albian carbonate rocks marks the beginning of a successful exploratory program in the Campos Basin.

The Macaé Group (Albian-Cenomanian) is dominated by shallow marine carbonates, characterized by an association of calcarenites, calcirudites and calcilutites, deposited in a moderate to high-energy environment, with the major influence of the basement highs (FRANZ, 1987).

The Albian carbonate reservoirs of the Macaé Group are part of NE-trending, elongated shoals, composed mostly of grainstones and packstones containing oncolites, peloids, oolites, and rare bioclasts (SPADINI *et al.*, 1988).

The platform system consists of juxtaposed high-energy oncolitic calcarenite shoals of high energy and calcilutite bands of deeper water and low energy environment in the interbank region (CAROZZI *et al.*, 1979). In the Late Albian, the deposition of open deep water marine calcilutites and marls (Outeiro Formation) represents the drowning of the carbonate platform.

The best reservoir units are related to oolitic facies, deposited in a high-energy environment, but fine-grained limestones also constitute reservoirs (GUARDADO *et al.*, 2000). Oil accumulations are structurally (faulting and folding) and stratigraphically (facies variations) controlled (BRUHN *et al.*, 2003).

The B Field is located offshore Brazil in the Campos Basin, in waters depths between 100-130 meters. The Quissamã reservoir of B Field covers an area of 14 km², with the lower limit defined by the oil-water contact (OWC).

The field is composed mostly of oncolitic calcarenites and calcirudites of the Quissamã Formation, distributed in NE-trending bars. The reservoir cap rocks are calcilutites and marls of Outeiro Formation, as result of a continuous drowning of the coastal platform system. The facies distribution is characterized by a series of shoaling-upward cycles, deposited in a moderate to high energy environment (SPADINI, 1992).

The reservoir is essentially microporous, characterized by medium-high porosity (15-30%) and, in general, low permeability (0.1-10 mD). The fractures are fundamental to the commercial production of this field. Mainly in the southern area, these fractures are responsible for the good productivity of some wells. The origin of fractures is related to the faulting process responsible for the deformation of the Macaé Group in the Albian-Turonian. In the northern area of the field, some intervals comprise macroporosity and high permeabilities.

4.3. Database

The data consist of conventional logging suite for 21 wells: gamma-ray (GR), sonic (DT), density (RHOB), neutron porosity (NPHI) and resistivity (ILD). Core plug samples are available for only four wells. The database was provided by Petrobras and the petrophysical analysis was carried out using the software PowerLog® from Jason-CGG.

4.4. Archie's Parameters

In 1942, Archie established an empirical relationship between rock resistivity (R_t), formation water resistivity (R_w), porosity (Φ) and water saturation (S_w) in clean formations. Since then, the Archie Equation has been used to calculate the hydrocarbon saturation of the reservoir rock and hence hydrocarbon reserves, and remains the most widely equation applied in petrophysics:

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\Phi^m R_t},$$

where: Φ (effective porosity), R_w (formation water resistivity), R_t (true formation resistivity), a (tortuosity factor), m (cementation factor) and n (saturation exponent).

The major source of uncertainty in Archie equation is associated with Archie's parameters a , m and n , largely affected by reservoir pressure and temperature conditions, mineralogy, pore throat size distribution, pore geometry, tortuosity of the pores, clay content and the wettability of reservoir rock, among other relevant factors (JACKSON *et al.*, 1978; RASMUS, 1986; LONGERON and YAHYA, 1991; ELIAS and STEAGALL, 1996; ADISOEMARTA *et al.*, 2001; HAMADA *et al.*, 2010). Laboratory measurements using core samples have been the most typical and accurate method to determine these parameters (ELIAS and STEAGALL, 1996; JACKSON *et al.*, 2007; ASADOLLAHI *et al.*, 2008).

The exponents m and n play a significant role when evaluating a formation: even a tiny uncertainty of 0.01 in the saturation exponent (i.e., 0.5%) can result in an important misestimation of reserves (GLOVER, 2011). The tortuosity factor (a) increases with decreasing of porosity, amount of fine grains and degree of brine saturation, and with increasing cementation factor (ATTIA, 2005). The parameters a and m are inter-related.

4.4.1 Cementation Factor (m)

According to PULIDO *et al.* (2007) and ASADOLLAHI *et al.* (2008), the cementation factor is the most important parameter for petrophysical characterization of carbonate reservoirs. The cementation factor is a measurement of the degree of cementation and consolidation of the rock, and also represents a measure of pore system tortuosity of current flow (GUYOD, 1944). This parameter is related to the connectedness (availability of pathways for transport) of the pore and fracture, and conceptually, represents the “efficiency” of a brine saturated pore system to conduct electricity when compared to the conductivity of the brine itself.

A large number of factors affect the cementation factor, such as: shape, sorting and packing of the particulate system, pore throat size, cement, tortuosity, type of pore system (intergranular, intercrystalline, vuggy, fractured), conductivity of water and minerals and compaction due to overburden pressure (WARDLAW, 1980; RANSOM, 1984; RASMUS, 1986). TOWLE (1962) showed that m values are fundamentally linked to changes in pore geometry (i.e.: shape and distribution of the pores, packing of particles, rock compaction and interconnection of pores and vugs). JACKSON *et al.* (1978) affirm that the cementation factor is little affected by grain-size and sorting, but is sensitive to grain shape. KELLER (1982) summarized different values for m , as a function of lithology, porosity, compaction, cementation, and age of sediments or rocks.

SALEM and CHILINGARIAN (1999) concluded that the degree of cementation is not as significant as the shape of grains and pores.

Cementation factor is highly variable, especially in carbonate rocks. The cementation factor usually increases as the degree of connectedness of the pore network decreases. Higher m values are related to vuggy porosity (TOWLE, 1962; LUCIA, 1983) and associated with lower connectivity (ELLIS and SINGER, 2008). On the other hand, fracture porosity has an opposite effect, conceptually forming a “short circuit”, represented by a decrease in m value. This concept of reducing m in fractured zones is in agreement with AGUILERA (1976, 1980). Low porosity rocks with a well-developed fracture network tend to show lower m values, because the network has fairly direct flow paths.

4.4.2 Saturation Exponent (n)

Saturation exponent is the term in Archie’s equation that establishes the relationship between water saturation of the rock and fluid filled rock resistivity (ADISOEMARTA *et al.*, 2001). Conceptually, it represents the efficiency of the current flow to conduct electricity through a conductive brine phase in the presence of a non-conductive hydrocarbon phase.

ANDERSON (1986) and LONGERON (1990) concluded that reliable n values can only be obtained with preserved samples at reservoir conditions (wettability, pressure and temperature).

There are many factors affecting saturation exponent such as grain pattern, presence of clays, texture roughness (DIEDERIX, 1982) and microporosity. However, the rock wettability is the main factor (SWEENEY and JENNINGS, 1960), and therefore, it depends on the distribution and connectivity of the water phase in the porous system, which controls the saturation exponent (MONTARON and HAN, 2009).

In the absence of laboratory measurements, the saturation exponent has been traditionally assumed as 2. This assumption can lead to gross errors (TREWIN and MORRISON, 1993; GLOVER, 2011). Saturation exponent is about 2 in water-wet rock, where the brine is continuous and electrically conducting. In contrast, for oil-wet rocks the value of n is generally higher than 2 (ANDERSON, 1986), because the brine may not be continuous and the current flow is less ‘efficient’, once the pathway is more tortuous.

ANDERSON (1986) indicated two reasons for the sharp increase of n values in oil-wet rocks: (I) brine trapping by oil and (II) brine fingering. STALHEIM and EIDESMO (1999) demonstrated that an oil-wet condition will have a significant impact on n parameter and, consequently, on the estimated water saturation. An exact value for the saturation exponent is necessary for a good log interpretation analysis, when aiming to obtain a precise water saturation determination.

4.5. Methods

According to petrophysical and geological properties of B Field, the reservoir interval was divided into three zones. The analyses were performed for the portion above the OWC, comprising the oil and transition zones. This interval is named here zone of interest.

The Archie's equation was used to calculate S_w , which is valid for the Albian carbonates of Campos Basin, considering the non-representative volume of shale ($V_{sh} < 15\%$) of these rocks.

An accurate water saturation determination depends on many uncertainty parameters, mainly cementation factor and saturation exponent. All the analyses in this paper were performed considering the uncertainty introduced only by m and n parameters. The variation of the tortuosity factor (a) was not tested in this work because there were not available laboratory data for this parameter, then constant value for the tortuosity coefficient ($a = 1$) was assumed. The formation water resistivity (R_w) was estimated based on salinity and temperature at reservoir conditions, and corrected to formation temperature at the depth of interest.

To investigate the impact of the variation of Archie's parameters on water saturation, four uncertainty scenarios were created based on different values of m and n (Table 4.1) and compared with one another. In the scenario C1, classic values of Archie equation for clean carbonate reservoirs ($m = n = 2$) were used. In the scenario C2, m was obtained from the Pickett plot, and n was the lowest value measured in the laboratory for a similar carbonate field of Campos Basin (ELIAS and STEAGALL, 1996). In the scenario C3, m and n were the average of laboratory measured values for two wells of B Field and for the similar carbonate field, respectively. Finally, in the scenario C4, m and n were the maximum values measured for these parameters in the similar carbonate field. Values of m lower than 2 can be related to fractured reservoirs, whereas high values of n are related to oil-wet rocks.

Table 4.1: Water saturation scenarios and the m and n values for each scenario.

Scenarios S_w	Archie's Parameters	
	m	n
C1	2	2
C2	1.77	2.4
C3	1.95	3.43
C4	2.25	4.24

The Pickett plot was used for estimate the m parameter for scenario C2 (Figure 4.1). This is a very useful graphic technique for estimating the parameters required for S_w calculation, based on the analysis of a clean water bearing zone of the reservoir. In this method, in a log-log plot of resistivity vs. porosity, points of constant water saturation (S_w) will plot on a straight line, which represents the line of 100% water saturation. This water line has a negative slope whose value is the cementation exponent (m). In this case, as $S_w = 1$, the intercept of water line with the 100% porosity ($\Phi = 1$) point gives the value of R_w , read in the correspondent position at R_t axis. Once the water line is established, parallel lines representing lower percentages of S_w can be plotted, and the spread of these lines represent the value of saturation exponent (HARTMANN and BEAUMONT, 1999; ELLIS and SINGER, 2008).

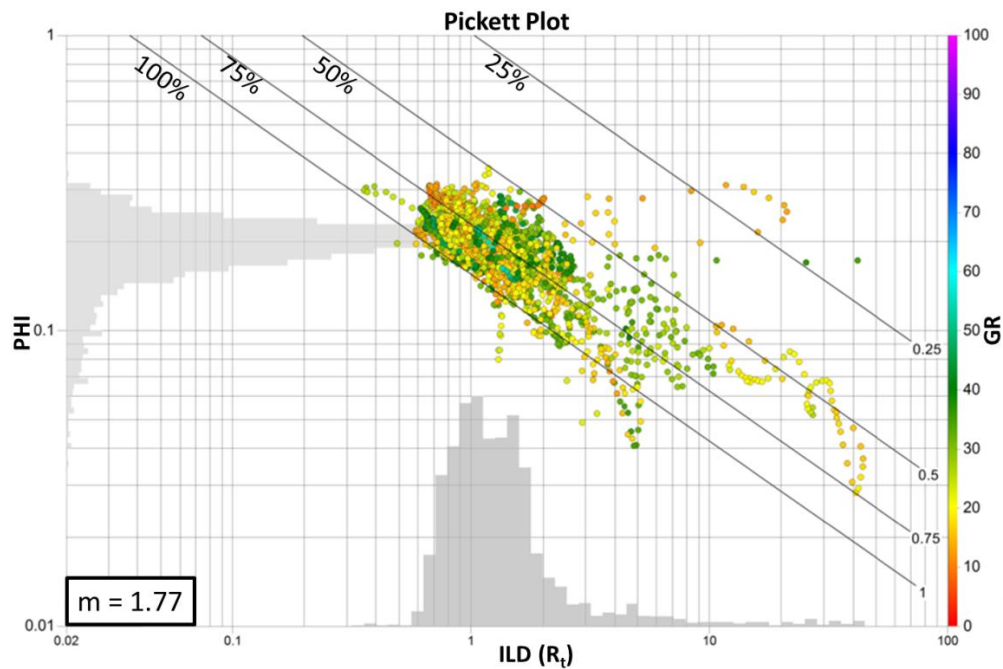


Figure 4.1: Pickett Plot for estimating the reservoir m using all wells.

The impact of Archie's parameters was also checked on cut-off and Net Pay values. Net Pay is a key parameter in reservoir characterization and consequently used to estimate reserves. It comprises those reservoir intervals that contain significant hydrocarbons, described broadly as thickness of oil through which hydrocarbons are economically producible. According to WORTHINGTON (2009), Net Pay should be designated "Net Hydrocarbons".

To be defined as pay, each oil zone must meet certain cut-off criteria. Cut-offs are limiting values of specific petrophysical parameters, eliminating rock volumes that will not contribute significantly to the economic evaluation of the reservoir. In this analysis, porosity and S_w cut-offs were used to define Net Pay.

4.6. Results and Discussion

The analysis was carried out in three steps: (I) the average values of the S_w and $H\Phi_i S_o$ were compared for each scenario, (II) the impact on cut-off values and Net Pay according to m and n variation, and (III) the differences between global and individual cut-offs on Net Pay thickness for all wells for the best scenario (C2).

4.6.1. Analysis I – S_w and $H\Phi_i S_o$

The impact of the variation of Archie's parameters on the water saturation and $H\Phi_i S_o$ values was evaluated based on different values of m and n . In order to compare the results obtained, the scenario C2 was considered the best scenario in all the analyses. The rock-log correlations (r^2) for water saturation plugs for all scenarios were: C1 = 0.944, C2 = 0.975, C3 = 0.640 and C4 = 0.502. The plugs indicated a best match for the C2 scenario ($r^2 = 0.975$), therefore C2 was defined as the best scenario.

The C1 and C3 were not the best scenarios, but they make sense when it comes to analyze Campos Basin carbonate reservoirs. Scenario C4 was the worst scenario and represents the maximum values measured in a Campos Basin carbonate field. This scenario can be analyzed as the more pessimistic situation in a risk analysis of the reservoir.

The wells B_17, B_1 and B_38 were mostly used because of the good quality and satisfactory thickness of reservoir interval, and also because two of them (B_17, B_38) have core-plug data.

The results clearly indicate the effect of the parameters when computing water saturation, showing a considerable variation in the values of S_w curves for each scenario, although the curves maintain the same pattern for all of them (Figure 4.2). When entering in the water zone, water becomes the main pore-filling fluid causing a reasonable reduction of R_t values. It can be observed that below the Oil-water contact, the S_w (C1) curve shows higher values than the S_w (C2) and similar values of S_w (C3) curve.

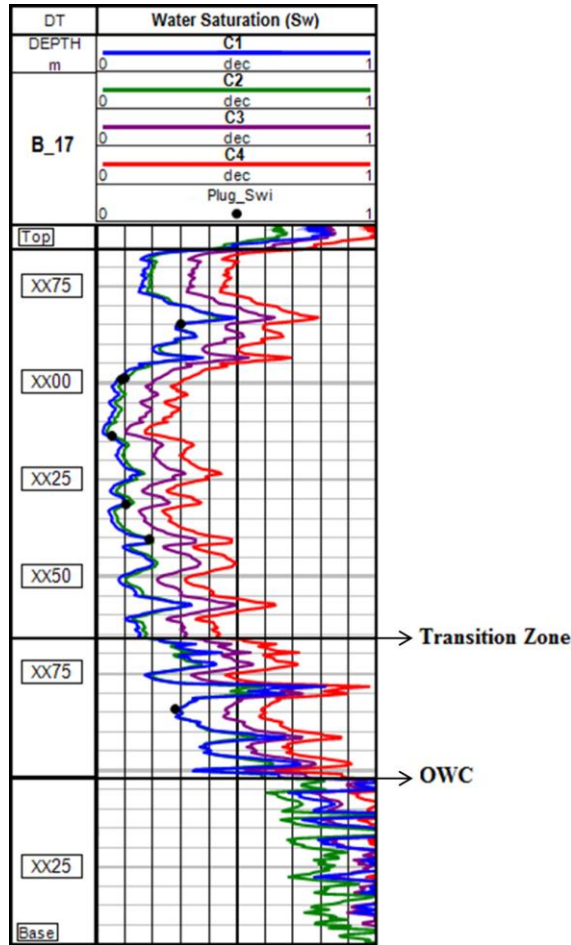


Figure 4.2: Water saturation curves for well B_17. C3 and C4 clearly demonstrate the increasing of water saturation values above the oil-water contact.

The average S_w of all wells for each scenario showed a similarity between C1 and C2 scenario (Table 4.2). When compared to C2, the average S_w for scenarios C3 and C4 were meaningfully higher, reaching up to 86% for the C4 scenario, the maximum variation observed in the average values of S_w . This result suggests that the reservoir evaluation would be strongly underestimated if the petrophysics analysis was performed using inappropriate values of m and n .

Table 4.2: The reservoir average S_w for all scenarios and S_w variation compared to scenario C2.

	Scenarios S_w			
	C1	C2	C3	C4
Reservoir S_w (%)	32.30	32.40	47.70	60.40
S_w variation (%)	-0.48	-	47.11	86.11

The estimation of hydrocarbon pore volume height (HPhiS_o) (Table 4.3) shows that C1 and C2 scenarios are quite similar and represent the two most optimistic scenarios, based on lower S_w and higher HPhiS_o values. There is a great difference for C3 and C4 scenarios. The maximum reduction was 30.59% and 55.03%, respectively, both observed in well B_322.

Table 4.3: Values of HPhiS_o calculated for each scenario for three wells of B Field and compared to scenario C2.

Wells	Parameters	Scenarios S_w			
		C1	C2	C3	C4
B_17	H (m)	136,60	136,60	136,60	136,60
	Phi (%)	23,20	23,20	23,20	23,20
	S_w (%)	19,30	20,50	34,20	45,70
	HPhiS _o (m)	24,24	23,89	19,78	16,32
	HPhiS _o variation (%)	1,47	-	-17,18	-31,70
B_1	H (m)	159,60	159,60	159,60	159,60
	Phi (%)	23,00	23,00	23,00	23,00
	S_w (%)	16,10	17,90	30,80	42,10
	HPhiS _o (m)	22,06	21,62	18,21	15,26
	HPhiS _o variation (%)	2,02	-	-15,77	-29,45
B_38	H (m)	99,20	99,20	99,20	99,20
	Phi (%)	22,20	22,20	22,20	22,20
	S_w (%)	26,00	26,90	40,60	52,50
	HPhiS _o (m)	15,56	15,38	12,49	9,98
	HPhiS _o variation (%)	1,19	-	-18,76	-35,07

4.6.2. Analysis II – Cut-off and Net Pay

The influence of Archie's parameters on Net Pay value was analyzed keeping the same cut-off value obtained from C2 for all scenarios (66%). To test the influence of parameters on variation of Net Pay for the others scenarios, the values obtained for C2 scenario were considered as reference (Table 4.4). The results showed an expected, but unreasonable variation of Net Pay.

Table 4.4: Net Pay values for all scenarios using the same S_w cut-off value and the percentage Net Pay variation obtained for scenario C2 (taken as the real Net Pay value).

Scenarios S_w	B_17		B_1		B_38		S_w Cut-off
	Net Pay Interval (m)	Variation (%)	Net Pay Interval (m)	Variation (%)	Net Pay Interval (m)	Variation (%)	
C1	127.10	-1.78	108.70	-2.16	81.70	-7.89	66%
C2	129.40	-	111.10	-	88.70	-	
C3	123.50	-4.56	103.90	-6.48	68.90	-22.32	
C4	110.00	-15.00	94.40	-15.03	58.50	-34.05	

If the cut-off value is the same for all scenarios, it is possible to define the minimum Net Pay thickness for each well analyzing the results for C4, considered the most pessimistic scenario.

However, Net Pay must be a constant and unchangeable parameter for a given reservoir interval, because the oil bearing interval cannot be changed. Thus, to preserve a fixed Net Pay value, if m and n parameters vary, the cut-off values have to be redefined according to the new water saturation curve.

Once the Net Pay interval is constant, the following analyses considered the same Net Pay for each well, in order to observe the variation of S_w cut-off values for each scenario (Table 4.5).

Table 4.5: S_w cut-off values calculated for all scenarios considering a single Net Pay value for each well.

Well	S_w Cut-off				Net Pay Interval (m)
	C1	C2	C3	C4	
B_17	0.73	0.64	0.79	0.92	129.40
B_1	0.73	0.65	0.82	0.97	111.10
B_38	0.74	0.68	0.84	0.98	88.70

The results showed a considerable variation of estimated Sw cut-off values among the scenarios and validated the analysis of various scenarios of water saturation for a field, because Net Pay value was preserved, independently of which scenario was applied.

4.6.3. Analysis III – Global and individual cut-offs on Net Pay value for C2

A global cut-off value considering all wells is desirable in reservoir characterization, even for a very heterogeneous carbonate field. Table 4.6 shows the percentage Net Pay variation for C2 scenario, comparing the values obtained from individuals and global cut-off.

Table 4.6: Percentage Net Pay variation for scenario C2 comparing Net pay values obtained from specifics S_w cut-off for each well (individual cut-off) and global cut-off.

Wells	Scenario C2			
	Individual Cut-off	Net Pay		Net Pay Variation (%)
		Individual	Global	
1	0.65	111.10	111.10	0.00
17	0.64	129.40	129.40	0.00
19	0.65	100.05	100.72	0.67
22	0.63	64.40	64.40	0.00
24	0.65	24.22	24.54	1.30
25	0.60	62.68	62.68	0.00
27	0.68	99.92	99.07	-0.85
29	0.67	111.90	111.30	-0.54
30	0.67	94.70	94.50	-0.21
31	0.67	84.93	84.55	-0.44
322	0.70	39.36	37.61	-4.45
33	0.69	138.52	134.72	-2.74
35	0.67	114.13	113.49	-0.57
36	0.68	101.89	101.26	-0.61
37	0.70	110.85	107.39	-3.12
38	0.68	91.30	88.70	-2.85
39	0.66	82.88	82.88	0.00
40	0.65	117.89	117.89	0.00
49	0.68	85.30	84.70	-0.70
4	0.62	7.59	7.59	0.00
5	0.66	89.96	89.96	0.00
Average	0.66	88.71	88.02	-0.78

Small Net Pay variations for all wells indicate that a global cut-off value is acceptable for reservoir evaluation in this field. It was not possible to relate the main differences in Net Pay variations (%) with any specific area of B Field. Most of the wells of relative small Net Pay thickness (< 80 m) show high average S_w values. The wells with higher Net Pay thicknesses are relatively concentrated in the south portion of B Field, whereas the worst are close to the limits of the field. The Net Pay thicknesses for each well show good relation with $H\Phi_i S_o$ values.

4.7. Conclusions

Cementation factor and saturation exponent are probably the most important uncertain parameters in the petrophysical characterization of a reservoir. Small variation in cementation factor and saturation exponent values can affect the results of water saturation considerably. To find consistent and reliable values for these parameters, reservoir rock type and certain features of the reservoir must be considered.

The reservoir type may contribute to a wide variation of the cementation factor, especially in fractured carbonate reservoirs. In turn, the saturation exponent is dependent on the wettability of the rock. In the absence of laboratory data, the traditional values $m = 2$ and $n = 2$ are frequently used. However, this study showed that estimated values from well log analysis, by the Pickett Plot in this case, are more acceptable and appropriate when compared to traditional values. This can be an alternative when the traditional values are incompatible with the reservoir characteristics.

The best scenario (C2), obtained from the pickett plot (m) and laboratory data (n) had the best match with plug data. Scenario C1 considered the standard Archie's parameters for carbonates and the results were close, but slightly different from scenario C2. Scenarios C3 and C4 showed the worst results when compared to C2. Scenario C4 can be important to define a pessimistic situation in a risk assessment of the reservoir.

The results presented in this paper confirm the importance of a reliable determination of the cementation factor and saturation exponent, in order to accurately estimate water saturation and determine the oil-water contact. Such practice can reduce uncertainty in reservoir evaluation. Incorrect values for these parameters may underestimate or overestimate reserves, thus affecting an economic evaluation of the field.

Acknowledgments

We would like to thank Petrobras for providing the data, Jason for the academic license of PowerLog® software, and UNICAMP and CNPq for financial support. We would like to extend special thanks to others collaborators who contributed with technical support for this study.

Nomenclature

S_w - Water saturation

R_o - Resistivity of rock at $S_w=100\%$ ($\Omega.m$)

F - Formation resistivity factor

R_w - Formation Water resistivity (Ωm) / Resistivity of the brine

R_t - True rock resistivity (Ωm) / Formation Resistivity / True resistivity in unflushed zone

Φ - Porosity

a - Tortuosity Factor

m - Cementation Factor

n - Saturation Exponent

H - Reservoir thickness

S_o - Oil saturation

HS_o - Oil thickness

$H\Phi S_o$ - Hydrocarbon Pore Volume Height (total oil meters from saturation and porosity)

References

Abdallah, W.; Buckley J.S.; Carnegie, A. *et al.* 2007. Fundamentals of Wettability. Oilfield Review 19(4):44-61.

Adisoemarta P.S.; Anderson G.A.; Frailey S.M.; Asquith, G.B. 2000. Historical Use of m and a in Well Log Interpretation: Is Conventional Wisdom Backwards? SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas. SPE 59699.

Adisoemarta P.S.; Anderson G.A.; Frailey S.M.; Asquith, G.B. 2001. Saturation Exponent n in Well Log Interpretation: Another Look at the Permissible Range. SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas. SPE 70043.

Aguilera, R. 1976. Analysis of Naturally Fractured Reservoirs from Conventional Well Logs. Journal of Petroleum Technology. p.764-772.

Aguilera, R. 1980. Naturally Fractured Reservoirs. Penn Well Publishing Company.

Anderson, W.G. 1986. Wettability Literature Survey–Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media. JPT, p.1371-1378.

ANP. 2013. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP. 26p.

Archie, G.E. 1942. The Electrical Resistivity Logs as an Aid in Determining Some Reservoirs Characteristics. AIME Transactions, v.146, p.54-62.

Asadollahi, M.; Bagheri, A.M.; Haghighi, M.; Namani, M. 2008. Investigation of Cementation Factor in Iranian Carbonate Reservoirs. 14th Formation Evaluation Symposium of Japan, SPWLA. 11p.

Attia, M.A. 2005. Effects of Petrophysical Rock Properties on Tortuosity Factor. Journal of Petroleum Science and Engineering, 48, p.85–198.

Azar, J.H.; Javaherian, A.; Pishvaie M.R.; Nabi-Bidhendi, M. 2007. An Approach to Defining Tortuosity and Cementation Factor in Carbonate Reservoir Rocks. Journal of Petroleum Science and Engineering, 60, p.125–131.

Bori, A.M. 1987. A New Correlation for the Cementation Factor in Low-Porosity Carbonates, SPE Formation Evaluation. p.495-498.

Bruhn C.H.L. 1998. Petroleum Geology of Rift and Passive Margin Turbidite Systems: Brazilian and Worldwide Examples. In: AAPG International Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, Brazil. Part 2, Course 6.

Bruhn, C.; Gomes, J.; Lucchese Jr., C.; Johann, P. 2003. Campos Basin: Reservoir Characterization and Management – Historical Overview and Future Challenges. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, paper OTC 15220.

Bueno, J.F.; Honório, B.C.Z; Kuroda, M.C.; Vidal, A.C.; Leite, E.P. 2014. Structural and Stratigraphic Feature Delineation and Facies Distribution Using Seismic Attributes and Well Log Analysis Applied to a Brazilian Carbonate Field. Interpretation, v.2, No.1, p.83–92.

Carozzi, A.V.; Falkenheim, F.U.H.; Lucchesi, C.F.; Franke, M.R. 1979. Depositional-Diagenetic History of Macae Carbonate Reservoirs (Albian-Cenomanian), Campos Basin, Offshore Rio de Janeiro, Brazil. Abstract.

Darling, T. 2005. Well Logging and Formation Evaluation. Gulf Professional Publishing. 336p.

Dernaika, M.R.; Efnik, M.S.; Koronful, M.S.; Mansoori, M.; Hafez, H.; Kalam, M.Z. 2007. Case Study for Representative Water Saturation from Laboratory to Logs and the Effect of Pore Geometry on Capillarity. SCA International Symposium, Calgary, Canada.

Diederix, K.M. 1982. Anomalous Relationships Between Resistivity Index and Water Saturations in the Roetliegend Sandstone, The Netherlands. 23rd Annual Symposium, SPWLA.

Elias V.L.G.; Steagall, D.E. 1996. The Impact of the Values of Cementation Factor and Saturation Exponent in the Calculation of Water Saturation for Macae Formation. SCA Conference Paper Number 9611.

Ellis, D.V.; Singer, J.M. 2008. Well Logging for Earth Scientists. Springer, 2nd ed., 692p.

Etris, E.L.; Brumfield, D.S.; Ehrlich, R.; Crabtree, S. J. 1989. Petrographic Insights into the Relevance of Archie's Equation: Formation Factor Without 'm' and 'a'. 30th Annual Logging Symposium SPWLA.

Focke, J.W.; Munn, M. 1987. Cementation Exponents in Middle East Carbonate Reservoir. SPE Formation Evaluation, no.2, p.155-167. SPE-13735.

Galiuk, H.S.; Saadat, H.; Kazemzadeh, E. 2011. A Case Study of Saturation Exponent Measurement on Some Carbonate Cores at Full Reservoir Conditions. International Symposium of the Society of Core Analysts, Austin, Texas. p.1-6. SCA2011-42.

Glover, P.W.J. 2009. What is the Cementation Exponent? A New Interpretation. The Leading Edge, 28(1):82-85.

Glover, P.W.J. 2011. What is the Saturation Exponent? A New Interpretation - Introduction. Submitted to Petrophysics.

Guardado, L.R.; Gamboa, L.A.P.; Lucchesi, C.F. 1989. Petroleum Geology of the Campos Basin, a Model for Producing Atlantic Type Basin. In: Edwards, J.D. and Santogrossi, P.A., eds., Divergent/Passive Margin Basins. AAPG Memoir, 48, p.3-79.

Guardado, L.R.; Spadini, A.R.; Sartori, J.S.L.; Mello, M.R. 2000. Petroleum Systems of the Campos Basin, Brazil. In: Mello, M.R. and Kaltz, B.J., eds., Petroleum Systems of South Atlantic Margins. AAPG Memoir 73, p.317-324.

Guyod, H. 1944. Fundamental Data for the Interpretation of Electric Logs. Oil Weekly, 115, 38p.

Hamada, G.M.; Al-Awad, M.N. 2001. Evaluating Uncertainty in Archie's Water Saturation Equation Parameters Determination Methods. SPE Middle East Oil Show, Bahrain. SPE-68083.

Hamada, G.M.; Al Majed, A.A.; Okasha, T.M.; Al Gathe, A.A. 2010. Uncertainly Analysis of Archie's Parameters Determination Techniques in Carbonate Reservoirs. 2nd Saudi Meeting on Oil and Natural Gas Exploration and Production Technologies (OGEP), King Fahd University of Petroleum and Minerals, Dhahran, Saudi Arabia.

Hartmann, D.J.; Beaumont, E.A. 1999. Predicting Reservoir System Quality and Performance. In: Beaumont, E.A. and Foster, N.H., eds., Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps. AAPG Treatise of Petroleum Geology, p.9-1-9-154.

Hilchie, D.W. 1978. Applied Openhole Log Interpretation. D.W. Hilchie, Inc.: Goldon, CO. 161p.

Horschutz, P.; Scuta, M.S. 1992. Fácies-Perfis e Mapeamento de Qualidade do Reservatório de Coquinas da Formação Lagoa Feia do Campo de Pampo. Boletim de Geociências da Petrobrás, v.6, n.1/2, p.45-58.

Hosseini Nia, T.; Rezaei, M.R. 2002. Investigation of Different Petrophysical Parameters Sensitivity on Water Saturation in Oil Reservoirs. Tehran University Journal, v.28, p.69-91.

- Jackson, P.D.; Taylor-Smith, D.; Stanford, P.N. 1978. Resistivity-Porosity-Particle Relationships for Marine Sands. *Geophysics*, v.43, no.6, p.1250–1262.
- Jackson, P.D.; Williams, J.F.; Lovell, M.A.; Camps, A.; Rochelle, C.; Milodowski, A.E. 2007. An Investigation of the Exponent in Archie's Equation: Comparing Numerical Modeling with Laboratory Data: Towards Characterising Disturbed Samples from the Cascadia Margin: IODP Expedition 311. 49th Annual Logging Symposium, SPWLA, Edinburgh, Scotland.
- Kadhim, F.S.; Samsuri, A.; Kamal, A. 2013. A Review in Correlations Between Cementation Factor and Carbonate Rocks Properties. *Life Science Journal*, 10(4): 2451-2458.
- Keller, G.V. 1982. Electrical Properties of Rocks and Minerals. In *Handbook of Physical Properties of Rocks*, Carmichael, R.S., ed., v.1, p.217-293.
- Krygowski, D.; Asquith, G.B., 2004. *Basic Well Log Analysis*, 2nd Ed. AAPG, 244p.
- Longeron, D.G. 1990. Laboratory Measurements of Capillary and Electrical Properties of Rock Samples at Reservoir Conditions: Effect of Some Parameters. SCA-9023.
- Longeron, D.G.; Yahya, F. 1991. Laboratory Measurements of Cementation Factor and Saturation Exponent Under Reservoir Conditions on Asab Reservoir Rock Samples. 5th Annual SCA Technical Conference, San Antonio, Texas.
- Lucia, F.J. 1983. Petrophysical Parameters Estimated from Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space. *J. Pet. Technol.* 23:629-637.
- Lucia, F. 1999. *Carbonate Reservoir Characterization*. Berlin, Springer-Verlag, 226 p.
- Maute, R.E.; Lyle, W.E.; Sprunt, E.S. 1992. Improved Data Analysis Method Determines Archie Parameters from Core Data. *Journal of Petroleum Technology*, p.103-107.
- Montaron, B.; Han, M. 2009. A Connectivity Model for the Electrical Conductivity of Sandstone Rocks. 50th Annual Logging Symposium SPWLA. The Woodlands, Texas.
- Pickett, G.R. 1966. A Review of Current Techniques for Determination of Water Saturation from Logs. SPE 1446.
- Pickett, G.R. 1973. Pattern Recognition as a Means of Formation Evaluation. 14th Annual Logging Symposium, SPWLA. Transactions Paper A, p.A1–A21.
- Ponte, F.C.; Asmus, H.E. 1976. The Brazilian Marginal Basins: Current State of Knowledge. *An. Acad. Bras.*
- Pulido, H.; Samaniego, F.; Galicia-Muñoz, G.; Rivera, J.; Vélez, C. 2007. Petrophysical Characterization of Carbonate Naturally Fractured Reservoirs for Use in Dual Porosity Simulators. Proceedings, 32nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California.

Ransom, R.C. 1984. A Contribution Toward a Better Understanding of the Modified Archie Formation Resistivity Factor Relationship. *The Log Analysis*, p.7-12.

Rasmus, J.C. 1983. A Variable Cementation Exponent, m , for Fractured Carbonates. *The Log Analyst*, Volume XXIV, p.13-23.

Rasmus, J.C. 1986. A Summary of the Effects of Various Pore Geometries and Their Wettabilities on Measured and In-Situ Values of Cementation and Saturation Exponents. *Trans. SPWLA Section PP*.

Salazar, J.M.; Li Wang, G.; Torres-Verdín, C.; Lee, H.J. 2007. Combined Simulation and Inversion of SP and Resistivity Logs for The Estimation of Connate Water Resistivity and Archie's Cementation Exponent. *SPWLA*, Austin, Texas, US.

Salem H.S.; Chilingarian G.V. 1999. The Cementation Factor of Archie Equation for Shaly Sandstone Reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.* 23: 83-93.

Serag El Din, S.; Dernaika, M.R.; Al Hosani, I.; Hannon, L.; Skjæveland, S.M.; Kalam, M.Z. 2010. Whole Core Versus Plugs: Integrating Log and Core Data to Decrease Uncertainty in Petrophysical Interpretation and STOIP Calculations. *The Abu Dhabi Intl Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi. 17p. SPE-137679.

Spadini, A.R.; Esteves, F.R.; Dias-Brito, D.; Azevedo, R.L.M.; Rodrigues, R. 1988. The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: Its Evolution in the Context of the Initial History of the South Atlantic. *Revista Brasileira de Geociências*, v.18, p.261-272.

Spadini, A.R. 1992. Processos Depositionais e Ciclicidade em Carbonatos Albianos de Plataforma Rasa da Bacia de Campos. *Dissertação de Mestrado*, Instituto de Geociências-UFRJ. 138p.

Spadini, A.R.; Marçal, R.A. 2005. Porosidade em Reservatórios Carbonáticos: Algumas Considerações. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v.13, n.1, p.129-138.

Stalheim, S.O.; Eidesmo, T. 1995. Is the Saturation Exponent n a Constant? 36th Annual Logging Symposium Transactions SPWLA. Paper SSS, 11p.

Sweeney, S.A.; Jennings Jr., H.Y. 1960. Effect of Wettability on the Electrical Resistivity of Carbonate Rock from a Petroleum Reservoir. *J. Phys. Chem*, 64 (5): p.551–553.

Towle G. 1962. An Analysis of the Formation Resistivity Factor-Porosity Relationship of Some Assumed Pore Geometries. 3rd Annual Logging Symposium Transactions, SPWLA. Paper 3.

Trewin, B.; Morrison, S. 1992. Reconciliation of Core and Log Residual Oil Saturation Through Application of In Situ Saturation Monitoring. In: Worthington, P.F.; Chardaire-Riviere, C., eds., *Advances in Core Evaluation III: Reservoir Management*. 3rd European Core Analysis Symposium, SCA, p.197-214.

Wardlaw, N.C. 1980. The Effects of Pore Structure on Displacement Efficiency in Reservoir Rocks and in Glass Micromodels. SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. SPE 8843.

Wardlaw, N.C. 1996. Factors Affecting Oil Recovery from Carbonate Reservoirs and Prediction of Recovery. In: Chilingarian, G.V.; Mazzullo, S.J.; Rieke, H.H., eds., Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis, Part 2. Elsevier, Amsterdam. p.867-903.

Winsauer, W.O.; Shearin, H.M.; Masson Jr., P.H.; Williams M. 1952. Resistivity of Brine-Saturated Sands in Relation to Pore Geometry. AAPG Bulletin, v.36, No. 2, p.253-277.

Winter, W. R., Jahnert, R. J., França, A. B., 2007. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, 15, 511-529 p.

Worthington, P.F.; Pallat, N. 1992. Effects of Variable Saturation Exponent on the Evaluation of Hydrocarbon Saturation. SPE Formation Evaluation, p.331-336.

Worthington, P.F. 2009. Net Pay: What Is It? What Does It Do? How Do We Quantify It? How Do We Use It? SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia. 10p. SPE-123561.

5. Considerações Finais

A realização deste trabalho teve como principal elemento a construção de um modelo petrofísico para um reservatório carbonático Albiano. Os principais objetivos definidos para este estudo foram: (I) reconhecer a influência da heterogeneidade do espaço poroso no comportamento dos valores de permeabilidade, (II) verificar indícios da influência de fraturas no fluxo do reservatório e (III) analisar os impactos dos parâmetros de Archie no cálculo de saturação de água para este reservatório fraturado.

O reservatório Quissamã do Campo B é composto predominantemente por calcarenitos e calcirruditos. Os grainstones oolíticos constituem os melhores reservatórios. A sedimentação carbonática de plataforma rasa é caracterizada por um padrão de ciclos de arraseamento (*shoaling upward*) limitados por picos de afogamentos. Os ciclos puderam ser evidenciados através da observação do perfil de GR.

Pode-se observar que, apesar de um bom valor médio de porosidade na zona de interesse (22%), a análise do espaço poroso mostra que o Campo B é essencialmente microporoso na área sul, com ocorrência de porções de macroporosidade preservada na área norte. Isto ocorre em função das heterogeneidades impostas pelo ambiente diagenético. Como resultado, os valores de permeabilidade de matriz, apesar de serem predominantemente baixos, mostram uma grande variação dentro do campo (0.1mD - >1.000mD). Portanto é necessário aplicar um modelo de múltipla porosidade/permeabilidade para melhor representar os diferentes comportamentos da permeabilidade de matriz do reservatório.

As fraturas estão presentes no campo apenas na porção sul, mas não foram detectadas pelos métodos de perfilagem ou por amostras de plugue. De acordo com FRANZ (1987), os bons índices observados nos dados de produção dos poços da área sul devem-se à presença de fraturas, que aumentam substancialmente a permeabilidade total do reservatório. Em razão da permeabilidade de fraturas o campo apresenta produção economicamente viável. Não considerar a presença de fraturas, pode levar a uma subestimação dos valores de produção do reservatório.

O sistema de fraturas tem pequeno impacto na porosidade, porém controla o fluxo de fluidos no reservatório. O modelo de permeabilidade do campo B deve considerar as contribuições da permeabilidade de matriz e de fratura.

É imprescindível estimar com máxima precisão possível os parâmetros de Archie para um resultado mais confiável de saturação de água. Na ausência de dados de laboratório, não se deve utilizar os valores tradicionais sem uma análise prévia, pois estes valores podem ser incompatíveis. É importante considerar as condições do reservatório em estudo, como o tipo de rocha, a presença de fraturas, o grau de cimentação, molhabilidade da rocha, etc. Os valores estimados com base na análise de perfis de poço, a partir do método do *Pickett Plot*, são mais aceitáveis e apropriados em comparação com os valores tradicionais.

Os resultados mostraram que valores incorretos para os parâmetros m e n podem subestimar ou superestimar as reservas, comprometendo a avaliação econômica do campo. Para este campo, as reservas seriam superestimadas com a utilização dos valores tradicionais para saturação desse reservatório.

Em suma, é fundamental o desenvolvimento de um programa de análise petrofísica que aborde todas as complexidades para determinação dos parâmetros petrofísicos em reservatórios carbonáticos fraturados. O modelo petrofísico será empregado na construção dos modelos estático e dinâmico do campo, que fornecem uma previsão volumétrica e de produção, importantes para o planejamento, desenvolvimento e a gestão do reservatório.

REFERÊNCIAS

- ANP. 2013. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP). 26p.
- Archie, G.E. 1942. The Electrical Resistivity Logs as an Aid in Determining Some Reservoirs Characteristics. AIME Transactions, v.146, p.54-62.
- Asmus, H.E. 1975. Controle Estrutural da Deposição Mesozóica nas Bacias da Margem Continental Brasileira. Revista Brasileira de Geociências, 5: 160-175.
- Baker, R.O.; Kuppe, F. 2000. Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA. 11p. SPE-63286-MS.
- Blauth, M. 1993. Reservatórios Carbonáticos Oolíticos: Fatores Geológicos que Controlam o Fluxo de Fluidos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto. 256p.
- Bruhn C.H.L. 1998. Petroleum Geology of Rift and Passive Margin Turbidite Systems: Brazilian and Worldwide Examples. In: AAPG International Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, Brazil. Part 2, Course 6.
- Bruhn, C.; Gomes, J.; Lucchese Jr., C.; Johann, P. 2003. Campos Basin: Reservoir Characterization and Management – Historical Overview and Future Challenges. Offshore Technology Conference, Houston, Tx. OTC-15220.
- Bust, V.K.; Oletu, J.U.; Worthington, P.F. 2009. The Challenges for Carbonate Petrophysics in Petroleum Resource Estimation. International Petroleum Technology Conference. Doha, Qatar. 14p. IPTC 13772.
- Cainelli, C.; Mohriak, W.U. 1998. Geology of Atlantic Eastern Brazilian Basins. In: AAPG, International Conference and Exhibition Short Course – Brazilian Geology Part II, Rio de Janeiro, Brazil, 67p.
- Carozzi, A.V.; Falkenheim, F.U.H.; Lucchesi, C.F.; Franke, M.R. 1979. Depositional-Diagenetic History of Macae Carbonate Reservoirs (Albian-Cenomanian), Campos Basin, Offshore Rio de Janeiro, Brazil. Abstract.
- Chardac, J.L.; Petricola, M.; Jacobsen, S.; Dennis, B. 1996. In Search of Saturation. Middle East Well Evaluation Review, n.17, p.20-37.
- Cosentino, L. 2001. Integrated Reservoir Studies. Editions Technip, Paris, 336p.
- Darling, T. 2005. Well Logging and Formation Evaluation. Gulf Professional Publishing. 336p.

Dehler, N.M.; Machado Jr. D.; Hatushika, R.; Gomes, L.; Trzaskos, B. 2009. Structural Analysis of a Core on Fractured Carbonate Reservoir, Brazil: Implications for Exploration and Reservoir Modeling. Search and Discovery Article #40408. 10p.

Demercian, S.; Szatmari, P.; Cobbold, P.R. 1993. Style and Pattern of Salt Diapirs Due to Thin-Skinned Gravitational Gliding, Campos and Santos Basins, Offshore Brazil. Tectonophysics, 228, p.393-433.

Dias, J.L.; Scarton, J.C.; Esteves, F.R.; Carminatti, M.; Guardado, L.R. 1990. Aspectos da Evolução Tectono-Sedimentar e a Ocorrência de Hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: Origem e Evolução de Bacias Sedimentares, Raja Gabaglia, G.P. and Milani, E.J., eds., Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil. p.333-360.

Doveton J.H. 2001. All Models Are Wrong, But Some Models Are Useful: “Solving” The Simandoux Equation. Kansas Geological. Survey, University of Kansas, USA.

Fanchi, J.R. 2005. Principles of Applied Reservoir Simulation. 3rd Ed. Gulf Publishing. 532p.

Figueiredo, A.M.F.; Mohriak, W.U. 1984. A Tectônica Salífera e as Acumulações de Petróleo da Bacia de Campos. In: SBG, Congresso Brasileiro de Geologia, 33, Anais, Rio de Janeiro, p.1380-1394.

Franz, E.P. 1987. Análise da Geologia de Reservatório dos Carbonatos da Formação Macaé do Campo de Enchova – Bacia de Campos, Brasil. Dissertação de Mestrado, Departamento de Geologia da Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto. 120p.

Freire, R.C.; Nascimento, A.C.F.; Denicol, P.S.; Beneduzi, C.F. 2010. Fluxo de Trabalho na Avaliação Petrofísica de Poços. IV Simpósio Brasileiro de Geofísica, Brasília. 6p.

Galiuk, H.S.; Saadat, H.; Kazemzadeh, E. 2011. A Case Study of Saturation Exponent Measurement on Some Carbonate Cores at Full Reservoir Conditions. International Symposium of the Society of Core Analysts, Austin, Texas. p.1-6. SCA2011-42.

George, C.J.; Stiles, L.H. 1978. Improved Techniques for Evaluating Carbonate Waterfloods in West Texas. J. Pet. Tech., p.1547–1554.

Guardado, L.R., Gamboa, L.A.P., Lucchesi, C.F. 1989. Petroleum Geology of the Campos Basin: a Model for Producing Atlantic Type Basin. In: Edwards, J.D. and Santogrossi, P.A., eds., Divergent/Passive Margin Basins. AAPG Memoir, 48, p.3-79.

Guardado, L.R.; Spadini, A.R.; Sartori, J.S.L.; Mello, M.R. 2000. Petroleum Systems of the Campos Basin, Brazil. In: Mello, M.R. and Kaltz, B.J., eds., Petroleum Systems of South Atlantic Margins. AAPG Memoir 73, p.317-324.

Harris, P.M. 1979. Facies Anatomy and Diagenesis of a Bahamian Ooid Shoal. University of Miami, *Sedimenta VII*, Comparative Sedimentology Lab., 163p.

- Horschutz, P.; Scuta, M.S. 1992. Fácies-Perfis e Mapeamento de Qualidade do Reservatório de Coquinas da Formação Lagoa Feia do Campo de Pampo. Boletim de Geociências da Petrobrás, v.6, n.1/2, p.45-58.
- Jolley, S.J.; Barr, D.; Walsh, J.J.; Knipe, R.J. 2007. Structurally Complex Reservoirs. Geological Society, London, Special Publications, 292, p.1-24.
- Krygowski, D.; Asquith, G. B., 2004. Basic Well Log Analysis, 2nd Ed. AAPG, 244p.
- Lonergan, L.; Jolly, R.; Rawnsley, K.; Sanderson, D. 2007. Fractured Reservoirs. Geological Society, London, Special Publications, 270.
- Lucia, F.J. 1983. Petrophysical Parameters Estimated from Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space. J. Pet. Technol. 23:629-637.
- Lucia, J.F. 2007. Carbonate Reservoir Characterization - An Integrated Approach. 2nd Ed. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 336p.
- Nelson, R.A. 2001. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd Ed. Woburn, Massachusetts, USA. Gulf Professional Publishing. 332p.
- Neumann, L.F.; Fernandes, P.D.; Rosolen, M.A.; Rodrigues, V.F.; Silva Neto, J.O.; Pedrosa, C.A.; Mendez, A.; Torres, D.S. 2006. Case Study of Multiple Hydraulic Fracture Completion in a Subsea Horizontal Well, Campos Basin. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, LA. 10p. SPE-98277.
- Olson, J.E.; Laubach, S.E.; Lander, R.H. 2007. Combining Diagenesis and Mechanics to Quantify Fracture Aperture Distributions and Fracture Pattern Permeability. In: Lonergan, L.; Jolly, R.J.H.; Rawnsley, K. *et al.*, eds., Fractured Reservoirs: Geological Society of London, Special Publication No.270, p.101-116.
- Ponte, F.C.; Asmus, H.E. 1976. The Brazilian Marginal Basins: Current State of Knowledge. An. Acad. Bras.
- Reiss, L.H. 1980. The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations. Gulf Publishing Company, Houston. 108p.
- Rider, M., 2000. The Geological Interpretation of Well Logs. Sutherland, Scotland. 2nd Ed. Rider-French Consulting Ltd, 280p.
- Robaina, L.E.S; Formoso, M.L.L.; Spadini, A.R. 1991. Carbonatos Reservatório da Formação Macaé, Bacia de Campos, RJ, Brasil. Parte I – Contribuição à Geoquímica dos Carbonatos. Geochim. Brasil., 5(1/2):53-67.
- Sancevero, S.S. 2007. Estudo de Aplicação de Métodos Quantitativos em Dados Sísmicos no Processo de Caracterização Integrada de Reservatórios. Tese de Doutorado, Instituto de Geociências, Unicamp. 220p.

- Souza, P.H.G. 2005. Análise Estratigráfica e Caracterização do Reservatório “Arenito Namorado” na Porção Sudeste do Campo de Namorado, Bacia De Campos – RJ. Trabalho de Formatura. Instituto de Geociências e Ciências Exatas, UNESP, Rio Claro-SP. 61p.
- Souza Cruz, C.E. 1995. Estratigrafia e sedimentação de águas profundas do Neógeno da Bacia de Campos, Estado do Rio de Janeiro. Tese de Doutorado, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 186p.
- Spadini, A.R.; Esteves, F.R.; Dias-Brito, D.; Azevedo, R.L.M.; Rodrigues, R. 1988. The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: Its Evolution in the Context of the Initial History of the South Atlantic. *Revista Brasileira de Geociências*, v.18, p.261-272.
- Spadini, A.R. 1992. Processos Depositionais e Ciclicidade em Carbonatos Albianos de Plataforma Rasa da Bacia de Campos. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências-UFRJ. 138p.
- Spadini, A.R.; Marçal, R. A. 2005. Porosidade em Reservatórios Carbonáticos: Algumas Considerações. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v.13, n.1, p.129-138.
- Spadini, A.R. 2008. Carbonate Reservoirs in Brazilian Sedimentary Basins. 19th World Petroleum Congress, Spain. 16p.
- Tabanou, J.R.; Chabernaud, T.; Goswami, J.; Li, J.; Horkowitz, J.; Jacobsen, S.; Neville, T.; Seydoux, J. 2004. How Certain Are We About Reservoir Parameter Uncertainties? 45th Annual Logging Symposium SPWLA. 14p.
- Taioli, F. 2000. Recursos Energéticos. In: Teixeira, W. *et al.*, eds., *Decifrando a Terra*. São Paulo: Oficina de Textos. p.471-492.
- Tomaso, K.; Benac, P.; Sarturi, J. González, G.; de Ribet, B. 2013. Seismic Fracture Characterization Workflow and Support for the Geological Model: Albian Carbonate Reservoir, Campos Basin, Brazil. 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, Brazil.
- Van Golf-Racht, T.D. 1996. Naturally Fractured Carbonate Reservoirs. In: Chilingarian, G.V.; Mazzullo, S.J.; Rieke, H.H., eds., *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis*, Part 2. Elsevier, Amsterdam. p.683-772.
- Wilson, J.L. 1975. Carbonate Facies in Geologic History. Springer-Verlag, Berlin, 471p.
- Wilson, J.L.; Jordan, C. 1983. Middle Shelf Environment. In: Scholle, D.G.; Bebout, D.G.; Moore, C.H., eds., *Carbonate Depositional Environments*. AAPG Memoir 33, p.297-343.
- Winter, W.R.; Jahnert, R.J.; França, A.B. 2007. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, 15, p.511-529.

Wyllie, M.R. J.; Gregory, A.R.; Gardner, L.W. 1956. Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media. *Geophysics*, v.221, no.1.

Zarpelon, P. R.; Spadini, A; R.; Biassussi, A. 2008. Albian Carbonates from Southeastern Brazil: Stratigraphy and Retreat of a Platform in Response to Halokinesis (Abs), in: AAPG International Conference Exhibition, Cape Town, South Africa.